



מודיעין-אנרגיה – שותפות מוגבלת ("השותפות")

לכבוד הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ רח' אחוזת בית 2 תל-אביב 6525216 <u>באמצעות מגנ"א</u>	לכבוד רשות ניירות ערך רח' כנפי נשרים 22 ירושלים 95464 <u>באמצעות מגנ"א</u>
---	--

ג.א.נ.,

הנדון: דוח עתודות ומשאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון בפרויקט Chittim Ranch, בטקסס, ארה"ב ("הפרויקט" או "הנכס")

בהמשך לדוח המיידני של השותפות מיום 21.3.2023 (אסמכתא 2023-01-029712) בדבר דוח הערכת עתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved, Probable and Possible Reserves), נתוני תזרים מהוון ומשאבים מותנים (Contingent Resources), המשקף את חלקה של השותפות בפרויקט, נכון ליום 31.12.2022 ("הדוח הקודם"), מתכבדת השותפות להודיע כי ביום 27.3.2024 קיבלה השותפות דוח הערכת עתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (Proved, Probable and Possible Reserves), נתוני תזרים מהוון ומשאבים מותנים (Contingent Resources), המשקף את חלקה של השותפות בפרויקט, נכון ליום 31.12.2023 ("הדוח המעודכן" או "הדוח").

הדוח מבוסס על הקידוחים המפיקים בשטח הפרויקט וכן על תוכנית פיתוח אפשרית של מפעיל הפרויקט שהוצגה למעריך (כמוגדר להלן) אשר ערך את הדוח ואשר מותנית בקבלת החלטת השקעה לביצוע קידוחים בנכס.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות מפעיל הפרויקט בדבר השפעת תוכנית העבודה החזויה בפרויקט כאמור לעיל על ההפקה הקיימת והעתידית ועל תוכנית הפיתוח העתידית של הפרויקט, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק ניירות ערך"). ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים בפרויקט, והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של המפעיל ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. השפעת תוכנית העבודה החזויה בפרויקט כאמור לעיל על ההפקה הקיימת והעתידית ועל תוכנית הפיתוח העתידית של הפרויקט עשויה להיות שונה מההערכות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או קבלת היתרים מרשויות מדינתיות ופדראליות ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של הבארות בפרויקט.

הדוח נערך על ידי DeGolyer and MacNaughton, מעריך עתודות מומחה, מוסמך ובלתי תלוי (להלן: "המעריך") והוכן על פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) (להלן: "כללי ה-PRMS"). חלק מהמשאבים בפרויקט סווגו כעתודות וחלקם סווגו כמשאבים מותנים.

הדוח כולל שני חלקים ביחס לשתי קטגוריות משאבים, כדלקמן:

1. עתודות מוכחות המסווגות בשלב בשלות "בהפקה" ("On Production"), עתודות צפויות ועתודות אפשריות המסווגות בשלב בשלות מוצדק לפיתוח ("Justified for Development"). ביחס לעתודות אלו מוצג בסעיף ד' להלן דוח תזרים מזומנים.

2. משאבים מותנים המסווגים בשלב בשלות "תוכנית פיתוח הושעתה" או "בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי" ("Development Unclearified" or "On Hold"), והם מותנים ברכישה של מידע טכני נוסף, שיפור בתנאים מסחריים שיצדיק פיתוח של אתרים מסוימים ואישור תוכנית פיתוח של הנכס על ידי השותפים בפרויקט. המעריך ציין כי ככל שתאושר תוכנית הפיתוח, חלק מהמשאבים המותנים המוערכים בדוח עשויים להיות מסווגים מחדש כרזרבות.

א. עתודות בפרויקט

(1) נתוני כמויות:

על פי הדוח, נכון ליום 31.12.2023 עתודות הנפט, הגז הטבעי ונוזלי הגז הטבעי (NGL) שבפרויקט, הינן כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ³				סה"כ בנכס הנפט (Gross)				קטגוריית עתודות ²
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט Mboe*	נוזלי גז טבעי (NGL) Mbbl	גז טבעי MMcf	נפט Mbbl	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט Mboe*	נוזלי גז טבעי (NGL) Mbbl	גז טבעי MMcf	נפט Mbbl	
38	6	28	27	544	86	463	381	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
1,221	157	1,101	880	15,837	1,944	13,626	11,622	עתודות צפויות (Probable Reserves)
1,259	163	1,129	907	16,381	2,030	14,089	12,003	סה"כ עתודות מסוג 2P Probable Proved+ (Reserves)
1,221	157	1,101	880	15,838	1,944	13,627	11,623	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
2,480	320	2,230	1,787	32,219	3,974	27,716	23,626	סה"כ עתודות מסוג 3P Probable+ Proved+ (Possible Reserves)

* בדוח העתודות צוין כי ההמרה ליחידות שוות אנרגיה נערכה לפי היחס הבא:
6 MCF of gas = 1 barrel of Oil Equivalent

אזהרה: יחידות שוות אנרגיה עלולות להיות מטעות בייחוד אם השימוש בהן נערך מבלי להביא בחשבון מאפיינים נוספים. ההמרה מבוצעת לפי יחס אנרגטי בשריפה אך אינה מייצגת שווי כלכלי זהה.

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

¹ למילון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראה **נספח א'**.

² הסכומים בטבלה עשויים לא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

³ סה"כ השיעור המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בטבלה הינו אחרי תשלום תמלוגים לצדדים שלישיים (בעלי זכויות הנפט ("Mineral Rights"). יובהר כי במסגרת אישור רכישת מניות Carapace Energy Investment LLC (להלן: "Carapace") (ראה דוח מיידי מיום 26.4.2022, אסמכתא 2022-01-050956), החברה באמצעותה מוחזק, בעקיפין, הפרויקט, השותף הכללי הסכים כי כל עוד ההחזקה של השותפות בנכס הנפט בטקסס הינה עקיפה, דרך אחזקה ב-Carapace, הוא יהיה זכאי לתמלוג בשיעורים הקבועים בהסכם השותפות אך ורק בגין סכומים שיתקבלו בפועל ע"י השותפות, קרי חלוקות/ דיבידנד ב-Carapace. בחודש פברואר 2024 הודיעה השותפות ל Carapace כי אין בכוונתה להחזיק באופן ישיר בזכויות בנכס הנפט וזאת לאור מתווה הפיתוח אשר הציגה מפעילת הפרויקט לבעלי מניות Carapace. להערכת השותפות, ולפי תוכנית העבודה שהוצגה לה ע"י המפעיל ו-Carapace, לא תבצע Carapace בעתיד הנראה לעין חלוקות רווחים ומשכך נתוני הכמויות מוצגים ללא תמלוגים לשותף הכללי.

(Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

(2) בדוח ציין המעריך, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן, כי:

א. הערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי ה-PRMS, אינן מותאמות לשקף סיכונים, כגון סיכונים טכניים ומסחריים וסיכוני פיתוח.

ב. הפעילות של השותפות עשויה להיות כפופה לרמות שונות של בקרה ממשלתית ורגולציה. בקרה ממשלתית ורגולציה כאמור עשויות לכלול נושאים הקשורים להחזקה בקרקע, זכויות משפטיות להפקת ההידרוקרבונים, קידוח ושיטות הפקה, הגנת הסביבה, מדיניות שיווק ותמחור, תמלוגים, מיסים ואגרות שונות, כולל מס הכנסה, והן כפופות לשינויים, מעת לעת. שינויים כאמור עשויים לגרום לשינויים בכמויות ובעתודות שיופקו בפועל ובסכומי הכנסות שיתקבלו בפועל ביחס לכמויות שהוערכו.

ג. ההערכות בדוח מבוססות על בדיקה מפורטת של הנכסים בהם יש לשותפות זכויות. עם זאת, לא בוצעה בחינת שטח של נכסים אלו, לרבות התפעול המכאני ומצבם של המתקנים ושל הבארות בשטח הפרויקט. ממצאי הדוח לא התחשבו בהתחייבויות סביבתיות פוטנציאליות שעשויות להיות קיימות, ולא נכללו עלויות בגין התחייבויות פוטנציאליות להחזר וניכוי נזקים, ככל שהיו, שנגרמו על ידי פעילויות קודמות בשטח.

ד. הפרויקט יפותח בהתאם לתכנית הפיתוח שהוכנה, יתופעל באופן סביר, אף רגולציה או פיקוח ממשלתי לא תשפיע על היכולת של בעלות הזכויות בפרויקט לקבל את הכמויות המוערכות, ותחזיותיהן בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד הפרויקט בפועל.

אזרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות המעריך בדבר עתודות הנפט, הגז הטבעי ונוזלי הגז הטבעי (NGL) בפרויקט, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים בפרויקט ומאת מפעיל הפרויקט, והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של המעריך ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הנפט הגז הטבעי ונוזלי הגז הטבעי (NGL) שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או קבלת היתרים מרשויות מדינתיות ופדראליות ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של הבארות בפרויקט. העתודות הצפויות והעתודות האפשריות מבוססות על ההערכות וההשערות הנ"ל, לרבות בקשר עם תוכנית פיתוח אפשרית של הנכס ובכללן: מועד קידוחים, עלויותיהם, קצבי הפקה וכד', עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפוש והפקה של נפט, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה מהבארות שבפרויקט בפועל. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להשתנות שכן טרם נלקחה בחשבון השפעת פעולת הגברת יכולת ההפקה⁴ בקידוחים קיימים ומתוכננים (Enhanced Oil Recovery).

⁴ במהלך חודש מרץ 2023 החל השלב הניסיוני הראשון מתוך שלושה שלבים של הזרקה קונדנסט לבאר קיימת ומפיקה ומיד לאחריו בחודש אפריל 2023 החלה הזרמה החוזרת הראשונה. אחרי סיום שלושת שלבי ההזרקה וההזרמה החוזרת ביום 14 בנובמבר 2023 הודיע מפעיל פרויקט Chittim כי הפעולות להגברת קצב ההפקה הסתיימו. הבאר המשיכה בהפקה סדירה עם מתקני ההפקה הקבועים בשדה.

ב. משאבים מותנים בפרויקט:

(1) על פי הדוח, נכון ליום 31.12.2023 המשאבים המותנים של נפט, גז טבעי ונוזלי גז טבעי (NGL) שבפרויקט, הם כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁶				סה"כ בנכס הנפט (Gross)				קטגוריה ⁵
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט Mboe*	נוזלי גז טבעי (NGL) Mbbbl	גז טבעי MMcf	נפט Mbbbl	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט Mboe*	נוזלי גז טבעי (NGL) Mbbbl	גז טבעי MMcf	נפט Mbbbl	
146	10	73	124	2,017	142	993	1,709	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)
421	31	220	353	5,773	428	3,001	4,845	האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C)
16,731	1,267	8,881	13,984	256,305	19,554	137,077	213,905	האומדן הגבוה High Estimate (3C)

* בדוח המשאבים צוין כי ההמרה ליחידות שוות אנרגיה נערכה על פי היחס הבא:
6 MCF of gas = 1 barrel of Oil Equivalent

אזהרה: יחידות שוות אנרגיה עלולות להיות מטעות בייחוד אם השימוש בהן נערך מבלי להביא בחשבון מאפיינים נוספים. ההמרה מבוצעת לפי יחס אנרגטי אשר אינה מייצגת שווי כלכלי זהה.

(2) לאור היקף המשמעותי של המשאבים המוערכים בפרויקט, השוק הפוטנציאלי למשאבים אלו הינו השוק המקומי האמריקאי. לתיאור השוק הפוטנציאלי האמור ראו סעיף 6 בפרק א' בדוח התקופתי של השותפות לשנת 2022 (אשר פורסם ביום 26.3.2023 (אסמכתא 031923-01-2023)).

(3) בדוח המשאבים מצוין כי סיווג המשאבים המותנים בפרויקט כעתודות יהיה מותנה במידע נוסף שיתקבל מההפקה הקיימת בפרויקט, רכישת מידע טכני נוסף, שיפור בתנאים מסחריים אשר יצדיקו פיתוח באתרים מסויימים ובקבלת החלטה השקעה מחייבת לפיתוח המשאבים המותנים. ככל שיתקיימו התנאים הנ"ל חלק מסוים מהמשאבים המותנים המפורטים עשויים להיות מסווגים כעתודות. המעריך ציין בדוח שבהתאם למידע שהתקבל ממפעיל הפרויקט לצורך פיתוח המשאבים המותנים שנכללים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר (3C) נדרש לקבל החלטת השקעה לפיתוח 1,229 קידוחים.

אזהרה - אין וודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק שיעור כלשהו מהמשאבים המותנים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות המעריך בדבר כמויות עתודות והמשאבים המותנים של נפט, גז טבעי ונוזלי גז טבעי (NGL) בפרויקט, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים בפרויקט ומאת מפעיל הפרויקט, והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של המעריך ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הנפט גז טבעי ונוזלי גז טבעי (NGL) שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או קבלת היתרים מרשויות מדינתיות ופדראליות ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של הבארות בפרויקט. ההערכות וההשערות הנ"ל, לרבות בקשר עם תוכנית פיתוח של הנכס ובכללן: מועד קידוחים, עלויותיהם, קצבי הפקה וכד', עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפוש והפקה של נפט, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה מהבארות שבפרויקט בפועל. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להשתנות ככל שתוכנית העבודה המתוכננת בפרויקט הכוללת תוכנית להגברת יכולת ההפקה בקידוחים קיימים ומתוכננים (Enhanced Oil Recovery) וכן מתוצאות מבחני ההפקה לקידוח מטרות גז.

