



## מודיעין-אנרגיה – שותפות מוגבלת ("השותפות")

לכבוד	לכבוד
הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ	רשות ניירות ערך
רח' אחוזת בית 2	רח' כנפי נשרים 22
תל-אביב 6525216	ירושלים 95464
<u>באמצעות מגנ"א</u>	<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 המידי של השותפות מיום 18.8.2024 (אסמכתא 01-089578-2024) 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 31.7.2024 ("הדוח הקודם"), מתכבדת השותפות להודיע כי ביום 2.2.2025 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 (20.02%), נכון ליום 31.12.2024<sup>1</sup> ("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, גיאופיסי, 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 הבאות 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:

<sup>1</sup> למילון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראה נספח א'.

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 "בחנית אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי" ("Development Unclassified" 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. יצוין כי בדוח זה לא מוצגים נתוני תזרים מזומנים מהוון למשאבים מותנים. עם זאת, 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 31.12.2024 עתודות הנפט, הגז הטבעי ונוזלי הגז הטבעי (NGL) שבפרויקט, הינן כמפורט להלן:

קטגוריית עתודות <sup>2</sup>				סה"כ בנכס הנפט (Gross)				סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות <sup>3</sup>			
נפט Mbbbl	נוזלי גז טבעי (NGL) Mbbbl	גז טבעי MMcf	סה"כ בשוה ערך של חביות נפט Mboe*	נפט Mbbbl	נוזלי גז טבעי (NGL) Mbbbl	גז טבעי MMcf	סה"כ בשוה ערך של חביות נפט Mboe*	נפט Mbbbl	נוזלי גז טבעי (NGL) Mbbbl	גז טבעי MMcf	סה"כ בשוה ערך של חביות נפט Mboe*
298	54	289	400	44	8	42	59	44	8	42	59
11,561	1,929	13,524	15,744	1,706	285	1,995	2,323	1,706	285	1,995	2,323
11,859	1,983	13,813	16,144	1,750	293	2,037	2,382	1,750	293	2,037	2,382
11,559	1,928	13,519	15,740	1,702	284	1,991	2,318	1,702	284	1,991	2,318
23,418	3,911	27,332	31,884	3,452	577	4028	4,700	3,452	577	4028	4,700

\* 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.**

2 הסכומים בטבלה עשויים לא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

3 סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בטבלה הינו אחרי תשלום תמלוגים לצדדים שלישיים (בעלי זכויות הנפט ("Mineral Rights").

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 (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. במידה והפרויקט 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.

אזהרה 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 מדיניות 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 חיפושים והפקה של נפט, לרבות כתוצאה מנתוני ההפקה מהבארות שבפרויקט בפועל. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להשתנות שכן טרם נלקחה בחשבון השפעת פעולת הגברת יכולת ההפקה בקידוחים קיימים ומתוכננים (Enhanced Oil Recovery) ותוצאות ההפקה מקידוח באר חדשה בשטח הפרויקט<sup>4</sup>.

4 במהלך חודש מרץ 2023 החל השלב הניסיוני הראשון מתוך שלושה שלבים של הזרקת Y – GRADE (תערובת גזים כבדים וקונדנסט) 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. בחודש נובמבר 2024 הסתיימו פעולות הקדיחה של באר Chittim3018H בשטח הפרויקט. פעולות השלמת הקידוח באמצעות קונדנסט צפויות להתבצע במהלך הרבעון הראשון של שנת 2025 (ראה דוח מידי מיום 9.10.2024, אסמכתא 2024-01-608983).