ג. נתוני תזרים מזומנים מהוון מדוח העתודות

(1) בהתאם לדוח ולחישובי השותפות, התזרים הצפוי מהוון הנקי לחלק השותפות בפרויקט לסה"כ העתודות - Total Proved, Probable and Possible Reserve (בניכוי מס הכנסה בארה"ב), נכון ליום 31 בדצמבר 2022, הינו כמפורט להלן (באלפי דולר). כאמור לעיל, במסגרת אישור רכישת מניות Carapace, השותף הכללי הסכים כי כל עוד ההחזקה של השותפות בנכס הנפט בטקסס הינה עקיפה, דרך אחזקה ב-Carapace, הוא יהיה זכאי לתמלוג בשיעורים הקבועים בהסכם השותפות אך ורק בגין סכומים שיתקבלו בפועל ע"י השותפות, קרי חלוקות/ דיבידנד ב-Carapace. בחודש פברואר 2024 הודיעה השותפות ל Carapace כי אין בכוונתה להחזיק באופן ישיר בזכויות בנכס הנפט וזאת לאור מתווה הפיתוח אשר הציגה מפעילת הפרויקט לבעלי מניות Carapace. להערכת השותפות, ולפי תוכנית העבודה שהוצגה לה ע"י המפעיל ו-Carapace, לא תבצע Carapace בעתיד הנראה לעין חלוקות רווחים ומשכך נתוני תזרים המזומנים והכמויות מוצגות ללא תמלוגים לשותף הכללי:

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	706	572	481	416	362
עתודות צפויות (Probable Reserves)	8,941	3,857	964	(745)	(1,777)
עתודות מוכחות וצפויות 2P (Proved + Probable Reserves)	9,648	4,430	1,445	(329)	(1,409)
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	8,935	3,133	254	(1,201)	(1,922)
עתודות מוכחות צפויות ואפשריות 3P (Proved + Probable+Possible Reserves)	18,583	7,562	1,699	(1,529)	(3,331)

(2) נתוני תזרים המזומנים מהוון מבוססים על הערכות והנחות שונות, שעיקריהן מפורטים להלן:

א. ההנחות בתזרים לגבי מחירי הנפט שיימכר מהפרויקט מבוססות, בין היתר, על עקום ה-NYMEX לנפט גולמי מסוג West Texas Intermediate (WTI) לתאריך ה-29.12.2023 בהתאמות מחיר הכוללות, בין היתר, עלות הובלה.

להלן טבלה המרכזת את התחזיות ביחס למחיר הנפט בהם נעשה שימוש (לאחר התאמת עלויות שינוע ומחיר). המחירים כאמור, מבוססים על עקום ה-WTI נכון ליום ה-29.12.2023, ומוצגים על פי הממוצע השנתי:

תקופה	מחיר נפט דולר/חבית	מחיר גז MCF דולר/יחידה	מחיר NGL דולר/חבית
2024	69.45	2.33	19.17
2025	66.25	3.15	18.31
2026	63.3	3.49	17.52
2027 ואילך	61.25	3.5	16.97

ב. קצבי ההפקה שנכללו בתזרים המזומנים נערכו בהתאם לתחזיות של המעריך, אשר מבוססות על מידע בגין ביצועים היסטוריים של הבארות ונתונים נוספים שהועברו ממפעיל הפרויקט. ייתכן וקצבי ההפקה בפועל יהיו שונים מקצבי ההפקה שנכללו בדוח תזרים המזומנים.

- ג. כמויות החזויות למכירה, שהונחו בתזרים המזומנים, בכל אחת מהשנים מבוססות על פרופיל ההפקה מבארות קיימות ומבארות שעתידות להיות מפותחות.
- ד. עלויות התפעול שנלקחו בחשבון בתזרים מבוססות על נתונים משוערים שנתקבלו ממפעיל הפרויקט, המבוססות, בין היתר, על עלויות התפעול הקיימות, הכוללות עלויות המיחוסות באופן ישיר לפרויקט, עלויות תחזוקת בארות והפקה וכן הוצאות תקורה הנהלה וכלליות. עלויות התפעול בתזרים אינן מתואמות לשינויי אינפלציה. המעריך אישר כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות.
- ה. ההשקעות ההוניות שנכללו בדוח תזרים המזומנים מבוססות ברובן על תוכנית קידוחים לפרויקט שהוצגה למעריך הכוללת כ- 72 קידוחים מתוכננים בתקופה של 4 שנים החל משנת 2024, אשר מותנית בקבלת אישורים של השותפים בפרויקט. אומדן ההשקעות ההוניות לשנים 2024 והלאה טרם אושר על ידי השותפים בפרויקט. ההשקעות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. המעריך אישר כי ההוצאות ההוניות שסופקו והוערכו על ידי המפעיל הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותו מפרויקטים דומים.⁷

- (3) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון מס הכנסה פדראלי בארה"ב בשיעור של 21% ומס הכנסה מדינתי בטקסס, בשיעור של 0.75%, שיעור תמלוגים ממוצע לצדדים שלישיים (בעלי זכויות הנפט (Mineral "Rights)) כ- 27%, מיסי הפקה: Severance Tax בשיעור של כ-4.5% מהכנסות הנובעות ממכירת נפט בניכוי תמלוגים לבעלי זכויות הנפט ו-Ad Valorem הנפט בשיעור של כ- 1.7% מסך ההכנסות בנכס הנפט בניכוי תמלוגים לבעלי זכויות הנפט.
- (4) לצורך הצגת תשלומי המס במסגרת דוח התזרים, מחשבת השותפות את תשלומי המס ברמת נכס הנפט (על אף שהוא אינו נישום למס) ואינה מתחשבת בהוצאות מטה אחרות בארה"ב הניתנים לקיזוז כנגד הכנסה החייבת בנכס. כפועל יוצא תשלומי המס בארה"ב צפויים להיות נמוכים יותר מאשר כפי שמוצג בדוח התזרים שלהלן.
- (5) הכנסות ממכירות נפט והתמלוגים הנובעים ממכירות נפט שיבוצעו בשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה ללא תלות במועד התקבול ו/או התשלום.
- (6) הוצאות והשקעות המיחוסות לשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה ללא תלות במועד התשלום בפועל.
- (7) התזרים מניח מכירה של גז טבעי ושל NGLs (Natural Gas Liquids) בכמויות ובהכנסות שאינן מהותיות.
- (8) עלויות הנטישה שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו למעריך על ידי מפעיל הפרויקט. עלויות אלה אינן כוללת את שווי ניצולת המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.

⁷ יצוין כי לאור התנודתיות הגבוהה במחירי הנפט והצפי לגידול במספר הקידוחים היבשתיים בארה"ב, הרי שיתכן גידול בעלויות הקידוחים בפועל, מעבר להערכות המעריך.

ד. בהתאם להנחות שונות, שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2023, באלפי דולר, המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, מהעתודות שבפרויקט ללא תמלוגים לשותף הכללי כמפורט בסעיף ג (1) לעיל:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)															
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני מס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	100% מנכס הנפט			שנה
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%								כמות מכירות NGL	כמות מכירות גז טבעי (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	
120.5	122.8	125.4	128.1	131.1	(32.9)	164.0	-	-	(99.6)	(95.4)	359.0	9.7	52.1	47.2	2024
72.1	76.8	82.0	87.9	94.6	(18.9)	113.5	(3.5)	-	(81.4)	(71.8)	270.2	7.8	41.5	36.6	2025
50.6	56.2	62.8	70.5	79.6	(12.9)	92.5	-	-	(76.2)	(61.1)	229.8	6.9	37.2	32.3	2026
35.5	41.2	48.0	56.5	67.0	(9.2)	76.1	-	-	(73.3)	(54.1)	203.5	6.4	34.4	29.4	2027
25.8	31.2	38.1	46.9	58.4	(8.4)	66.7	-	-	(70.8)	(49.8)	187.3	6.0	32.0	27.1	2028
18.8	23.7	30.2	39.0	51.0	(7.7)	58.7	-	-	(68.6)	(46.1)	173.4	5.6	30.0	25.0	2029
13.7	18.0	24.0	32.4	44.5	(7.2)	51.7	-	-	(66.7)	(42.8)	161.1	5.2	28.1	23.2	2030
9.9	13.6	18.9	26.8	38.7	(6.6)	45.3	-	-	(64.9)	(39.9)	150.0	4.9	26.4	21.6	2031
7.1	10.1	14.8	21.9	33.2	(6.2)	39.3	-	-	(63.3)	(37.1)	139.7	4.6	24.8	20.1	2032
5.0	7.5	11.4	17.7	28.2	(5.7)	33.9	-	-	(61.5)	(34.5)	129.9	4.3	23.1	18.7	2033
3.5	5.5	8.8	14.3	23.8	(5.3)	29.1	-	-	(59.0)	(31.9)	120.0	3.8	20.2	17.4	2034
2.0	3.2	5.3	9.1	15.9	(4.7)	20.6	(3.5)	-	(55.7)	(28.9)	108.7	3.5	19.0	15.7	2035
1.6	2.7	4.8	8.5	15.7	(4.0)	19.7	-	-	(48.2)	(24.6)	92.4	3.3	17.9	13.1	2036
1.1	1.9	3.4	6.4	12.4	(3.7)	16.1	-	-	(47.1)	(22.9)	86.1	3.1	16.8	12.2	2037
0.7	1.2	2.3	4.6	9.3	(3.4)	12.7	-	-	(46.1)	(21.3)	80.2	3.0	15.9	11.4	2038
0.3	0.5	1.0	1.8	3.4	(9.1)	12.5	(14.0)	-	(131.3)	(57.1)	214.8	8.2	43.8	30.3	2039 ואילך
367.9	416.1	481.2	572.5	706.4	(145.9)	852.4	(21.0)	-	(1,113.6)	(719.1)	2,706.0	86.4	463.2	381.2	סך הכל

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני מס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות NGL	כמות מכירות גז טבעי (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
(1,653.6)	(1,711.8)	(1,774.7)	(1,843.4)	(1,917.6)	(7.9)	(1,909.7)	—	(2,235.6)	(26.9)	(127.7)	480.5	3.2	22.1	67.5	2024
(1,359.4)	(1,462.1)	(1,577.6)	(1,708.0)	(1,856.3)	(203.5)	(1,652.8)	—	(4,471.2)	(354.8)	(1,148.4)	4,321.5	70.5	494.0	608.7	2025
(3,980.2)	(4,445.3)	(4,990.4)	(5,634.0)	(6,400.2)	(467.9)	(5,932.3)	—	(12,205.5)	(894.3)	(2,593.9)	9,761.4	176.6	1,237.7	1,423.5	2026
367.7	470.3	601.7	771.4	992.4	(2,204.1)	3,196.5	—	(7,914.9)	(1,803.4)	(4,689.5)	17,604.3	358.3	2,511.9	2,628.6	2027
1,819.3	2,192.5	2,664.6	3,268.3	4,049.4	(867.5)	4,916.9	—	—	(1,160.3)	(2,205.6)	8,282.7	210.4	1,474.8	1,208.5	2028
1,020.2	1,285.7	1,637.3	2,109.0	2,750.8	(385.7)	3,136.5	—	—	(907.6)	(1,467.4)	5,511.6	142.4	998.2	802.5	2029
646.0	850.6	1,133.9	1,532.2	2,101.5	(194.9)	2,296.5	—	—	(790.5)	(1,120.0)	4,207.0	110.4	774.3	611.4	2030
419.1	575.9	802.7	1,136.5	1,639.5	(155.7)	1,795.2	—	—	(721.1)	(912.9)	3,429.2	91.4	641.0	497.4	2031
282.6	405.3	590.7	876.3	1,325.5	(133.5)	1,458.9	—	—	(674.7)	(774.0)	2,907.7	78.7	551.8	420.9	2032
195.5	292.6	445.9	693.0	1,100.7	(115.7)	1,216.4	—	—	(641.4)	(673.9)	2,531.7	69.6	487.6	365.8	2033
137.7	215.0	342.6	557.8	930.4	(102.2)	1,032.6	—	—	(616.2)	(598.1)	2,246.8	62.6	439.0	324.1	2034
98.2	160.1	266.6	454.9	789.8	(98.4)	888.2	—	—	(596.4)	(538.5)	2,023.1	57.2	400.9	291.2	2035
70.7	120.3	209.5	374.4	688.6	(83.0)	771.6	—	—	(580.4)	(490.4)	1,842.5	52.8	370.3	264.7	2036
51.3	91.1	165.8	310.4	599.4	(75.9)	675.3	—	—	(567.3)	(450.7)	1,693.3	49.2	345.0	242.9	2037
37.4	69.2	131.7	258.4	524.0	(70.0)	594.0	—	—	(556.2)	(417.2)	1,567.3	46.2	323.6	224.4	2038
70.4	145.9	313.6	700.0	1,623.7	(989.5)	2,613.1	(252.0)	—	(5,623.4)	(3,079.0)	11,567.5	364.3	2,553.7	1,640.0	2039 ואילך
(1,777.0)	(744.7)	964.0	3,857.3	8,941.5	(6,155.3)	15,096.8	(252.0)	(26,827.2)	(16,514.7)	(21,287.3)	79,978.0	1,943.7	13,625.8	11,622.0	סך הכל

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני מס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות NGL	כמות מכירות גז טבעי (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
(1,533.1)	(1,588.9)	(1,649.3)	(1,715.3)	(1,786.5)	(40.8)	(1,745.7)	—	(2,235.6)	(126.5)	(223.1)	839.5	12.9	74.2	114.7	2024
(1,287.4)	(1,385.4)	(1,495.6)	(1,620.1)	(1,761.7)	(222.4)	(1,539.4)	(3.5)	(4,471.2)	(436.2)	(1,220.2)	4,591.7	78.2	535.5	645.3	2025
(3,929.6)	(4,389.0)	(4,927.6)	(5,563.5)	(6,320.6)	(480.8)	(5,839.8)	—	(12,205.5)	(970.5)	(2,655.0)	9,991.2	183.5	1,274.9	1,455.8	2026
403.2	511.4	649.7	827.9	1,059.4	(2,213.3)	3,272.7	—	(7,914.9)	(1,876.6)	(4,743.5)	17,807.7	364.7	2,546.3	2,658.1	2027
1,845.1	2,223.7	2,702.7	3,315.2	4,107.7	(875.9)	4,983.6	—	—	(1,231.0)	(2,255.3)	8,470.0	216.4	1,506.8	1,235.5	2028
1,038.9	1,309.4	1,667.5	2,148.0	2,801.8	(393.4)	3,195.2	—	—	(976.2)	(1,513.5)	5,685.0	148.0	1,028.2	827.5	2029
659.7	868.6	1,157.9	1,564.7	2,146.0	(202.1)	2,348.1	—	—	(857.2)	(1,162.8)	4,368.1	115.7	802.4	634.6	2030
428.9	589.4	821.6	1,163.3	1,678.1	(162.3)	1,840.5	—	—	(786.0)	(952.8)	3,579.2	96.4	667.4	519.0	2031
289.7	415.4	605.5	898.2	1,358.6	(139.6)	1,498.2	—	—	(738.0)	(811.2)	3,047.4	83.3	576.6	441.0	2032
200.5	300.1	457.3	710.7	1,128.9	(121.4)	1,250.2	—	—	(702.9)	(708.4)	2,661.6	73.9	510.6	384.5	2033
141.2	220.5	351.3	572.1	954.2	(107.4)	1,061.6	—	—	(675.2)	(630.0)	2,366.8	66.4	459.2	341.4	2034
100.2	163.3	272.0	464.0	805.7	(103.2)	908.8	(3.5)	—	(652.0)	(567.4)	2,131.8	60.7	419.9	306.9	2035
72.4	123.0	214.3	383.0	704.3	(87.0)	791.3	—	—	(628.6)	(515.0)	1,934.9	56.2	388.1	277.9	2036
52.4	92.9	169.2	316.8	611.7	(79.6)	691.4	—	—	(614.4)	(473.6)	1,779.4	52.3	361.8	255.1	2037
38.0	70.5	134.1	263.0	533.3	(73.4)	606.7	—	—	(602.3)	(438.5)	1,647.5	49.1	339.5	235.7	2038
70.6	146.4	314.6	701.8	1,627.1	(998.6)	2,625.6	(266.0)	—	(5,754.6)	(3,136.1)	11,782.3	372.5	2,597.5	1,670.2	2039 ואילך
(1,409.2)	(328.6)	1,445.2	4,429.7	9,647.9	(6,301.2)	15,949.2	(273.0)	(26,827.2)	(17,628.2)	(22,006.4)	82,684.0	2,030.1	14,089.0	12,003.3	סך הכל

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג (Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני מס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות NGL	כמות מכירות גז טבעי (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2026
(7,441.9)	(8,673.1)	(10,177.9)	(12,034.2)	(14,347.2)	(742.8)	(13,604.4)	-	(19,284.9)	(651.5)	(2,291.6)	8,623.5	119.4	837.0	1,325.7	2027
1,018.1	1,258.0	1,567.6	1,972.0	2,506.4	(2,793.5)	5,299.9	-	(7,542.3)	(2,052.2)	(5,390.3)	20,284.7	422.7	2,963.1	3,022.2	2028
1,729.9	2,177.0	2,768.0	3,559.6	4,634.8	(796.1)	5,430.9	-	-	(1,231.8)	(2,411.3)	9,074.0	229.8	1,610.8	1,324.4	2029
962.6	1,267.0	1,688.4	2,280.7	3,126.8	(276.2)	3,403.0	-	-	(944.3)	(1,573.3)	5,920.6	152.4	1,068.4	862.5	2030
577.6	793.5	1,105.8	1,565.4	2,258.4	(202.9)	2,461.3	-	-	(813.0)	(1,185.0)	4,459.2	116.6	817.5	648.3	2031
371.5	532.7	776.3	1,151.5	1,741.5	(166.4)	1,907.9	-	-	(736.4)	(957.0)	3,601.2	95.6	670.4	522.6	2032
249.1	372.7	567.9	882.5	1,401.6	(139.5)	1,541.1	-	-	(685.8)	(805.9)	3,032.9	81.8	573.2	439.3	2033
171.6	267.9	426.8	694.9	1,158.9	(120.3)	1,279.2	-	-	(649.8)	(698.1)	2,627.1	71.9	503.8	379.8	2034
120.4	196.2	326.8	557.6	968.3	(113.9)	1,082.2	-	-	(622.8)	(617.1)	2,322.1	64.5	451.8	335.1	2035
85.7	145.7	253.8	453.5	834.0	(94.5)	928.5	-	-	(601.8)	(553.8)	2,084.1	58.7	411.3	300.2	2036
61.6	109.3	199.0	372.6	719.5	(85.5)	805.0	-	-	(584.9)	(503.0)	1,892.9	54.0	378.8	272.1	2037
44.6	82.6	157.3	308.5	625.5	(78.0)	703.5	-	-	(571.0)	(461.3)	1,735.8	50.2	352.1	249.1	2038
127.5	269.6	594.0	1,368.2	3,306.9	(108.7)	3,415.6	(252.0)	-	(6,373.8)	(3,634.0)	13,675.4	426.4	2,989.2	1,941.7	2039 ואילך
(1,921.6)	(1,200.8)	253.9	3,132.8	8,935.3	(5,718.3)	14,653.6	(252.0)	(26,827.2)	(16,519.1)	(21,081.6)	79,333.5	1,943.9	13,627.4	11,623.0	סך הכל

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)

סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני מס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות NGL	כמות מכירות גז טבעי (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט			
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%											
(1,533.1)	(1,588.9)	(1,649.3)	(1,715.3)	(1,786.5)	(40.8)	(1,745.7)	-	(2,235.6)	(126.5)	(223.1)	839.5	12.9	74.2	114.7	2024
(1,287.4)	(1,385.4)	(1,495.6)	(1,620.1)	(1,761.7)	(222.4)	(1,539.4)	(3.5)	(4,471.2)	(436.2)	(1,220.2)	4,591.7	78.2	535.5	645.3	2025
(3,929.6)	(4,389.0)	(4,927.6)	(5,563.5)	(6,320.6)	(480.8)	(5,839.8)	-	(12,205.5)	(970.5)	(2,655.0)	9,991.2	183.5	1,274.9	1,455.8	2026
(7,038.7)	(8,161.7)	(9,528.2)	(11,206.3)	(13,287.8)	(2,956.0)	(10,331.8)	-	(27,199.8)	(2,528.1)	(7,035.1)	26,431.2	484.1	3,383.3	3,983.7	2027
2,863.3	3,481.7	4,270.3	5,287.2	6,614.1	(3,669.4)	10,283.5	-	(7,542.3)	(3,283.2)	(7,645.7)	28,754.7	639.0	4,469.9	4,257.7	2028
2,768.8	3,486.3	4,435.5	5,707.6	7,436.5	(1,189.5)	8,626.1	-	-	(2,208.1)	(3,924.8)	14,758.9	377.8	2,639.0	2,151.9	2029
1,622.3	2,135.6	2,846.3	3,845.3	5,272.8	(478.4)	5,751.1	-	-	(1,801.5)	(2,736.1)	10,288.7	268.1	1,870.8	1,497.0	2030
1,006.5	1,382.9	1,927.5	2,728.7	3,936.5	(365.2)	4,301.7	-	-	(1,599.0)	(2,137.7)	8,038.5	213.0	1,484.9	1,167.3	2031
661.2	948.2	1,381.8	2,049.7	3,100.1	(306.0)	3,406.1	-	-	(1,474.4)	(1,768.1)	6,648.6	179.0	1,247.0	963.6	2032
449.6	672.8	1,025.1	1,593.2	2,530.5	(260.8)	2,791.3	-	-	(1,388.7)	(1,514.4)	5,694.5	155.6	1,083.8	823.8	2033
312.8	488.4	778.1	1,267.0	2,113.1	(227.7)	2,340.8	-	-	(1,325.0)	(1,328.1)	4,993.9	138.3	963.0	721.2	2034
220.6	359.5	598.8	1,021.5	1,774.0	(217.1)	1,991.1	(3.5)	-	(1,274.9)	(1,184.5)	4,453.9	125.2	871.8	642.0	2035
158.1	268.8	468.0	836.5	1,538.2	(181.5)	1,719.7	-	-	(1,230.4)	(1,068.8)	4,018.9	114.8	799.4	578.0	2036
114.0	202.3	368.2	689.4	1,331.3	(165.1)	1,496.4	-	-	(1,199.3)	(976.6)	3,672.3	106.4	740.6	527.2	2037
82.7	153.1	291.4	571.5	1,158.8	(151.4)	1,310.2	-	-	(1,173.3)	(899.8)	3,383.3	99.4	691.6	484.8	2038
198.1	416.0	908.6	2,070.0	4,933.9	(1,107.3)	6,041.2	(518.0)	-	(12,128.4)	(6,770.1)	25,457.7	798.9	5,586.8	3,612.0	2039 ואילך
(3,330.8)	(1,529.4)	1,699.1	7,562.5	18,583.2	(12,019.5)	30,602.7	(525.0)	(53,654.4)	(34,147.3)	(43,088.0)	162,017.4	3,974.0	27,716.4	23,626.3	סך הכל

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 הנפט שיופקו, קצב ומשך מכירות הנפט מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הנפט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הנפט ו/או מהביצועים בפועל של הבארות שבשטח הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

ה. להלן ניתוחי רגישות למחיר הנפט ולכמות מכירות הנפט, אשר הינם הפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של העתודות (מחיר הנפט וכמות מכירות הנפט) ליום 31.12.2023 (באלפי דולר), אשר בוצע על ידי השותפות:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	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 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קיטון במחיר הנפט בשיעור של 10%						גידול במחיר הנפט בשיעור של 10%					
רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	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 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עמודות מוכחות P1 (Proved) (Reserves)	879.30	698.92	579.69	496.58	436.01	עמודות מוכחות P1 (Proved) (Reserves)	879.30	698.92	579.69	496.58	436.01
עמודות צפויות (Probable Reserves)	13,529.71	7,134.61	3,482.21	1,283.52	(90.44)	עמודות צפויות (Probable Reserves)	13,529.71	7,134.61	3,482.21	1,283.52	(90.44)
סה"כ עמודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	14,409.01	7,833.53	4,061.90	1,780.10	345.57	סה"כ עמודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	14,409.01	7,833.53	4,061.90	1,780.10	345.57
עמודות אפשריות (Possible Reserves)	14,058.68	6,466.04	2,611.70	559.45	(558.79)	עמודות אפשריות (Possible Reserves)	14,058.68	6,466.04	2,611.70	559.45	(558.79)
סה"כ עמודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	28,467.69	14,299.57	6,673.59	2,339.55	(213.22)	סה"כ עמודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	28,467.69	14,299.57	6,673.59	2,339.55	(213.22)
שווי נוכחי בהוון של 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 0%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 20%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 0%	רגישות / קטגוריה
299.73	335.65	382.71	446.04	533.48	קטגוריה / רגישות	299.73	335.65	382.71	446.04	533.48	קטגוריה / רגישות
(3,463.62)	(2,772.95)	(1,554.19)	580.58	4,362.12	קטגוריה / רגישות	(3,463.62)	(2,772.95)	(1,554.19)	580.58	4,362.12	קטגוריה / רגישות
(3,163.89)	(2,437.31)	(1,171.48)	1,026.63	4,895.60	קטגוריה / רגישות	(3,163.89)	(2,437.31)	(1,171.48)	1,026.63	4,895.60	קטגוריה / רגישות
(3,284.46)	(2,961.08)	(2,103.98)	(200.53)	3,819.74	קטגוריה / רגישות	(3,284.46)	(2,961.08)	(2,103.98)	(200.53)	3,819.74	קטגוריה / רגישות
(6,448.35)	(5,398.39)	(3,275.46)	826.10	8,715.33	קטגוריה / רגישות	(6,448.35)	(5,398.39)	(3,275.46)	826.10	8,715.33	קטגוריה / רגישות

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 5%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 5%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הנפט בשיעור של 15%						גידול במחיר הנפט בשיעור של 15%					
265.66	295.41	333.46	382.82	447.02	עתודות מוכחות P1 (Proved) (Reserves)	470.08	536.81	628.93	762.14	965.76	עתודות מוכחות P1 (Proved) (Reserves)
(4,306.91)	(3,787.07)	(2,813.29)	(1,057.92)	2,070.22	עתודות צפויות (Probable Reserves)	752.85	2,297.64	4,741.31	8,773.11	15,821.61	עתודות צפויות (Probable Reserves)
(4,041.25)	(3,491.66)	(2,479.83)	(675.10)	2,517.24	סה"כ עתודות 2P מסוג (Proved + Probable Reserves)	1,222.93	2,834.45	5,370.24	9,535.26	16,787.36	סה"כ עתודות 2P מסוג (Proved + Probable Reserves)
(3,965.88)	(3,841.22)	(3,282.90)	(1,867.17)	1,260.00	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	122.63	1,439.59	3,790.62	8,132.68	16,618.42	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
(8,007.13)	(7,332.87)	(5,762.73)	(2,542.27)	3,777.24	סה"כ עתודות 3P מסוג (Proved + Probable + Possible Reserves)	1,345.57	4,274.03	9,160.86	17,667.94	33,405.78	סה"כ עתודות 3P מסוג (Proved + Probable + Possible Reserves)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 5%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	שוי נוכחי בהון של 5%	שוי נוכחי בהון של 0%	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הנפט בשיעור של 20%						גידול במחיר הנפט בשיעור של 20%					
231.59	255.18	284.21	319.60	360.57	עתודות מוכחות P1 (Proved) (Reserves	504.15	577.04	678.18	825.36	1,052.21	עתודות מוכחות P1 (Proved) (Reserves
(5,150.21)	(4,801.19)	(4,072.39)	(2,696.43)	(221.68)	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,596.15	3,311.75	6,000.41	10,411.62	18,113.50	עתודות צפויות (Probable Reserves)
(4,918.62)	(4,546.01)	(3,788.17)	(2,376.83)	138.89	סה"כ עתודות 2P מסוג (Proved + Probable Reserves)	2,100.30	3,888.80	6,678.58	11,236.98	19,165.72	סה"כ עתודות 2P מסוג (Proved + Probable Reserves)
(4,647.30)	(4,721.35)	(4,461.82)	(3,533.81)	(1,299.73)	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	804.05	2,319.72	4,969.54	9,799.32	19,178.15	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
(9,565.92)	(9,267.36)	(8,249.99)	(5,910.64)	(1,160.85)	סה"כ עתודות 3P מסוג (Proved + Probable + Possible Reserves)	2,904.35	6,208.52	11,648.12	21,036.31	38,343.87	סה"כ עתודות 3P מסוג (Proved + Probable + Possible Reserves)

1. לאור האחזקה העקיפה בנכס הנפט, ביצעה השותפות ניתוח רגישות נוסף לתמלוגים להם זכאי השותף הכללי (בשיעור של 4.95% לפני החזר השקעה ושל 9.95% לאחר החזר השקעה) מהדיבידנד⁸, אשר יחולק מ- Carapace, אם וככל שיחולק:

קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) (כולל תמלוג על לשותף הכללי)	674	547	459	397	351
עתודות צפויות (Probable Reserves) (כולל תמלוג על לשותף הכללי)	8,075	3,369	703	(866)	(1,810)
עתודות מוכחות וצפויות 2P (Proved + Probable Reserves) (כולל תמלוג על לשותף הכללי)	8,750	3,916	1,162	(468)	(1,458)
עתודות אפשריות (Possible Reserves) (כולל תמלוג על לשותף הכללי)	633	(2,131)	(3,491)	(4,077)	(4,243)
עתודות מוכחות צפויות ואפשריות 3P (Proved + Probable + Possible Reserves) (כולל תמלוג על לשותף הכללי)	9,383	1,785	(2,329)	(4,545)	(5,701)

⁸ הדיבידנד שנלקח בחשבון חושב מחלקה של השותפות ברווח הנקי של הפרויקט קרי הכנסות בניכוי הוצאות תפעול, תמלוגים ומיסים. לצורך חישוב הדיבידנד לא נלקחו בחשבון הוצאות הנהלה וכלליות ומימון של Carapace (אשר אין לגביהם מידע נכון למועד הדוח ואינם בשליטת השותפות), אשר יכולה להיות להן השפעה מהותית על החלוקות ומועדיהן.