**ב. משאבים מותנים בפרויקט:**

(1) על פי הדוח, נכון ליום 31.12.2024 המשאבים המותנים של נפט, גז טבעי ונוזלי גז טבעי (NGL) שבפרויקט, הם כמפורט להלן:

סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות <sup>6</sup>				סה"כ בנכס הנפט (Gross)				קטגוריה <sup>5</sup>
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט Mboe*	גז טבעי MMcf	נוזלי גז טבעי (NGL) Mbbl	נפט Mbbl	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט Mboe*	גז טבעי MMcf	נוזלי גז טבעי (NGL) Mbbl	נפט Mbbl	
296	146	21	251	2,017	993	142	1,709	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)
848	441	63	712	5,773	3,001	428	4,845	האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C)
37,724	20,167	2,877	31,486	256,305	137,077	19,554	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 בשריפה אך 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 2023 (אשר פורסם ביום 31.3.2024 (אסמכתא 029356-01-2024)).

(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 מסוימים 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, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים בפרויקט ומאת מפעיל הפרויקט, והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של המעריך ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות.

<sup>5</sup> הסכומים בטבלה עשויים שלא להסתכם עקב הפרשי עיגול.  
<sup>6</sup> סה"כ השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בטבלה הינו אחרי תשלום תמלוגים לצדדים שלישיים (בעלי זכויות הנפט ("Mineral Rights")).

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 מדיניות 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 חיפושים 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).

#### ג. נתוני תזרים מזומנים מהוון מדוח העתודות

(1) בהתאם לדוח ולחישובי השותפות, התזרים הצפוי המהוון הנקי לחלק השותפות בפרויקט לסה"כ העתודות - Total Proved, Probable and Possible Reserve (בניכוי מס הכנסה בארה"ב), נכון ליום 31.12.2024 הינו כמפורט להלן (באלפי דולר):

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)	983	802	677	586	518
עתודות צפויות (Probable Reserves)	20,544	10,395	4,396	715	(1,604)
עתודות מוכחות וצפויות 2P (Proved + Probable Reserves)	21,527	11,197	5,073	1,301	(1,086)
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	18,799	7,221	1,273	(1,841)	(3,451)
עתודות מוכחות צפויות ואפשריות 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	40,326	18,418	6,346	(539)	(4,538)

(2) נתוני תזרים המזומנים המהוון 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-31.12.2024 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-31.12.2024, ומוצגים על פי הממוצע השנתי:

תקופה	מחיר נפט דולר/חבית	מחיר גז MCF דולר/יחידה	מחיר NGL דולר/חבית
2025	68.2	3.37	18.69
2026	65.16	3.78	17.88
2027	63.34	3.71	17.39
2028	62.26	3.59	17.10
2029	61.53	3.44	16.9
2030	61.51	3.44	16.9
2031 ואילך	61.51	3.44	16.9

- 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 המימון 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-70 קידוחים מתוכננים בתקופה של 4 שנים החל משנת 2025, אשר מותנית בקבלת אישורים של השותפים בפרויקט. אומדן ההשקעות ההוניות לשנים 2025 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.<sup>7</sup>
- ו. 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-4.2% מהכנסות הנובעות ממכירת נפט בניכוי תמלוגים לבעלי זכויות הנפט ו-Ad Valorem בשיעור של כ-1.7% מסך ההכנסות בנכס הנפט בניכוי תמלוגים לבעלי זכויות הנפט.
- ז. בחישוב התזרים המהוון, בקטגורית 2P (Proved + Probable) ובקטגורית 3P (Proved + Probable + Possible) נלקח בחשבון תשלום NPI8 (Net Profit Interest) עתידי, בשיעור של כ-9.056%.
- ח. 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, להערכת השותפות, תשלומי המס בארה"ב צפויים להיות נמוכים יותר מאשר המוצג בדוח התזרים שלהן.
- ט. הכנסות ממכירות נפט והתמלוגים הנובעים ממכירות נפט שיבוצעו בשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה ללא תלות במועד התקבול ו/או התשלום.
- י. הוצאות והשקעות המיוחסות לשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה ללא תלות במועד התשלום בפועל.
- יא. התזרים מניח מכירה של גז טבעי ושל NGLs (Natural Gas Liquids) בכמויות ובהכנסות שאינן מהותיות.
- יב. 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.