ז. להלן ניתוח רגישות נוסף בהנחה שהשותפות הייתה מחזיקה באופן ישיר בזכויות ההוניות בנכס והשותף הכללי היה מקבל את התמלוג לו הוא זכאי בגובה 4.95% מההכנסות לפני החזר השקעה ו 9.95% מההכנסות לאחר החזר השקעה⁹:

קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves) (כולל תמלוג על לשותף הכללי)	581	481	410	356	318
עתודות צפויות (Probable Reserves) (כולל תמלוג על לשותף הכללי)	5,101	1,250	(973)	(2,272)	(3,030)
עתודות מוכחות וצפויות 2P (Proved + Probable Reserves) (כולל תמלוג על לשותף הכללי)	5,683	1,731	(563)	(1,914)	(2,711)
עתודות אפשריות (Possible Reserves) (כולל תמלוג על לשותף הכללי)	2,516	(787)	(2,377)	(3,085)	(3,335)
עתודות מוכחות צפויות ואפשריות 3P (Proved + Probable+Possibe Reserves) (כולל תמלוג על לשותף הכללי)	8,198	948	(2,940)	(5,000)	(6,046)

⁹ תמלוג על לשותף הכללי (הזכאי על פי הסכם השותפות לתמלוג על בשיעור של 4.95% עד להחזר הוצאות ו- 9.95% לאחר החזר הוצאות). מועד החזר ההוצאות יחול להערכת השותף הכללי לאחר הפקה כוללת של כ- 9.5 מיליון חביות נפט בקטגוריית 2P וכ- 16.6 מיליון חביות נפט בקטגוריית 3P. מאחר שמועד החזר ההוצאות מושפע, בין היתר, ממחירי הנפט, קצב ההפקה, עלויות ההפקה והפיתוח, ושיעור התמלוגים לצדדים שלישיים והקטגוריות השונות, ייתכן שכמות הנפט הכוללת שתימכר עד למועד החזר ההוצאות תהיה שונה מהותית מהמצוין לעיל. חישוב השיעור המשווין למחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות לפני ואחרי החזר ההוצאות נעשה בהתאם לשיעורים המפורטים בסעיף 9.2.6 לדוח התקופתי השנתי לשנת 2022 (שפורסם ביום 26.3.2023, אסמכתא 01-2023-031923), באופן שהחלק האפקטיבי המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות בהכנסות מנכס הנפט הינו 6.88% עד החזר הוצאות ו- 6.378% לאחר החזר הוצאות. על אף האמור, כל עוד ההחזקה של השותפות בנכס הנפט הינה עקיפה, דרך אחזקה ב-Carapace, השותף הכללי, בהסכמתו, יהיה זכאי לתמלוג בשיעורים הקבועים בהסכם השותפות אך ורק בגין סכומים שיתקבלו בפועל ע"י השותפות, קרי חלוקות/ דיבידנד ב-Carapace. ככל שבעתיד ו/או בקידוחים עתידיים תהיה לשותפות אחזקה ישירה בנכס הנפט, מנגנון תשלום התמלוגים יהיה בהתאם לקבוע בהסכם השותפות.

ח. השוואה בין נתוני הדוח המעודכן לדוח הקודם והסבר על הפערים בין דוח תזרים המזומנים המהווה לבין דוח תזרים המזומנים הקודם:

- א. הכמויות החזויות בדוח העתודות המעודכן אינן שונות מהותית ביחס לדוח הקודם.
- ב. עודכנה תחזית מחיר הנפט הגולמי WTI הגז הטבעי ומחיר ה-NGL.
- ג. עודכנו סכומי ההשקעות ההוניות והתפעוליות הצפויות של נכס הנפט כפי שנתקבלו ממפעיל הפרויקט.

ט. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת את נתוני ההפקה המשוערים של נפט¹⁰

2023				
רבעון 4	רבעון 3	רבעון 2	רבעון 1	
17.3	24.8	22.6	10.8	סך הכל תפוקה בתקופה (באלפי חביות) – עבור ה-100%
1.7	2.5	2.3	1.1	סך הכל תפוקה בתקופה (באלפי חביות) - המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח
78.9	81.9	71.9	74.5	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח (בדולר ארה"ב לחבית) (בדולר ארה"ב/bbl)
20.9	21.7	19.1	19.7	צדדים שלישיים
-	-	-	-	שותף כללי ¹¹
23.3	16.7	29.8	31.8	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית : bbl/דולר ארה"ב) ¹²
34.8	43.5	23.1	22.9	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב)
0.14%	0.21%	0.19%	0.09%	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בנכס (ב-%)

¹⁰ 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.

¹¹ לעניין תמלוגים לשותף הכללי ראה הערת שוליים מספר 9.

¹² עלויות הפקה ממוצעות כוללות מיסי הפקה שמהוות כ- 2.9 דולר לחבית נפט.

י. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה **כנספח ב'** הדוח המעודכן וכן הסכמת המעריך להכללתו בדוח זה¹³.

יא. הצהרת הנהלה של השותף הכללי בשותפות

- (1) תאריך ההצהרה: 28.3.2024 ;
- (2) ציון שם התאגיד: מודיעין-אנרגיה - שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: יניב פרידמן, מנכ"ל השותף הכללי והשותפות ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- (6) הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- (7) הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources Management System(2007) Petroleum כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- (8) הרינו לאשר כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע הדוח הקודם.
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

יניב פרידמן
מנכ"ל השותף הכללי

השותפים בפרויקט ושיעור אחזקותיהם הינם כדלקמן:

- 50% – Turonian Holdings LLC*
- 50% – BlackBrush Oil & Gas, L.P.

* החברה הנכדה מחזיקה בכ- Carapace Energy Investment LLC (להלן: "Carapace"). Carapace מחזיקה ב- 100% מ- Carapace Oil & Gas Operating LLC (להלן: "Carapace Operating"). Carapace Operating מחזיקה ב- 100% בחברת Turonian Holdings LLC. בהתאם לכך, השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בפרויקט הינו כ- 10.01%.

בכבוד רב,

מודיעין-אנרגיה ניהול (1992) בע"מ
השותף הכללי במודיעין-אנרגיה - שותפות מוגבלת
על ידי יניב פרידמן, מנכ"ל
וירון זוארס, סמנכ"ל כספים

¹³ הנתונים בדוח המעריך, אינם כוללים ניכוי מס הכנסה, תמלוגים לצד קשור ודמי מפעיל לשותף הכללי.

נספח א' - מילון מונחים מקצועיים בתחום הנפט והגז

"איגוד מהנדסי הערכת פטרוליום (SPEE)" – Society of Petroleum Evaluation Engineers.

"איגוד מהנדסי פטרוליום (SPE)" – Society of Petroleum Engineers.

"אקספלורציה" – סך הפעולות הקשורות לחיפושי נפט וגז.

"הידרוקרבוניס" – פחמימנים; שם כולל לנפט וגז שהם תרכובות המורכבות מפחמן ומימן.

"הפקת נפט" – הפקת נפט מתוך שדה נפט, וכל הפעולות הכרוכות בכך, לרבות טלטולו, הטיפול בו והעברתו למיכלים, לצינורות או לבית זיקוק בשדה הנפט או בקרבתו.

"מאגר (Reservoir)" – שכבה או שכבות של סלע המתאפיינות בנקוביות וחדירות גבוהות יחסית, המאפשרות קיבולת וזרימה של נוזלים וגז. לעתים משמש גם לתיאור שדה של נפט ו/או גז.

"מערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) – Petroleum Resources 2018 Management System - מערכת דיווח להערכת עתודות ומשאבי נפט, כפי שפורסמה על-ידי איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC), איגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), איגוד הגיאופיזיקאים לאקספלורציה (SEG), איגוד הפטרופיזיקאים ואנליסטים של לוגים (SPWLA) וארגון הפיזיקאים והמהנדסים האירופי (EAGE), וכפי שתתוקן מעת לעת.

"משאבים מותנים (Contingent Resources)" – מוגדרים על פי ה-PRMS ככמויות של הידרוקרבונים שנכון ליום נתון עשויים להיות בני-הפקה ממאגרים ידועים על ידי יישום של תכניות פיתוח, אך שעדיין אינם נחשבים בני-הפקה מבחינה כלכלית, כתוצאה מתנאי אחד או יותר שעדיין לא התקיימו.

"משאבים מותנים בשלב בשלות (Project Maturity Sub-Class) של "הצדקת פיתוח בבחינה" (Development Pending) - מוגדרים על פי ה-PRMS ככאלו המצויים במאגר בו מתקיימות נסיבות להצדקת הפקתם הכלכלית בטווח הנראה לעין.

"נכסי נפט" – החזקה, בין במשירין ובין בעקיפין, בהיתר מוקדם, ברישיון או בחזקה; במדינה אחרת – החזקה, בין במשירין ובין בעקיפין, בזכות בעלת מהות דומה שהוענקה על ידי הגוף המוסמך לכך. כן יראו כנכס נפט זכות לקבלת טובות הנאה הנובעות מהחזקה, במשירין או בעקיפין, בנכס נפט או בזכות בעלת מהות דומה (לפי הענין).

"נפט" – נפט ניגר, בין נוזלי ובין אדי, לרבות שמן, גז טבעי, גזולין טבעי, קונדנסאטים ופחמימנים (הידרוקרבוניס) ניגרים להם, וכן אספלט ופחמימנים של נפט מוצקים אחרים כשהם מומסים בתוך נפט ניגר וניתנים להפקה יחד אתו.

"עתודות (Reserves)" – מוגדרות על-פי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) ככמויות של נפט הצפויות להיות ברות הפקה על-ידי יישום של תוכנית פיתוח על הצטברויות שנתגלו מיום מסוים ואילך תחת תנאים מוגדרים. על עתודות לענות על ארבעה תנאים: (1) עליהן להתגלות; (2) ברות הפקה; (3) מסחריות; ו- (4) קיימות, בהתאם לפרויקט הפיתוח המיושם.

"פטרוליום (PETROLEUM)" ; "משאבים מנובאים (מונבאים) (PROSPECTIVE RESOURCES)" ;

"נתגלה (DISCOVERED)"; "תגלית (ממצא) (DISCOVERY)"; "רזרבות (עתודות) (RESERVES)", "משאבים מותנים (CONTINGENT RESOURCES)"; "רזרבות (עתודות) מוכחות (PROVED RESERVES)"; "רזרבות (עתודות) צפויות (PROBABLE RESERVES)"; "רזרבות (עתודות) אפשריות (POSSIBLE RESERVES)"; "אומדן כמויות נמוך (LOW ESTIMATE)"; "אומדן כמויות גבוה (HIGH ESTIMATE)"; "הטוב ביותר (BEST ESTIMATE)"; "אומדן כמויות גבוה (HIGH ESTIMATE)"; "אפשר לפיתוח בקטגוריית (1C,2C,3C) 1C,2C,3C"; "מוצדק לפיתוח (JUSTIFIED FOR DEVELOPMENT)"; "אשר לפיתוח (APPROVED FOR DEVELOPMENT)"; "פיתוח בבחינה (PENDING) DEVELOPMENT"; "פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי (DEVELOPMENT UNCLARIFIED OR ON HOLD)"; "נטישת באר (ABANDONMENT WELL)"; "פיתוח אינו מעשי (DEVELOPMENT NOT VIABLE)"; "קונדנסט (CONDENSATE)"; "קידוח יבש (DRY HOLE)"; "רזרבות (עתודות) בקטגוריית (1P/2P/3P) 1P/2P/3P" - כמשמעות מונחים אלה במערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

"פיתוח" - קידוחו וצידודו של שטח נכס נפט כדי לקבוע את כושר תפוקתו, להפיק ממנו נפט ולשווקו.

"קונדנסט" - תערובת פחמימנים הנמצאים במצב נוזלי בתנאי המאגר, אך יכולים להפוך לגז במעבר מהמאגר לפני השטח. קונדנסט משמש כתוסף בייצור תזקי קי נפט או כחומר בעירה בתעשיות כבדות (כגון: תעשיות מלט) או כחומר גלם בייצור תזקי קי נפט.

ראו: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/condensate.aspx>

"קידוח אופקי" - מקרה פרטי של קידוח אלכסוני שזווית הנטייה היא מעל 80°.

"קידוח הערכה" (Appraisal Well) - קידוח באר המבוצע כחלק מתכנית קידוחי הערכה אשר מטרתו לקבוע את הגודל הפיזי, משאבים וקצב הפקה סביר של שדה.

"שדה נפט" - קרקע על שכבותיה הגיאולוגיות שיש מתחתיה בידוע מאגר(י) נפט שניתן להפיק ממנו(הם) נפט בכמויות מסחריות.

"MMCF" - מיליוני רגל מעוקב גז (Millions of cubic feet). מידת נפח גז בתנאים סטנדרטיים.

"MBBL" - אלף חביות נפט (Thousands barrels of oil).

"MMboe" - מיליוני חביות שווה ערך נפט (Millions of Barrels of Oil Equivalent).

"NGL / נוזלי גז טבעי" - פחמימנים המורכבים אך ורק מפחמן ומימן.

נספח ב' - הדוח נכון ליום 31.12.2022

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

This is a digital representation of a DeGolyer and MacNaughton report.

Each file contained herein is intended to be a manifestation of certain data in the subject report and as such is subject to the definitions, qualifications, explanations, conclusions, and other conditions thereof. The information and data contained in each file may be subject to misinterpretation; therefore, the signed and bound copy of this report should be considered the only authoritative source of such information.



DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

LETTER REPORT
as of
DECEMBER 31, 2023
on
RESERVES and REVENUE
and
CONTINGENT RESOURCES
of
CERTAIN PROPERTIES
with interests attributable to
MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

March 27, 2024

Modiin Energy Limited Partnership
3 Azrieli Center
Triangle Tower 45nd Floor
Tel Aviv 67023

Ladies and Gentlemen:

Pursuant to your request, this report of third party presents an independent evaluation, as of December 31, 2023, of the extent and value of the estimated net proved developed producing, probable undeveloped, and possible undeveloped oil, natural gas liquids (NGL), and gas reserves and estimates of the extent of the contingent resources of certain properties in which Modiin Energy Limited Partnership (Modiin) has represented it holds an interest. The properties evaluated herein consist of working interests located in Dimmit, Maverick, and Zavala Counties, Texas. The area in which the properties are located is known as “Chittim Ranch.” This evaluation was completed on March 27, 2024. The proved developed producing, probable undeveloped, and possible undeveloped reserves and contingent resources estimates were prepared in accordance with the Petroleum Resources Management System (PRMS) approved in March 2007 and revised in June 2018 by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and the European Association of Geoscientists & Engineers. These definitions are in accordance with internationally recognized standards as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). This report of third party has been prepared for Modiin’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 estimated in this report are expressed as gross reserves and net reserves. Gross reserves are defined as the total estimated petroleum remaining to be produced from these properties after December 31, 2023. Net reserves are defined

as that portion of the gross reserves attributable to the interests held by Modiin after deducting all interests held by others.

Values for proved developed producing, probable undeveloped, and possible undeveloped reserves in this report are expressed in terms of future gross revenue, future net revenue, and present worth. Future gross revenue is defined as that revenue which will accrue to the evaluated interests from the production and sale of the estimated net reserves. Future net revenue is calculated by deducting production and ad valorem taxes, operating expenses, capital and abandonment costs from future gross revenue. Operating expenses include field operating expenses, transportation and processing expenses, and an allocation of overhead that directly relates to production activities. Capital costs include drilling and completion costs, facilities costs, and field maintenance costs. Abandonment costs are represented by the operator and accepted by Modiin to be inclusive of those costs associated with the removal of equipment, plugging of wells, and reclamation and restoration associated with the abandonment. At the request of Modiin, future income taxes were not taken into account in the preparation of these estimates. Present worth is defined as future net revenue discounted at a specified discount rate of 10 percent compounded monthly over the expected period of realization. Present worth should not be construed as fair market value because no consideration was given to additional factors that influence the prices at which properties are bought and sold.

Contingent resources estimated herein are expressed as gross contingent resources and net contingent resources. Gross contingent resources are defined as the total estimated petroleum that is potentially recoverable from known accumulations after December 31, 2023. Net contingent resources are defined as that portion of the gross contingent resources attributable to the interests held by Modiin after deducting all interests held by others.

The contingent resources estimated herein are those quantities of petroleum that are potentially recoverable from known accumulations but which are not currently considered to be commercially recoverable. Because of the uncertainty of commerciality, the contingent resources estimated herein cannot be classified as reserves. The contingent resources estimates in this report are provided as a means of comparison to other contingent resources and do not provide a means of direct comparison to reserves.

Contingent resources quantities should not be confused with those quantities that are associated with reserves due to the additional risks involved. The quantities that might actually be recovered should they be developed may differ

significantly from the estimates presented herein. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources evaluated herein.

Estimates of reserves and revenue and contingent resources should be regarded only as estimates that may change as further production history and additional information become available. Not only are such estimates based on that information which is currently available, but such estimates are also subject to the uncertainties inherent in the application of judgmental factors in interpreting such information.

Information used in the preparation of this report was obtained from Modiin, from the operator, and from public sources. In the preparation of this report we have relied, without independent verification, upon information furnished by the operator and accepted by Modiin with respect to the property interests being evaluated, production from such properties, current costs of operation and development, current prices for production, agreements relating to current and future operations and sale of production, and various other information and data that were accepted as represented. A field examination was not considered necessary for the purposes of this report.

Definition of Reserves

Estimates of proved developed producing, probable undeveloped, and possible undeveloped reserves presented in this report have been prepared in accordance with the PRMS approved in March 2007 and revised in June 2018 by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and the European Association of Geoscientists & Engineers. Only proved developed producing, probable undeveloped, and possible undeveloped reserves have been evaluated for this report. The petroleum reserves are defined as follows:

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. 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 development and production status.

Proved Reserves are those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from a given date forward from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations. If deterministic methods are used, the term “reasonable certainty” is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.

Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves. It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability [P50] that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.

Possible Reserves are those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than Probable Reserves. The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high-estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.

Once projects satisfy commercial maturity, the associated quantities are classified as Reserves. These quantities may be allocated to the following subdivisions based on the funding and operational status of wells and associated facilities within the reservoir development plan:

Developed Reserves are quantities expected to be recovered from existing wells and facilities. Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs

to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.

Developed Producing Reserves are expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate. Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.

Developed Non-Producing Reserves include 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.

Undeveloped Reserves are 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.

The extent to which probable and possible reserves ultimately may be recategorized as proved reserves is dependent upon future drilling, testing, and well performance. The degree of risk to be applied in evaluating probable and possible reserves is influenced by economic and technological factors as well as the time element. Estimates of probable and possible reserves in this report have not been

adjusted in consideration of these additional risks to make them comparable to estimates of proved reserves.

Definition of Contingent Resources

Estimates of contingent resources presented in this report have been prepared in accordance with the PRMS approved in March 2007 and revised in June 2018 by the Society of Petroleum Engineers, the World Petroleum Council, the American Association of Petroleum Geologists, the Society of Petroleum Evaluation Engineers, the Society of Exploration Geophysicists, the Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and the European Association of Geoscientists & Engineers. Because of the lack of commerciality or sufficient development drilling, the contingent resources estimated herein cannot be classified as reserves. The petroleum contingent resources are classified as follows:

Contingent Resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.

Contingent Resources 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.

Economically Viable Contingent Resources are those quantities associated with technically feasible projects where cash flows are positive under reasonably forecast conditions but are not Reserves because it does not meet the other commercial criteria.

Economically Not Viable Contingent Resources are those quantities for which development projects are not expected to yield positive cash flows under reasonable forecast conditions. May also be subject to additional unsatisfied contingencies.

Where evaluations are incomplete and it is premature to clearly define the associated cash flows, it is acceptable to note that the project economic status is “undetermined.”

The estimation of petroleum resources is subject to both technical and commercial uncertainties and, in general, may be quoted as a range. The range of uncertainty reflects a reasonable range of estimated potentially recoverable quantities. In all cases, the range of uncertainty is dependent on the amount and quality of both technical and commercial data that are available and may change as more data become available.

1C (Low), 2C (Best), and 3C (High) Estimates – Estimates of contingent resources in this report are expressed using the terms 1C (low) estimate, 2C (best) estimate, and 3C (high) estimate to reflect the range of uncertainty.

Methodology and Procedures

Estimates of reserves and contingent resources were prepared by the use of appropriate geologic, petroleum engineering, and evaluation principles and techniques that are in accordance with practices generally recognized by the petroleum industry and in accordance with definitions established by the PRMS and Monograph 3 and Monograph 4 published by the Society of Petroleum Evaluation Engineers. The method or combination of methods used in the analysis of each reservoir was tempered by experience with similar reservoirs, stage of development, quality and completeness of basic data, and production history.

Based on the current stage of field development, production performance, the development plans provided by the operator, and analyses of areas offsetting existing wells with test or production data, reserves were categorized as proved developed producing, probable undeveloped, or possible undeveloped. The project maturity sub-class of the proved developed producing reserves is “On Production.” The probable and possible undeveloped reserves have a project maturity sub-class of “Justified for Development.”

The probable undeveloped and possible undeveloped reserves estimates were based on opportunities identified in the plan of development provided by the operator and accepted by Modiin. Modiin has represented that its senior management is committed to the development plan provided by the operator and accepted by Modiin and that Modiin has the financial capability to execute the development plan, including the drilling and completion of wells and the installation of equipment and facilities.

Based on the current stage of field development, production performance, the development plans provided by the operator and accepted by Modiin, and analyses of areas offsetting existing wells with test or production data, contingent resources were categorized as 1C, 2C, or 3C. Due to the uncertainty of any commitment to drill, the contingent resources herein cannot be considered reserves. Contingent resources shown in this report are contingent upon (1) acquisition of favorable technical data, (2) improvements in commercial conditions that would justify development of certain locations, and (3) commitment and approval to develop these resources. If these contingencies are successfully addressed, certain of these contingent resources could be reclassified as reserves. All contingent resources quantities included herein have an economic status of undetermined, since the evaluations of those contingent resources are at a stage such that it is premature to clearly define the associated cash flows. The project maturity sub-class of the contingent resources is “Development Unclassified or On Hold.”

For the evaluation of unconventional reservoirs, a performance-based methodology integrating the appropriate geology and petroleum engineering data was utilized for this report. Performance-based methodology primarily includes (1) production diagnostics, (2) decline-curve analysis, and (3) model-based analysis (if necessary, based on availability of data). Production diagnostics include data quality control, identification of flow regimes, and characteristic well performance behavior. These analyses were performed for all well groupings (or type-curve areas).

Characteristic rate-decline profiles from diagnostic interpretation were translated to modified hyperbolic rate profiles, including one or multiple b-exponent values followed by an exponential decline. Based on the availability of data, model-based analysis may be integrated to evaluate long-term decline behavior, the effect of dynamic reservoir and fracture parameters on well performance, and complex situations sourced by the nature of unconventional reservoirs.

In the evaluation of undeveloped reserves and contingent resources associated with future activities, type-well analysis was performed using well data from analogous reservoirs for which more complete historical performance data were available.

Data provided by the operator and accepted by Modiin from wells drilled through December 31, 2023, and made available for this evaluation were used to prepare the reserves and contingent resources estimates herein. These reserves and contingent resources estimates were based on consideration of daily production data available through December 31, 2023. Cumulative production, as

of December 31, 2023, was deducted from the estimated gross ultimate recovery to estimate gross reserves and gross contingent resources.

Oil reserves and contingent resources estimated herein are to be recovered by normal field separation. NGL reserves and contingent resources estimated herein include pentanes and heavier fractions (C₅₊) and liquefied petroleum gas (LPG), which consists primarily of propane and butane fractions, and are the result of low-temperature plant processing. In these estimates, 1 barrel equals 42 United States gallons.

Gas quantities estimated herein are expressed as sales gas. Sales gas is defined as the total gas to be produced from the reservoirs, measured at the point of delivery, after reduction for fuel usage, flare, and shrinkage resulting from field separation and processing. Gas reserves and contingent resources estimated herein are reported as sales gas. Gas quantities are expressed at a temperature base of 60 degrees Fahrenheit (°F) and at a pressure base of 14.73 pounds per square inch absolute (psia).

Gas quantities are identified by the type of reservoir from which the gas will be produced. Nonassociated gas is gas at initial reservoir conditions with no oil present in the reservoir. Associated gas is both gas-cap gas and solution gas. Gas-cap gas is gas at initial reservoir conditions and is in communication with an underlying oil zone. Solution gas is gas dissolved in oil at initial reservoir conditions. Gas quantities estimated herein include both associated and nonassociated gas.

All developed reserves estimated herein are considered to be developed producing.

At the request of Modiin, sales gas reserves and contingent resources estimated herein were converted to oil equivalent using an energy equivalent factor of 6,000 cubic feet of gas per 1 barrel of oil equivalent.

Primary Economic Assumptions

This report presents values that were estimated for proved, probable, and possible reserves using forecast prices, expenses, and costs provided by the operator and accepted by Modiin. In this report, values for proved, probable, and possible reserves were based on projections of estimated future production and revenue prepared for these properties with no risk adjustment applied to the probable or possible reserves. Probable and possible reserves involve substantially higher risk

than proved reserves. Revenue values associated with probable and possible reserves have not been adjusted to account for such risks; this adjustment would be necessary in order to make values associated with probable and possible reserves comparable to values associated with proved reserves. The following economic assumptions were used for estimating the revenue values reported herein:

Oil, Condensate, NGL, and Gas Prices

Oil, condensate, NGL, and gas prices in this report were calculated for each property using differentials to reference prices provided by Modiin. The reference prices were scheduled through 2027 and held constant thereafter as shown in the following table, expressed in dollars per barrel (\$/bbl) and dollars per million Btu (\$/MMBtu). Btu factors provided by Modiin were used to convert prices from dollars per million Btu to dollars per thousand cubic feet. The volume-weighted average prices attributable to the estimated proved reserves over the lives of the properties were \$62.92 per barrel of oil and condensate, \$17.38 per barrel of NGL, and \$3.333 per thousand cubic feet of gas.

<u>Year</u>	<u>Oil, Condensate, and NGL Price (\$/bbl)</u>	<u>Gas Price (\$/MMBtu)</u>
2024	71.52	2.56
2025	68.32	3.34
2026	65.37	3.66
2027	63.32	3.67
thereafter	63.32	3.67

Production and Ad Valorem Taxes

Production taxes were calculated using the tax rates for Texas, including, where appropriate, abatements for enhanced recovery programs. Ad valorem taxes were calculated using rates, based on recent payments, provided by the operator and accepted by Modiin.

Operating Expenses, Capital Costs, and Abandonment Costs

Estimates of operating expenses and future capital expenditures, based on existing economic conditions, provided by the operator and accepted by Modiin, were held constant for the lives of the properties. Abandonment costs, which are those costs associated with the removal of equipment, plugging of wells, and reclamation and restoration associated with the abandonment, were provided by the operator and accepted by Modiin for all properties and were not adjusted for inflation. Expense information was reviewed in the context of regional trends and similar properties. Operating expenses, capital costs, and abandonment costs were considered, as appropriate, in determining the economic viability of the undeveloped reserves estimated herein.

The appendix bound with this report includes (1) summary projections of total proved and proved developed producing reserves and revenue, (2) a summary projection of probable reserves and revenue, (3) a summary projection of proved-plus-probable reserves and revenue, (4) a summary projection of possible reserves and revenue, and (5) a summary projection of proved-plus-probable-plus-possible reserves and revenue.

Summary of Conclusions

DeGolyer and MacNaughton has performed an independent evaluation of the extent and value of the estimated net proved oil, NGL, and gas reserves and estimates of the contingent resources of certain properties in which Modiin has represented it holds an interest. The estimated gross and net proved developed producing, probable undeveloped, and possible undeveloped reserves, as of December 31, 2023, of the properties evaluated herein are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (Mbbbl), millions of cubic feet (MMcf), and thousands of barrels of oil equivalent (Mboe):

	Gross Reserves			Net Reserves			
	Oil (Mbbbl)	NGL (Mbbbl)	Sales Gas (MMcf)	Oil (Mbbbl)	NGL (Mbbbl)	Sales Gas (MMcf)	Oil Equivalent (Mboe)
Proved Developed Producing	381	86	463	28	6	34	40
Probable Undeveloped	11,622	1,944	13,626	854	143	1,001	1163
Possible Undeveloped	11,623	1,944	13,627	854	143	1,002	1164

Notes:

1. Probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to proved reserves.
2. Sales gas reserves estimated herein were converted to oil equivalent using an energy equivalent factor of 6,000 cubic feet of gas per 1 barrel of oil equivalent.