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

<sup>8</sup> Net Profit Interest – הרווח הנקי מהפרויקט, לאחר החזר הוצאות שיקבע בגין סך ההשקעות שבוצעו בעבר ויבוצעו בעתיד לפיתוח הפרויקט. בהתאם לחישובי המפעיל ומעריך העתודות, בקטגורית 1P לא קיימים תשלומי NPI, ובקטגוריות 2P ו-3P, יחלו תשלומי NPI החל משנת 2037. יצוין כי מועד וגובה תשלומי NPI עשוי להשתנות כתלות בתוכנית הפיתוח העתידית, היקפה, היקף ההשקעות שידרשו, מחירי הנפט, ההפקה בפועל וסך התוצאות המצרפיות.

ד. בהתאם להנחות שונות, שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2024 באלפי דולר, המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, מהעתודות שבפרויקט:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)																
שנה	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות גז טבעי (MMCF)	כמות מכירות NGL	הכנסות	תמלוגים שישולמו	NPI	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני מס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
												מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2025	35.6	31.8	5.9	529.3	(142.2)	—	(159.9)	—	(7.0)	220.2	(50.9)	169.3	165.4	161.9	158.5	155.4
2026	30.7	28.4	5.3	440.6	(118.4)	—	(142.4)	—	—	179.8	(39.0)	140.8	131.0	122.3	114.5	107.6
2027	28.0	26.0	4.8	391.2	(105.1)	—	(137.9)	—	—	148.2	(30.5)	117.7	104.3	92.9	83.3	74.9
2028	25.8	24.0	4.5	354.2	(95.2)	—	(134.1)	—	—	124.9	(24.2)	100.7	84.9	72.2	61.9	53.4
2029	23.9	22.3	4.2	323.9	(87.0)	—	(131.0)	—	—	105.9	(19.1)	86.8	69.7	56.6	46.4	38.4
2030	22.2	20.8	3.9	301.0	(80.9)	—	(128.1)	—	—	92.0	(15.3)	76.7	58.7	45.5	35.6	28.2
2031	20.7	19.4	3.6	280.0	(75.2)	—	(125.6)	—	—	79.2	(12.6)	66.6	48.6	35.9	26.9	20.4
2032	18.3	17.6	3.3	248.0	(66.6)	—	(114.4)	—	(7.0)	59.9	(11.1)	48.8	33.9	24.0	17.2	12.5
2033	15.7	15.7	2.9	213.8	(57.5)	—	(100.2)	—	—	56.2	(9.5)	46.7	30.9	20.8	14.3	10.0
2034	14.6	14.8	2.8	199.0	(53.5)	—	(98.3)	—	—	47.2	(8.8)	38.4	24.2	15.6	10.2	6.8
2035	11.5	11.7	2.2	156.5	(42.1)	—	(76.3)	—	(7.0)	31.1	(6.9)	24.2	14.4	8.8	5.5	3.5
2036	10.5	10.8	2.0	143.2	(38.5)	—	(73.2)	—	—	31.6	(6.3)	25.3	14.4	8.5	5.1	3.1
2037	9.7	10.1	1.9	133.3	(35.8)	—	(71.9)	—	—	25.6	(5.8)	19.7	10.7	6.0	3.5	2.0
2038	7.2	8.0	1.5	98.8	(26.5)	—	(52.9)	—	(7.0)	12.4	(4.3)	8.0	4.1	2.2	1.2	0.7
2039	6.3	7.2	1.3	87.1	(23.4)	—	(48.4)	—	—	15.2	(3.8)	11.5	5.7	2.9	1.5	0.8
2040 ואילך	17.8	20.1	3.8	245.5	(66.0)	—	(153.4)	—	(14.0)	12.2	(10.5)	1.7	1.4	0.9	0.6	0.3
סך הכל	298.2	288.7	53.9	4,145.5	(1,113.9)	—	(1,748.0)	—	(42.0)	1,241.6	(258.6)	983.0	802.4	676.9	586.1	518.1

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)