The estimated future revenue to be derived from the production and sale of the net proved developed producing, probable undeveloped, and possible undeveloped reserves, as of December 31, 2023, of the properties evaluated under the economic assumptions described herein is summarized as follows, expressed in thousands of dollars (M\$):

	Proved Developed Producing (M\$)	Probable Undeveloped (M\$)	Possible Undeveloped (M\$)
Future Gross Revenue	1,987	58,691	58,252
Production and Ad Valorem Taxes	114	3,401	3,373
Operating Expenses	1,114	16,515	16,519
Capital and Abandonment Costs	21	27,079	27,079
Future Net Revenue	738	11,696	11,281
Present Worth at 10 Percent	509	2,439	1,830

Notes:

1. Future income taxes have not been taken into account in the preparation of these estimates.
2. Values for probable and possible reserves have not been risk adjusted to make them comparable to values for proved reserves.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

The estimated gross and net undetermined 1C, 2C, and 3C contingent resources, as of December 31, 2023, of the properties evaluated herein are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (Mbbbl), millions of cubic feet (MMcf), and thousands of barrels of oil equivalent (Mboe):

	Gross Contingent Resources			Net Contingent Resources			
	Oil (Mbbbl)	NGL (Mbbbl)	Sales Gas (MMcf)	Oil (Mbbbl)	NGL (Mbbbl)	Sales Gas (MMcf)	Oil Equivalent (Mboe)
1C Contingent Resources	1,709	142	993	124	10	73	147
2C Contingent Resources	4,845	428	3,001	353	31	220	421
3C Contingent Resources	213,905	19,554	137,077	13,984	1,255	8,799	16,705

Notes:

1. Application of any risk factor to contingent resources quantities does not equate contingent resources with reserves.
2. There is no certainty that it will be economically viable to produce any portion of the contingent resources evaluated herein.
3. Sales gas contingent resources estimated herein were converted to oil equivalent using an energy equivalent factor of 6,000 cubic feet of gas per 1 barrel of oil equivalent.
4. The 3C contingent resources estimated for 1,229 undeveloped locations were based on opportunities identified in the plan of conceptual development provided by the operator and accepted by Modin.
5. The contingent resources estimated in this report have an economic status of undetermined, since the evaluations of those contingent resources are at a stage such that it is premature to clearly define the associated cash flows.

DEGOLYER AND MACNAUGHTON

While the oil and gas industry may be subject to regulatory changes from time to time that could affect an industry participant's ability to recover its reserves, we are not aware of any such governmental actions which would restrict the recovery of the December 31, 2023, estimated reserves.

DeGolyer and MacNaughton is an independent petroleum engineering consulting firm that has been providing petroleum consulting services throughout the world since 1936. Our fees were not contingent on the results of our evaluation. This report has been prepared at the request of Modiin. DeGolyer and MacNaughton has used all assumptions, procedures, data, and methods that it considers necessary to prepare this report.

Submitted,



DeGOLYER and MacNAUGHTON
Texas Registered Engineering Firm F-716



Dilhan Ilk, P.E.
Executive Vice President
DeGolyer and MacNaughton

CERTIFICATE of QUALIFICATION

I, Dilhan Ilk, Petroleum Engineer with DeGolyer and MacNaughton, 5001 Spring Valley Road, Suite 800 East, Dallas, Texas, 75244 U.S.A., hereby certify:

1. That I am an Executive Vice President with DeGolyer and MacNaughton, which firm did prepare this report of third party addressed to Modiin dated March 27, 2024, and that I, as Executive Vice President, was responsible for the preparation of this report of third party.
2. That I attended Istanbul Technical University, and that I graduated with a Bachelor of Science degree in Petroleum Engineering in the year 2003, a Master of Science degree in Petroleum Engineering from Texas A&M University in 2005, and a Doctor in Philosophy degree in Petroleum Engineering from Texas A&M University in 2010; that I am a Registered Professional Engineer in the State of Texas; that I am a member of the Society of Petroleum Engineers; and that I have in excess of 13 years of experience in oil and gas reservoir studies and reserves evaluations.



Dilhan Ilk, P.E.
Executive Vice President
DeGolyer and MacNaughton

**PROJECTION OF ESTIMATED PROVED PRODUCTION AND REVENUE
AS OF DECEMBER 31, 2023
FROM CERTAIN PROPERTIES WITH INTERESTS ATTRIBUTABLE TO
MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP**

Reserve Category: DEVELOPED PRODUCING

Year Ending Dec 31	Completions	Gross Oil Production (bbl)	Gross NGL Production (bbl)	Gross Separator Gas Production (Mcf)	Gross Sales Gas Production (Mcf)	Net Oil Production (bbl)	Net NGL Production (bbl)	Net Sales Gas Production (Mcf)
2024	6	47,209	9,722	100,229	52,120	3,470	715	3,830
2025	6	36,630	7,751	79,904	41,549	2,692	569	3,054
2026	5	32,299	6,935	71,497	37,180	2,375	510	2,733
2027	5	29,446	6,414	66,131	34,387	2,164	472	2,528
2028	5	27,061	5,977	61,611	32,038	1,988	439	2,354
2029	5	25,020	5,591	57,640	29,972	1,840	411	2,203
2030	5	23,225	5,244	54,055	28,110	1,706	385	2,066
2031	5	21,598	4,924	50,770	26,400	1,588	362	1,941
2032	5	20,084	4,632	47,739	24,825	1,475	341	1,824
2033	5	18,678	4,299	44,330	23,050	1,374	316	1,694
2034	5	17,372	3,764	38,800	20,175	1,277	276	1,483
2035	5	15,656	3,543	36,534	18,998	1,150	261	1,397
2036	4	13,125	3,337	34,399	17,888	966	245	1,315
2037	4	12,205	3,142	32,390	16,842	896	230	1,237
2038	4	11,352	2,957	30,497	15,860	835	218	1,166
2039	4	9,131	2,438	25,120	13,062	671	179	959
2040	2	5,738	1,607	16,570	8,617	422	118	634
2041	2	5,337	1,512	15,576	8,099	392	111	596
2042	2	4,962	1,419	14,641	7,613	365	104	559
2043	2	3,853	1,010	10,407	5,412	283	74	397
Subtotal		379,981	86,218	888,840	462,197	27,929	6,336	33,970
Remaining		1,252	188	1,935	1,006	92	14	74
Total		381,233	86,406	890,775	463,203	28,021	6,350	34,044
Cumulative Ultimate		824,829	1,242,491	2,133,266				
Ultimate		1,206,062						

Year Ending Dec 31	Oil Prices (\$/bbl)	Natural Gas Liquids Prices (\$/bbl)	Gas Prices (\$/Mcf)	Future Gross Revenue Oil (\$)	Future Gross Revenue NGL (\$)	Future Gross Revenue Gas (\$)	Future Gross Revenue Total (\$)
2024	69.45	19.17	2.331	240,977	13,696	8,930	263,603
2025	66.25	18.31	3.150	178,376	10,431	9,619	198,426
2026	63.30	17.52	3.486	150,266	8,930	9,526	168,722
2027	61.25	16.97	3.497	132,562	8,001	8,837	149,400
2028	61.25	16.97	3.496	121,828	7,453	8,234	137,515
2029	61.25	16.97	3.496	112,637	6,974	7,703	127,314
2030	61.25	16.97	3.496	104,558	6,541	7,224	118,323
2031	61.25	16.97	3.496	97,224	6,142	6,783	110,149
2032	61.25	16.97	3.497	90,418	5,777	6,381	102,576
2033	61.25	16.97	3.497	84,090	5,363	5,925	95,378
2034	61.25	16.97	3.496	78,201	4,695	5,184	88,080
2035	61.25	16.97	3.496	70,492	4,419	4,883	79,794
2036	61.25	16.97	3.496	59,083	4,162	4,597	67,842
2037	61.25	16.97	3.496	54,948	3,919	4,328	63,195
2038	61.25	16.97	3.497	51,100	3,689	4,075	58,864
2039	61.25	16.97	3.497	41,110	3,039	3,358	47,507
2040	61.25	16.97	3.497	25,831	2,005	2,214	30,050
2041	61.25	16.97	3.496	24,022	1,884	2,082	27,988
2042	61.25	16.97	3.497	22,341	1,772	1,956	26,069
2043	61.25	16.97	3.497	17,348	1,259	1,391	19,998
Subtotal	62.93	17.38	3.333	1,757,412	110,151	113,230	1,980,793
Remaining	61.25	16.97	3.497	5,637	234	259	6,130
Total	62.92	17.38	3.333	1,763,049	110,385	113,489	1,986,923

Year Ending Dec 31	Production & Ad Valorem Taxes (\$)	Operating Expenses (\$)	Capital and Abandonment Costs (\$)	Total Expenditures (\$)	Future Net Revenue		Present Worth at 10 Percent		Gross Completions	
					Annual (\$)	Cumulative (\$)	Annual (\$)	Cumulative (\$)	Oil 6	Gas 0
2024	15,453	99,602	0	99,602	148,548	148,548	142,139	142,139	Month of Last Production: 08/2044	
2025	11,496	81,447	3,500	84,947	101,983	250,531	88,433	230,572	Interests (Percent)	
2026	9,711	76,220	0	76,220	82,791	333,322	65,336	295,908	Date	Working
2027	8,579	73,257	0	73,257	67,564	400,886	48,475	344,383	Revenue	
2028	7,885	70,770	0	70,770	58,860	459,746	38,385	382,768		
2029	7,294	68,602	0	68,602	51,418	511,164	30,483	413,251	Present Worth Profile (\$)	
2030	6,772	66,665	0	66,665	44,886	556,050	24,192	437,443	9 Percent	524,935
2031	6,302	64,892	0	64,892	38,955	595,005	19,091	456,534	12 Percent	479,674
2032	5,862	63,258	0	63,258	33,456	628,461	14,905	471,439	15 Percent	442,287
2033	5,451	61,514	0	61,514	28,413	656,874	11,508	482,947	20 Percent	392,831
2034	5,059	59,015	0	59,015	24,006	680,880	8,841	491,788	25 Percent	354,837
2035	4,567	55,651	3,500	59,151	16,076	696,956	5,404	497,192	30 Percent	324,814
2036	3,845	48,173	0	48,173	15,824	712,780	4,818	502,010	40 Percent	280,472
2037	3,577	47,119	0	47,119	12,499	725,279	3,460	505,470		
2038	3,329	46,129	0	46,129	9,406	734,685	2,369	507,839		
2039	2,679	38,227	7,000	45,227	-399	734,286	-73	507,766		
2040	1,689	23,590	0	23,590	4,771	739,057	993	508,759		
2041	1,568	23,086	0	23,086	3,334	742,391	631	509,390		
2042	1,462	22,611	0	22,611	1,996	744,387	344	509,734		
2043	1,130	18,081	3,500	21,581	-2,713	741,674	-417	509,317		
Subtotal	113,710	1,107,909	17,500	1,125,409	741,674		509,317			
Remaining	361	5,660	3,500	9,160	-3,391	738,283	-480	508,837		
Total	114,071	1,113,569	21,000	1,134,569	738,283		508,837			

These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.



**PROJECTION OF ESTIMATED PROBABLE PRODUCTION AND REVENUE
AS OF DECEMBER 31, 2023
FROM CERTAIN PROPERTIES WITH INTERESTS ATTRIBUTABLE TO
MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP**

Reserve Class: **PROBABLE**

Year Ending Dec 31	Completions	Gross Oil Production (bbl)	Gross NGL Production (bbl)	Gross Separator Gas Production (Mcf)	Gross Sales Gas Production (Mcf)	Net Oil Production (bbl)	Net NGL Production (bbl)	Net Sales Gas Production (Mcf)
2024	6	67,500	3,150	32,484	22,092	4,962	234	1,626
2025	18	608,694	70,464	726,426	493,968	44,736	5,178	36,306
2026	42	1,423,512	176,562	1,820,190	1,237,734	104,634	12,978	90,978
2027	72	2,628,626	358,313	3,694,003	2,511,919	193,012	26,334	184,625
2028	72	1,208,440	210,368	2,168,816	1,474,784	88,746	15,464	108,400
2029	72	802,516	142,391	1,467,938	998,202	58,944	10,462	73,366
2030	72	611,372	110,453	1,138,603	774,254	44,904	8,121	56,904
2031	72	497,395	91,432	942,627	640,996	36,528	6,728	47,117
2032	72	420,933	78,710	811,433	551,766	30,915	5,773	40,555
2033	72	365,829	69,550	717,012	487,568	26,870	5,100	35,826
2034	72	324,055	62,631	645,611	439,016	23,814	4,626	32,272
2035	72	291,236	57,192	589,618	400,940	21,371	4,195	29,468
2036	72	264,744	52,817	544,511	370,266	19,452	3,888	27,219
2037	72	242,852	49,203	507,289	344,957	17,840	3,600	25,347
2038	72	224,379	46,156	475,890	323,598	16,484	3,391	23,774
2039	72	208,297	43,497	448,454	304,959	15,297	3,204	22,417
2040	72	193,703	41,061	423,245	287,804	14,218	3,031	21,157
2041	72	180,129	38,739	399,381	271,579	13,239	2,844	19,969
2042	72	167,547	36,561	376,773	256,206	12,305	2,688	18,836
2043	72	155,797	34,466	355,399	241,661	11,429	2,526	17,762
Subtotal		10,887,556	1,773,716	18,285,703	12,434,269	799,700	130,365	913,924
Remaining		734,485	169,991	1,752,210	1,191,549	53,951	12,467	87,554
Total		11,622,041	1,943,707	20,037,913	13,625,818	853,651	142,832	1,001,478
Cumulative		0	0	0	0	0	0	0
Ultimate		11,622,041	1,943,707	20,037,913	13,625,818	853,651	142,832	1,001,478