שנה	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות גז טבעי (MMCF)	כמות מכירות NGL	הכנסות	תמלוגים שישולמו	NPI	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני מס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
												מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2025	193.6	126.2	18.0	2,780.9	(734.8)	—	(166.0)	(4,060.2)	—	(2,180.1)	(110.3)	(2,290.5)	(2,232.9)	(2,179.5)	(2,129.7)	(2,083.2)
2026	518.9	433.8	61.9	7,295.1	(1,949.1)	—	(562.8)	(8,942.4)	—	(4,159.2)	(332.9)	(4,492.1)	(4,148.6)	(3,845.7)	(3,577.0)	(3,337.5)
2027	1,410.0	1,221.9	174.3	19,371.1	(5,099.2)	—	(1,579.5)	(24,411.0)	—	(11,718.7)	(1,782.1)	(13,500.7)	(11,870.8)	(10,503.2)	(9,346.2)	(8,359.9)
2028	2,622.6	2,504.9	357.3	35,709.0	(9,377.4)	—	(3,252.3)	(15,829.8)	—	7,249.5	(2,037.5)	5,211.9	4,221.7	3,446.9	2,834.7	2,346.3
2029	1,205.0	1,470.8	209.8	16,577.2	(4,354.6)	—	(2,190.1)	—	—	10,032.5	(1,860.7)	8,171.8	6,598.5	5,382.0	4,430.3	3,677.5
2030	800.3	995.6	142.0	11,021.5	(2,896.5)	—	(1,748.4)	—	—	6,376.6	(515.1)	5,861.5	4,489.0	3,481.4	2,731.1	2,165.1
2031	609.8	772.4	110.2	8,413.7	(2,211.7)	—	(1,544.1)	—	—	4,657.9	(392.4)	4,265.5	3,110.0	2,301.6	1,726.5	1,311.3
2032	496.2	639.6	91.2	6,859.6	(1,803.4)	—	(1,423.3)	—	—	3,632.9	(318.3)	3,314.6	2,301.2	1,625.3	1,166.0	848.5
2033	420.0	550.7	78.6	5,817.4	(1,529.6)	—	(1,342.5)	—	—	2,945.3	(268.6)	2,676.7	1,769.6	1,192.9	818.5	570.8
2034	365.1	486.7	69.4	5,065.9	(1,332.1)	—	(1,284.5)	—	—	2,449.3	(232.8)	2,216.6	1,395.5	897.9	589.2	393.8
2035	323.5	438.3	62.5	4,496.5	(1,182.4)	—	(1,240.6)	—	—	2,073.5	(205.6)	1,867.9	1,119.9	687.8	431.7	276.5
2036	290.8	400.4	57.1	4,049.2	(1,064.8)	—	(1,206.2)	—	—	1,778.2	(184.3)	1,593.9	910.1	533.5	320.3	196.6
2037	264.3	369.8	52.7	3,687.9	(969.9)	(36.0)	(1,178.4)	—	—	1,503.7	(167.0)	1,336.6	726.9	406.7	233.6	137.3
2038	242.5	344.5	49.1	3,389.5	(891.4)	(99.0)	(1,155.5)	—	—	1,243.6	(385.7)	857.9	447.1	240.2	132.6	75.1
2039	224.0	323.2	46.1	3,137.2	(825.1)	(86.8)	(1,136.1)	—	—	1,089.2	(344.2)	745.0	369.8	189.6	100.2	54.4
2040 ואילך	1,574.8	2,444.8	348.7	22,255.5	(5,849.5)	(380.2)	(11,002.2)	—	(504.0)	4,519.7	(1,812.8)	2,706.9	1,187.9	539.1	253.2	123.0
סך הכל	11,561.5	13,523.7	1,929.1	159,927.0	(42,071.5)	(601.9)	(32,012.4)	(53,243.4)	(504.0)	31,493.8	(10,950.2)	20,543.6	10,394.8	4,396.5	715.0	(1,604.4)

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)																
שנה	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות גז טבעי (MMCF)	כמות מכירות NGL	הכנסות	תמלוגים שישולמו	NPI	הפעלה עלויות	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני מס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
												מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2025	229.1	158.0	23.9	3,310.2	(877.1)	—	(325.9)	(4,060.2)	(7.0)	(1,959.9)	(161.2)	(2,121.1)	(2,067.5)	(2,017.6)	(1,971.2)	(1,927.7)
2026	549.5	462.2	67.2	7,735.7	(2,067.5)	—	(705.2)	(8,942.4)	—	(3,979.4)	(371.8)	(4,351.2)	(4,017.6)	(3,723.4)	(3,462.5)	(3,229.9)
2027	1,438.0	1,247.8	179.1	19,762.3	(5,204.4)	—	(1,717.4)	(24,411.0)	—	(11,570.4)	(1,812.5)	(13,383.0)	(11,766.5)	(10,410.3)	(9,262.9)	(8,285.0)
2028	2,648.4	2,528.9	361.8	36,063.1	(9,472.6)	—	(3,386.4)	(15,829.8)	—	7,374.3	(2,061.7)	5,312.6	4,306.6	3,519.2	2,896.6	2,399.7
2029	1,228.9	1,493.1	214.0	16,901.1	(4,441.7)	—	(2,321.0)	—	—	10,138.4	(1,879.8)	8,258.6	6,668.2	5,438.6	4,476.7	3,715.9
2030	822.5	1,016.4	145.9	11,322.5	(2,977.4)	—	(1,876.5)	—	—	6,468.6	(530.4)	5,938.2	4,547.6	3,526.9	2,766.8	2,193.3
2031	630.5	791.9	113.8	8,693.7	(2,286.9)	—	(1,669.7)	—	—	4,737.1	(405.0)	4,332.1	3,158.6	2,337.5	1,753.5	1,331.7
2032	514.5	657.3	94.5	7,107.6	(1,870.1)	—	(1,537.7)	—	(7.0)	3,692.8	(329.4)	3,363.4	2,335.1	1,649.3	1,183.2	861.0
2033	435.7	566.5	81.5	6,031.2	(1,587.0)	—	(1,442.7)	—	—	3,001.5	(278.1)	2,723.4	1,800.5	1,213.7	832.8	580.7
2034	379.7	501.5	72.2	5,264.9	(1,385.5)	—	(1,382.8)	—	—	2,496.5	(241.6)	2,255.0	1,419.7	913.5	599.5	400.6
2035	334.9	450.0	64.7	4,653.0	(1,224.5)	—	(1,316.9)	—	(7.0)	2,104.6	(212.5)	1,892.1	1,134.4	696.6	437.2	280.0
2036	301.2	411.2	59.1	4,192.4	(1,103.3)	—	(1,279.3)	—	—	1,809.8	(190.6)	1,619.2	924.6	542.0	325.4	199.7
2037	274.1	379.9	54.6	3,821.3	(1,005.7)	(36.0)	(1,250.3)	—	—	1,529.2	(172.9)	1,356.4	737.6	412.7	237.0	139.4
2038	249.7	352.5	50.6	3,488.2	(917.9)	(99.0)	(1,208.4)	—	(7.0)	1,256.0	(390.0)	866.0	451.2	242.3	133.8	75.8
2039	230.3	330.4	47.4	3,224.3	(848.5)	(86.8)	(1,184.6)	—	—	1,104.5	(348.0)	756.5	375.4	192.5	101.7	55.2
2040 ואילך	1,592.6	2,464.9	352.5	22,501.1	(5,915.4)	(380.2)	(11,155.5)	—	(518.0)	4,531.9	(1,823.4)	2,708.5	1,189.3	540.0	253.8	123.3
סך הכל	11,859.7	13,812.4	1,983.0	164,072.6	(43,185.4)	(601.9)	(33,760.4)	(53,243.4)	(546.0)	32,735.4	(11,208.8)	21,526.6	11,197.1	5,073.4	1,301.2	(1,086.3)

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג (Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)