Year Ending Dec 31	Oil Prices (\$/bbl)	Natural Gas Liquids Prices (\$/bbl)	Gas Prices (\$/Mcf)	Future Gross Revenue Oil (\$)	Future Gross Revenue NGL (\$)	Future Gross Revenue Gas (\$)	Future Gross Revenue Total (\$)
2024	69.45	19.17	2.331	344,556	4,440	3,786	352,782
2025	66.25	18.31	3.150	2,963,934	94,830	114,366	3,173,130
2026	63.30	17.52	3.486	6,622,974	227,340	317,130	7,167,444
2027	61.25	16.97	3.497	11,822,310	446,928	645,547	12,914,785
2028	61.25	16.97	3.496	5,435,734	262,396	379,006	6,077,136
2029	61.25	16.97	3.496	3,609,996	177,593	256,528	4,044,117
2030	61.25	16.97	3.497	2,750,225	137,754	198,992	3,086,971
2031	61.25	16.97	3.497	2,237,553	114,057	164,727	2,516,337
2032	61.25	16.97	3.497	1,893,672	98,160	141,794	2,133,626
2033	61.25	16.97	3.497	1,645,696	86,762	125,293	1,857,751
2034	61.25	16.97	3.497	1,457,808	78,099	112,826	1,648,733
2035	61.25	16.97	3.497	1,310,213	71,336	103,049	1,484,598
2036	61.25	16.97	3.497	1,191,003	65,875	95,145	1,352,023
2037	61.25	16.97	3.496	1,092,547	61,385	88,652	1,242,584
2038	61.25	16.97	3.497	1,009,418	57,568	83,172	1,150,158
2039	61.25	16.97	3.496	937,073	54,268	78,365	1,069,706
2040	61.25	16.97	3.497	871,429	51,189	73,950	996,568
2041	61.25	16.97	3.496	810,422	48,316	69,821	928,559
2042	61.25	16.97	3.496	753,691	45,603	65,837	865,131
2043	61.25	16.97	3.497	700,934	42,993	62,103	806,030
Subtotal	61.85	17.08	3.480	49,461,188	2,226,892	3,180,089	54,868,169
Remaining	61.25	16.97	3.497	3,304,268	212,000	306,220	3,822,488
Total	61.81	17.07	3.481	52,765,456	2,438,892	3,486,309	58,690,657

Year Ending Dec 31	Production & Ad Valorem Taxes (\$)	Operating Expenses (\$)	Capital and Abandonment Costs (\$)	Total Expenditures (\$)	Future Net Revenue		Present Worth at 10 Percent		Gross Completions	
					Annual (\$)	Cumulative (\$)	Annual (\$)	Cumulative (\$)	Oil	Gas
2024	21,678	26,856	2,235,600	2,262,456	-1,931,352	-1,931,352	-1,796,298	-1,796,298	72	0
2025	188,874	354,762	4,471,200	4,825,962	-1,841,706	-3,773,058	-1,580,256	-3,376,554		
2026	423,378	894,252	12,205,500	13,099,752	-6,355,686	-10,128,744	-4,993,424	-8,369,978		
2027	757,857	1,803,362	7,914,900	9,718,262	2,438,666	-7,690,078	1,572,967	-6,979,011		
2028	350,843	1,160,258	0	1,160,258	4,566,035	-3,124,043	2,987,854	-3,809,157		
2029	233,158	907,635	0	907,635	2,903,324	-220,719	1,724,385	-2,084,772		
2030	177,735	790,500	0	790,500	2,118,736	1,898,017	1,143,204	-941,568		
2031	144,666	721,110	0	721,110	1,650,561	3,548,578	809,309	-132,259		
2032	122,519	674,728	0	674,728	1,336,379	4,884,957	595,574	463,315		
2033	106,524	641,384	0	641,384	1,109,843	5,994,800	449,563	912,878		
2034	94,430	616,169	0	616,169	938,134	6,932,934	345,436	1,258,314		
2035	84,902	596,399	0	596,399	803,297	7,736,231	268,852	1,527,166		
2036	77,237	580,434	0	580,434	694,352	8,430,583	211,265	1,738,431		
2037	70,873	567,274	0	567,274	604,437	9,035,020	167,190	1,905,621		
2038	65,537	556,183	0	556,183	528,438	9,563,458	132,859	2,038,480		
2039	60,860	546,514	0	546,514	462,332	10,025,790	105,682	2,144,162		
2040	56,642	537,749	0	537,749	402,177	10,427,967	83,586	2,227,748		
2041	52,674	529,533	0	529,533	346,352	10,774,319	65,420	2,293,168		
2042	49,040	521,889	0	521,889	294,202	11,068,521	50,543	2,343,711		
2043	45,639	514,724	0	514,724	245,667	11,314,188	38,379	2,382,090		
Subtotal	3,185,066	13,541,715	26,827,200	40,368,915	11,314,188		2,382,090			
Remaining	215,509	2,972,948	252,000	3,224,948	382,031	11,696,219	57,339	2,439,429		
Total	3,400,575	16,514,663	27,079,200	43,593,863	11,696,219		2,439,429			

Month of Last Production: 11/2050

Interests (Percent)

Date	Working	Revenue
9 Percent		2,982,813
12 Percent		1,502,480
15 Percent		397,129
20 Percent		-879,454
25 Percent		-1,693,666
30 Percent		-2,216,417
40 Percent		-2,755,444

Present Worth Profile (\$)

9 Percent	2,982,813
12 Percent	1,502,480
15 Percent	397,129
20 Percent	-879,454
25 Percent	-1,693,666
30 Percent	-2,216,417
40 Percent	-2,755,444



**PROJECTION OF ESTIMATED PROVED PLUS PROBABLE PRODUCTION AND REVENUE
AS OF DECEMBER 31, 2023
FROM CERTAIN PROPERTIES WITH INTERESTS ATTRIBUTABLE TO
MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP**

Reserve Class: **PROVED + PROBABLE**

Year Ending Dec 31	Completions	Gross Oil Production (bbl)	Gross NGL Production (bbl)	Gross Separator Gas Production (Mcf)	Gross Sales Gas Production (Mcf)	Net Oil Production (bbl)	Net NGL Production (bbl)	Net Sales Gas Production (Mcf)
2024	12	114,709	12,872	132,713	74,212	8,432	949	5,456
2025	24	645,324	78,215	806,330	535,517	47,428	5,747	39,360
2026	47	1,455,811	183,497	1,891,687	1,274,914	107,009	13,488	93,711
2027	77	2,658,072	364,727	3,760,134	2,546,306	195,176	26,806	187,153
2028	77	1,235,501	216,345	2,230,427	1,506,822	90,734	15,903	110,754
2029	77	827,536	147,982	1,525,578	1,028,174	60,784	10,873	75,569
2030	77	634,597	115,697	1,192,658	802,364	46,610	8,506	58,970
2031	77	518,993	96,356	993,397	667,396	38,116	7,090	49,058
2032	77	441,017	83,342	859,172	576,591	32,390	6,114	42,379
2033	77	384,507	73,849	761,342	510,618	28,244	5,416	37,520
2034	77	341,427	66,395	684,411	459,191	25,091	4,902	33,755
2035	77	306,892	60,735	626,152	419,938	22,521	4,456	30,865
2036	76	277,869	56,154	578,910	388,154	20,418	4,133	28,534
2037	76	255,057	52,345	539,679	361,799	18,736	3,830	26,584
2038	76	235,731	49,113	506,387	339,458	17,319	3,609	24,940
2039	76	217,428	45,935	473,574	318,021	15,968	3,383	23,376
2040	74	199,441	42,668	439,815	296,421	14,640	3,149	21,791
2041	74	185,466	40,251	414,957	279,678	13,631	2,955	20,565
2042	74	172,509	37,980	391,414	263,819	12,670	2,792	19,395
2043	74	159,650	35,476	365,806	247,073	11,712	2,600	18,159
Subtotal		11,267,537	1,859,934	19,174,543	12,896,466	827,629	136,701	947,894
Remaining		735,737	170,179	1,754,145	1,192,555	54,043	12,481	87,628
Total		12,003,274	2,030,113	20,928,688	14,089,021	881,672	149,182	1,035,522
Cumulative Ultimate		824,829	1,242,491	22,171,179				
Ultimate		12,828,103						

Year Ending Dec 31	Oil Prices (\$/bbl)	Natural Gas Liquids Prices (\$/bbl)	Gas Prices (\$/Mcf)	Future Gross Revenue Oil (\$)	Future Gross Revenue NGL (\$)	Future Gross Revenue Gas (\$)	Future Gross Revenue Total (\$)
2024	69.45	19.17	2.331	585,533	18,136	12,716	616,385
2025	66.25	18.31	3.150	3,142,310	105,261	123,985	3,371,556
2026	63.30	17.52	3.486	6,773,240	236,270	326,656	7,336,166
2027	61.25	16.97	3.497	11,954,872	454,929	654,384	13,064,185
2028	61.25	16.97	3.496	5,557,562	269,849	387,240	6,214,651
2029	61.25	16.97	3.496	3,722,633	184,567	264,231	4,171,431
2030	61.25	16.97	3.497	2,854,783	144,295	206,216	3,205,294
2031	61.25	16.97	3.497	2,334,777	120,199	171,510	2,626,486
2032	61.25	16.97	3.497	1,984,090	103,937	148,175	2,236,202
2033	61.25	16.97	3.497	1,729,786	92,125	131,218	1,953,129
2034	61.25	16.97	3.497	1,536,009	82,794	118,010	1,736,813
2035	61.25	16.97	3.497	1,380,705	75,755	107,932	1,564,392
2036	61.25	16.97	3.497	1,250,086	70,037	99,742	1,419,865
2037	61.25	16.97	3.496	1,147,495	65,304	92,980	1,305,779
2038	61.25	16.97	3.497	1,060,518	61,257	87,247	1,209,022
2039	61.25	16.97	3.496	978,183	57,307	81,723	1,117,213
2040	61.25	16.97	3.497	897,260	53,194	76,164	1,026,618
2041	61.25	16.97	3.496	834,444	50,200	71,903	956,547
2042	61.25	16.97	3.496	776,032	47,375	67,793	891,200
2043	61.25	16.97	3.497	718,282	44,252	63,494	826,028
Subtotal	61.89	17.10	3.474	51,218,600	2,337,043	3,293,319	56,848,962
Remaining	61.25	16.97	3.497	3,309,905	212,234	306,479	3,828,618
Total	61.85	17.08	3.476	54,528,505	2,549,277	3,599,798	60,677,580

Year Ending Dec 31	Production & Ad Valorem Taxes (\$)	Operating Expenses (\$)	Capital and Abandonment Costs (\$)	Total Expenditures (\$)	Future Net Revenue		Present Worth at 10 Percent		Gross Completions	
					Annual (\$)	Cumulative (\$)	Annual (\$)	Cumulative (\$)	Oil	Gas
2024	37,131	126,458	2,235,600	2,362,058	-1,782,804	-1,782,804	-1,654,159	-1,654,159	78	0
2025	200,370	436,209	4,474,700	4,910,909	-1,739,723	-3,522,527	-1,491,823	-3,145,982		
2026	433,089	970,472	12,205,500	13,175,972	-6,272,895	-9,795,422	-4,928,088	-8,074,070		
2027	766,436	1,876,619	7,914,900	9,791,519	2,506,230	-7,289,192	1,621,442	-6,452,628		
2028	358,728	1,231,028	0	1,231,028	4,624,895	-2,664,297	3,026,239	-3,426,389		
2029	240,452	976,237	0	976,237	2,954,742	290,445	1,754,868	-1,671,521		
2030	184,507	857,165	0	857,165	2,163,622	2,454,067	1,167,396	-504,125		
2031	150,968	786,002	0	786,002	1,689,516	4,143,583	828,400	324,275		
2032	128,381	737,986	0	737,986	1,369,835	5,513,418	610,479	934,754		
2033	111,975	702,898	0	702,898	1,138,256	6,651,674	461,071	1,395,825		
2034	99,489	675,184	0	675,184	962,140	7,613,814	354,277	1,750,102		
2035	89,469	652,050	3,500	655,550	819,373	8,433,187	274,256	2,024,358		
2036	81,082	628,607	0	628,607	710,176	9,143,363	216,083	2,240,441		
2037	74,450	614,393	0	614,393	616,936	9,760,299	170,650	2,411,091		
2038	68,866	602,312	0	602,312	537,844	10,298,143	135,228	2,546,319		
2039	63,539	584,741	7,000	591,741	461,933	10,760,076	105,609	2,651,928		
2040	58,331	561,339	0	561,339	406,948	11,167,024	84,579	2,736,507		
2041	54,242	552,619	0	552,619	349,686	11,516,710	66,051	2,802,558		
2042	50,502	544,500	0	544,500	296,198	11,812,908	50,887	2,853,445		
2043	46,769	532,805	3,500	536,305	242,954	12,055,862	37,962	2,891,407		
Subtotal	3,298,776	14,649,624	26,844,700	41,494,324	12,055,862		2,891,407			
Remaining	215,870	2,978,608	255,500	3,234,108	378,640	12,434,502	56,859	2,948,266		
Total	3,514,646	17,628,232	27,100,200	44,728,432	12,434,502		2,948,266			



These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

**PROJECTION OF ESTIMATED POSSIBLE PRODUCTION AND REVENUE
AS OF DECEMBER 31, 2023
FROM CERTAIN PROPERTIES WITH INTERESTS ATTRIBUTABLE TO
MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP**

Reserve Class: POSSIBLE

Year Ending Dec 31	Completions	Gross Oil Production (bbl)	Gross NGL Production (bbl)	Gross Separator Gas Production (Mcf)	Gross Sales Gas Production (Mcf)	Net Oil Production (bbl)	Net NGL Production (bbl)	Net Sales Gas Production (Mcf)
2024	0	0	0	0	0	0	0	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	43	1,325,658	119,385	1,230,818	836,956	97,433	8,781	61,525
2028	72	3,022,227	422,675	4,357,437	2,963,062	222,130	31,061	217,783
2029	72	1,324,365	229,775	2,368,842	1,610,809	97,348	16,883	118,386
2030	72	862,448	152,402	1,571,168	1,068,387	63,398	11,213	78,536
2031	72	648,342	116,617	1,202,158	817,473	47,645	8,557	60,072
2032	72	522,611	95,627	985,887	670,406	38,405	7,045	49,288
2033	72	439,290	81,758	842,864	573,146	32,297	6,001	42,120
2034	72	379,816	71,868	740,933	503,838	27,905	5,271	37,035
2035	72	335,094	64,456	664,440	451,816	24,646	4,755	33,211
2036	72	300,173	58,667	604,846	411,291	22,058	4,306	30,226
2037	72	272,144	54,045	557,077	378,812	19,993	3,977	27,836
2038	72	249,085	50,227	517,861	352,148	18,317	3,676	25,883
2039	72	229,804	47,056	485,112	329,877	16,896	3,462	24,238
2040	72	213,256	44,322	457,058	310,799	15,672	3,262	22,841
2041	72	198,341	41,851	431,377	293,338	14,570	3,078	21,570
2042	72	184,418	39,481	407,091	276,831	13,560	2,904	20,352
2043	72	171,547	37,275	384,076	261,163	12,615	2,741	19,201
Subtotal		10,678,619	1,727,487	17,809,045	12,110,152	784,888	126,973	890,103
Remaining		944,341	216,441	2,231,147	1,517,216	69,392	15,875	111,489
Total		11,622,960	1,943,928	20,040,192	13,627,368	854,280	142,848	1,001,592
Cumulative Ultimate		11,622,960		20,040,192				

Year Ending Dec 31	Oil Prices (\$/bbl)	Natural Gas Liquids Prices (\$/bbl)	Gas Prices (\$/Mcf)	Future Gross Revenue Oil (\$)	Future Gross Revenue NGL (\$)	Future Gross Revenue Gas (\$)	Future Gross Revenue Total (\$)
2024				0	0	0	0
2025				0	0	0	0
2026				0	0	0	0
2027	61.25	16.97	3.497	5,967,948	148,909	215,092	6,331,949
2028	61.25	16.97	3.497	13,605,670	527,200	761,491	14,894,361
2029	61.25	16.97	3.496	5,962,143	286,588	413,959	6,662,690
2030	61.25	16.97	3.496	3,882,650	190,073	274,572	4,347,295
2031	61.25	16.97	3.497	2,918,726	145,459	210,093	3,274,278
2032	61.25	16.97	3.497	2,352,710	119,277	172,287	2,644,274
2033	61.25	16.97	3.496	1,977,678	101,968	147,285	2,226,931
2034	61.25	16.97	3.497	1,709,868	89,650	129,471	1,928,989
2035	61.25	16.97	3.497	1,508,527	80,388	116,120	1,705,035
2036	61.25	16.97	3.496	1,351,386	73,181	105,716	1,530,283
2037	61.25	16.97	3.497	1,225,115	67,398	97,338	1,389,851
2038	61.25	16.97	3.497	1,121,368	62,642	90,498	1,274,508
2039	61.25	16.97	3.497	1,034,514	58,705	84,772	1,177,991
2040	61.25	16.97	3.497	960,100	55,286	79,880	1,095,266
2041	61.25	16.97	3.496	892,860	52,192	75,376	1,020,428
2042	61.25	16.97	3.496	830,339	49,247	71,153	950,739
2043	61.25	16.97	3.496	772,224	46,487	67,121	885,832
Subtotal	61.25	16.97	3.497	48,073,826	2,154,650	3,112,224	53,340,700
Remaining	61.25	16.97	3.497	4,251,310	269,950	389,928	4,911,188
Total	61.25	16.97	3.497	52,325,136	2,424,600	3,502,152	58,251,888

Year Ending Dec 31	Production & Ad Valorem Taxes (\$)	Operating Expenses (\$)	Capital and Abandonment Costs (\$)	Total Expenditures (\$)	Future Net Revenue		Present Worth at 10 Percent		Gross Completions	
					Annual (\$)	Cumulative (\$)	Annual (\$)	Cumulative (\$)	Oil	Gas
2024	0	0	0	0	0	0	0	0	72	0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0		
2026	0	0	0	0	0	0	0	0		
2027	379,322	651,456	19,284,900	19,936,356	-13,983,729	-13,983,729	-9,982,370	-9,982,370		
2028	872,688	2,052,174	7,542,300	9,594,474	4,427,199	-9,556,530	2,747,934	-7,234,436		
2029	384,796	1,231,852	0	1,231,852	5,046,042	-4,510,488	3,002,272	-4,232,164		
2030	250,718	944,289	0	944,289	3,152,288	-1,358,200	1,702,220	-2,529,944		
2031	188,586	812,987	0	812,987	2,272,705	914,505	1,114,888	-1,415,056		
2032	152,089	736,405	0	736,405	1,755,780	2,670,285	782,697	-632,359		
2033	127,945	685,829	0	685,829	1,413,157	4,083,442	572,552	-59,807		
2034	110,670	649,832	0	649,832	1,168,487	5,251,929	430,308	370,501		
2035	97,676	622,821	0	622,821	984,538	6,236,467	329,560	700,061		
2036	87,545	601,781	0	601,781	840,957	7,077,424	255,884	955,945		
2037	79,440	584,884	0	584,884	725,527	7,802,951	200,692	1,156,637		
2038	72,733	571,007	0	571,007	630,768	8,433,719	158,588	1,315,225		
2039	67,145	559,437	0	559,437	551,409	8,985,128	126,046	1,441,271		
2040	62,337	549,501	0	549,501	483,428	9,468,556	100,449	1,541,720		
2041	58,041	540,553	0	540,553	421,834	9,890,390	79,705	1,621,425		
2042	53,959	532,144	0	532,144	364,636	10,255,026	62,619	1,684,044		
2043	50,234	524,328	0	524,328	311,270	10,566,296	48,598	1,732,642		
Subtotal	3,095,924	12,851,280	26,827,200	39,678,480	10,566,296		1,732,642			
Remaining	277,132	3,667,824	252,000	3,919,824	714,232	11,280,528	97,468	1,830,110		
Total	3,373,056	16,519,104	27,079,200	43,598,304	11,280,528		1,830,110			

Month of Last Production: 11/2051

Interests (Percent)

Date	Working	Revenue
2027		
2028		
2029		
2030		
2031		
2032		
2033		
2034		
2035		
2036		
2037		
2038		
2039		
2040		
2041		
2042		
2043		

Present Worth Profile (\$)

9 Percent	2,331,573
12 Percent	991,867
15 Percent	56,603
20 Percent	-919,778
25 Percent	-1,447,855
30 Percent	-1,715,432
40 Percent	-1,849,254



These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

**PROJECTION OF ESTIMATED PROVED PLUS PROBABLE PLUS POSSIBLE PRODUCTION AND REVENUE
AS OF DECEMBER 31, 2023
FROM CERTAIN PROPERTIES WITH INTERESTS ATTRIBUTABLE TO
MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP**

Reserve Class: **PROVED + PROBABLE + POSSIBLE**

Year Ending Dec 31	Completions	Gross Oil Production (bbl)	Gross NGL Production (bbl)	Gross Separator Gas Production (Mcf)	Gross Sales Gas Production (Mcf)	Net Oil Production (bbl)	Net NGL Production (bbl)	Net Sales Gas Production (Mcf)
2024	12	114,709	12,872	132,713	74,212	8,432	949	5,456
2025	24	645,324	78,215	806,330	535,517	47,428	5,747	39,360
2026	47	1,455,811	183,497	1,891,687	1,274,914	107,009	13,488	93,711
2027	120	3,983,730	484,112	4,990,952	3,383,262	292,609	35,587	248,678
2028	149	4,257,728	639,020	6,587,864	4,469,884	312,864	46,964	328,537
2029	149	2,151,901	377,757	3,894,420	2,638,983	158,132	27,756	193,955
2030	149	1,497,045	268,099	2,763,826	1,870,751	110,008	19,719	137,506
2031	149	1,167,335	212,973	2,195,555	1,484,869	85,761	15,647	109,130
2032	149	963,628	178,969	1,845,059	1,246,997	70,795	13,159	91,667
2033	149	823,797	155,607	1,604,206	1,083,764	60,541	11,417	79,640
2034	149	721,243	138,263	1,425,344	963,029	52,996	10,173	70,790
2035	149	641,986	125,191	1,290,592	871,754	47,167	9,211	64,076
2036	148	578,042	114,821	1,183,756	799,445	42,476	8,439	58,760
2037	148	527,201	106,390	1,096,756	740,611	38,729	7,807	54,420
2038	148	484,816	99,340	1,024,248	691,606	35,636	7,285	50,823
2039	148	447,232	92,991	958,686	647,898	32,864	6,845	47,614
2040	146	412,697	86,990	896,873	607,220	30,312	6,411	44,632
2041	146	383,807	82,102	846,334	573,016	28,201	6,033	42,135
2042	146	356,927	77,461	798,505	540,650	26,230	5,696	39,747
2043	146	331,197	72,751	749,882	508,236	24,327	5,341	37,360
Subtotal		21,946,156	3,587,421	36,983,588	25,006,618	1,612,517	263,674	1,837,997
Remaining		1,680,078	386,620	3,985,292	2,709,771	123,435	28,356	199,117
Total		23,626,234	3,974,041	40,968,880	27,716,389	1,735,952	292,030	2,037,114
Cumulative Ultimate		824,829	1,242,491	42,211,371				
Ultimate		24,451,063						

Year Ending Dec 31	Oil Prices (\$/bbl)	Natural Gas Liquids Prices (\$/bbl)	Gas Prices (\$/Mcf)	Future Gross Revenue Oil (\$)	Future Gross Revenue NGL (\$)	Future Gross Revenue Gas (\$)	Future Gross Revenue Total (\$)
2024	69.45	19.17	2.331	585,533	18,136	12,716	616,385
2025	66.25	18.31	3.150	3,142,310	105,261	123,985	3,371,556
2026	63.30	17.52	3.486	6,773,240	236,270	326,656	7,336,166
2027	61.25	16.97	3.497	17,922,820	603,838	869,476	19,396,134
2028	61.25	16.97	3.497	19,163,232	797,049	1,148,731	21,109,012
2029	61.25	16.97	3.496	9,684,776	471,155	678,190	10,834,121
2030	61.25	16.97	3.496	6,737,433	334,368	480,788	7,552,589
2031	61.25	16.97	3.497	5,253,503	265,658	381,603	5,900,764
2032	61.25	16.97	3.497	4,336,800	223,214	320,462	4,880,476
2033	61.25	16.97	3.496	3,707,464	194,093	278,503	4,180,060
2034	61.25	16.97	3.497	3,245,877	172,444	247,481	3,665,802
2035	61.25	16.97	3.497	2,889,232	156,143	224,052	3,269,427
2036	61.25	16.97	3.497	2,601,472	143,218	205,458	2,950,148
2037	61.25	16.97	3.497	2,372,610	132,702	190,318	2,695,630
2038	61.25	16.97	3.497	2,181,886	123,899	177,745	2,483,530
2039	61.25	16.97	3.497	2,012,697	116,012	166,495	2,295,204
2040	61.25	16.97	3.497	1,857,360	108,480	156,044	2,121,884
2041	61.25	16.97	3.496	1,727,304	102,392	147,279	1,976,975
2042	61.25	16.97	3.496	1,606,371	96,622	138,946	1,841,939
2043	61.25	16.97	3.497	1,490,506	90,739	130,615	1,711,860
Subtotal	61.58	17.03	3.485	99,292,426	4,491,693	6,405,543	110,189,662
Remaining	61.25	16.97	3.497	7,561,215	482,184	696,407	8,739,806
Total	61.55	17.03	3.486	106,853,641	4,973,877	7,101,950	118,929,468

Year Ending Dec 31	Production & Ad Valorem Taxes (\$)	Operating Expenses (\$)	Capital and Abandonment Costs (\$)	Total Expenditures (\$)	Future Net Revenue		Present Worth at 10 Percent		Gross Completions	
					Annual (\$)	Cumulative (\$)	Annual (\$)	Cumulative (\$)	Oil 150	Gas 0
2024	37,131	126,458	2,235,600	2,362,058	-1,782,804	-1,782,804	-1,654,159	-1,654,159		
2025	200,370	436,209	4,474,700	4,910,909	-1,739,723	-3,522,527	-1,491,823	-3,145,982		
2026	433,089	970,472	12,205,500	13,175,972	-6,272,895	-9,795,422	-4,928,088	-8,074,070		
2027	1,145,758	2,528,075	27,199,800	29,727,875	-11,477,499	-21,272,921	-8,360,928	-16,434,998		
2028	1,231,416	3,283,202	7,542,300	10,825,502	9,052,094	-12,220,827	5,774,173	-10,660,825		
2029	625,248	2,208,089	0	2,208,089	8,000,784	-4,220,043	4,757,140	-5,903,685		
2030	435,225	1,801,454	0	1,801,454	5,315,910	1,095,867	2,869,616	-3,034,069		
2031	339,554	1,598,989	0	1,598,989	3,962,221	5,058,088	1,943,288	-1,090,781		
2032	280,470	1,474,391	0	1,474,391	3,125,615	8,183,703	1,393,176	302,395		
2033	239,920	1,388,727	0	1,388,727	2,551,413	10,735,116	1,033,623	1,336,018		
2034	210,159	1,325,016	0	1,325,016	2,130,627	12,865,743	784,585	2,120,603		
2035	187,145	1,274,871	3,500	1,278,371	1,803,911	14,669,654	603,816	2,724,419		
2036	168,627	1,230,388	0	1,230,388	1,551,133	16,220,787	471,967	3,196,386		
2037	153,890	1,199,277	0	1,199,277	1,342,463	17,563,250	371,342	3,567,728		
2038	141,599	1,173,319	0	1,173,319	1,168,612	18,731,862	293,816	3,861,544		
2039	130,684	1,144,178	7,000	1,151,178	1,013,342	19,745,204	231,655	4,093,199		
2040	120,668	1,110,840	0	1,110,840	890,376	20,635,580	185,028	4,278,227		
2041	112,283	1,093,172	0	1,093,172	771,520	21,407,100	145,756	4,423,983		
2042	104,461	1,076,644	0	1,076,644	660,834	22,067,934	113,506	4,537,489		
2043	97,003	1,057,133	3,500	1,060,633	554,224	22,622,158	86,560	4,624,049		
Subtotal	6,394,700	27,500,904	53,671,900	81,172,804	22,622,158		4,624,049			
Remaining	493,002	6,646,432	507,500	7,153,932	1,092,872	23,715,030	154,327	4,778,376		
Total	6,887,702	34,147,336	54,179,400	88,326,736	23,715,030		4,778,376			



These data accompany the report of DeGolyer and MacNaughton and are subject to its specific conditions.

TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM

DEGOLYER AND MACNAUGHTON
5001 SPRING VALLEY ROAD
SUITE 800 EAST
DALLAS, TEXAS 75244

March 27, 2024

Modiin Energy Limited Partnership
3 Azrieli Center,
Triangle Tower 45nd floor
Tel Aviv, 67023
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, the undersigned hereby grant permission to Modiin Energy Limited Partnership (the "Partnership") to use our report dated March 27, 2024, in public reports to be filed with the Israel Securities Authority (ISA) and the Tel Aviv Stock Exchange (TASE).

Our report presents estimates, as of December 31, 2023, of the extent and value of the proved developed producing, probable undeveloped, and possible undeveloped oil, natural gas liquids (NGL), and gas reserves of certain properties in which the Partnership has represented it holds an interest. Our report also presents estimates of the extent of the oil, NGL, and gas contingent resources of certain properties in which the Partnership has represented it holds an interest. The properties evaluated consist of working interests located in Dimmit, Maverick, and Zavala Counties, Texas.

Very truly yours,



DeGOLYER and MacNAUGHTON
Texas Registered Engineering Firm F-716