שנה	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות גז טבעי (MMCF)	כמות מכירות NGL	הכנסות	שישולמו תמלוגים	NPI	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני מס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
												מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2025	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2026	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2027	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	(199.1)	(199.1)	(172.4)	(150.2)	(131.7)	(116.1)
2028	1,325.7	837.0	119.4	17,484.8	(4,666.6)	—	(1,111.9)	(38,569.8)	—	(26,863.5)	(4,844.7)	(31,708.2)	(26,550.3)	(22,418.4)	(19,074.3)	(16,342.5)
2029	3,022.2	2,963.1	422.7	40,694.5	(10,722.2)	—	(3,696.3)	(15,084.6)	—	11,191.5	(2,304.7)	8,886.8	6,999.1	5,571.6	4,478.7	3,632.3
2030	1,324.4	1,610.8	229.8	18,195.9	(4,807.5)	—	(2,319.1)	—	—	11,069.3	(857.1)	10,212.1	7,827.8	6,076.0	4,770.5	3,784.8
2031	862.5	1,068.4	152.4	11,871.4	(3,137.1)	—	(1,814.9)	—	—	6,919.5	(556.2)	6,363.3	4,641.4	3,436.2	2,578.6	1,959.1
2032	648.3	817.5	116.6	8,940.9	(2,362.9)	—	(1,585.1)	—	—	4,992.9	(416.8)	4,576.2	3,177.8	2,244.9	1,610.9	1,172.5
2033	522.6	670.4	95.6	7,220.5	(1,908.3)	—	(1,451.2)	—	—	3,860.9	(334.9)	3,526.0	2,331.5	1,571.9	1,078.7	752.3
2034	439.3	573.2	81.8	6,080.8	(1,607.2)	—	(1,362.9)	—	—	3,110.7	(280.6)	2,830.1	1,782.0	1,146.6	752.6	502.9
2035	379.8	503.8	71.9	5,267.0	(1,392.2)	—	(1,300.0)	—	—	2,574.9	(241.9)	2,333.0	1,398.9	859.2	539.3	345.4
2036	335.1	451.8	64.5	4,655.4	(1,230.5)	—	(1,252.8)	—	—	2,172.1	(212.8)	1,959.3	1,118.8	655.9	393.8	241.7
2037	300.2	411.3	58.7	4,178.1	(1,104.4)	(42.8)	(1,216.1)	—	—	1,814.8	(190.0)	1,624.8	883.6	494.4	283.9	167.0
2038	272.1	378.8	54.0	3,794.7	(1,003.1)	(117.4)	(1,186.6)	—	—	1,487.7	61.1	1,548.8	799.4	425.6	233.1	131.0
2039	249.1	352.1	50.2	3,479.7	(919.8)	(102.7)	(1,162.4)	—	—	1,294.7	46.7	1,341.4	659.4	335.1	175.5	94.5
2040 ואילך	1,877.4	2,880.8	410.9	26,492.5	(7,000.5)	(492.1)	(12,525.4)	—	(504.0)	5,970.5	(466.0)	5,504.5	2,324.1	1,024.0	469.8	223.9
סך הכל	11,558.7	13,519.0	1,928.4	158,356.2	(41,862.2)	(755.0)	(31,984.5)	(53,654.4)	(504.0)	29,596.2	(10,797.1)	18,799.1	7,221.2	1,272.9	(1,840.7)	(3,451.3)

**סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)**

שנה	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות גז טבעי (MMCF)	כמות מכירות NGL	הכנסות	שישולמו תמלוגים	NPI	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני מס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
												מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
												100% מנכס הנפט)				
2025	229.1	158.0	23.9	3,310.2	(877.1)	—	(325.9)	(4,060.2)	(7.0)	(1,959.9)	(161.2)	(2,121.1)	(2,067.5)	(2,017.6)	(1,971.2)	(1,927.7)
2026	549.5	462.2	67.2	7,735.7	(2,067.5)	—	(705.2)	(8,942.4)	—	(3,979.4)	(371.8)	(4,351.2)	(4,017.6)	(3,723.4)	(3,462.5)	(3,229.9)
2027	1,438.0	1,247.8	179.1	19,762.3	(5,204.4)	—	(1,717.4)	(24,411.0)	—	(11,570.4)	(2,011.7)	(13,582.1)	(11,938.9)	(10,560.5)	(9,394.6)	(8,401.1)
2028	3,974.1	3,365.8	481.2	53,547.9	(14,139.1)	—	(4,498.3)	(54,399.6)	—	(19,489.2)	(6,906.4)	(26,395.6)	(22,243.7)	(18,899.2)	(16,177.7)	(13,942.8)
2029	4,251.2	4,456.2	636.6	57,595.6	(15,163.8)	—	(6,017.3)	(15,084.6)	—	21,329.9	(4,184.5)	17,145.4	13,667.3	11,010.2	8,955.3	7,348.2
2030	2,146.9	2,627.2	375.7	29,518.4	(7,785.0)	—	(4,195.6)	—	—	17,537.8	(1,387.5)	16,150.3	12,375.5	9,602.9	7,537.2	5,978.1
2031	1,492.9	1,860.3	266.2	20,565.2	(5,424.0)	—	(3,484.6)	—	—	11,656.6	(961.2)	10,695.4	7,800.0	5,773.7	4,332.1	3,290.9
2032	1,162.8	1,474.7	211.1	16,048.6	(4,233.0)	—	(3,122.8)	—	—	8,685.8	(746.2)	7,939.6	5,512.9	3,894.2	2,794.1	2,033.6
2033	958.3	1,236.9	177.1	13,251.6	(3,495.4)	—	(2,893.9)	—	—	6,862.4	(613.0)	6,249.4	4,132.0	2,785.6	1,911.4	1,333.0
2034	819.0	1,074.7	153.9	11,345.6	(2,992.7)	—	(2,745.7)	—	—	5,607.2	(522.2)	5,085.0	3,201.7	2,060.1	1,352.0	903.5
2035	714.7	953.8	136.6	9,920.1	(2,616.6)	—	(2,616.9)	—	—	4,679.5	(454.4)	4,225.1	2,533.3	1,555.8	976.5	625.3
2036	636.3	863.0	123.6	8,847.8	(2,333.8)	—	(2,532.1)	—	—	3,981.9	(403.3)	3,578.5	2,043.4	1,197.9	719.2	441.3
2037	574.2	791.2	113.3	7,999.3	(2,110.1)	(78.8)	(2,466.4)	—	—	3,344.1	(362.9)	2,981.2	1,621.2	907.1	520.9	306.4
2038	521.8	731.3	104.7	7,282.9	(1,921.0)	(216.3)	(2,395.0)	—	—	2,743.7	(328.9)	2,414.8	1,250.6	667.9	366.9	206.8
2039	479.4	682.5	97.7	6,704.0	(1,768.3)	(189.5)	(2,347.0)	—	—	2,399.2	(301.3)	2,097.9	1,034.8	527.6	277.2	149.7
2040 ואילך	3,470.1	5,345.7	763.4	48,993.5	(12,915.9)	(872.2)	(23,680.9)	—	—	10,502.5	(2,289.4)	8,213.0	3,513.4	1,564.0	723.6	347.2
סך הכל	23,418.4	27,331.3	3,911.4	322,428.8	(85,047.6)	(1,356.9)	(65,744.8)	(106,897.8)	(1,050.0)	62,331.6	(22,005.9)	40,325.6	18,418.4	6,346.2	(539.5)	(4,537.5)

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 31.12.2024 (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%
גידול במחיר הנפט בשיעור של 10%						קיטון במחיר הנפט בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות P1 (Proved ) (Reserves)	1,231.95	987.93	823.27	706.71	620.77	עתודות מוכחות P1 (Proved ) (Reserves)	734.01	616.79	530.52	465.57	415.48
עתודות צפויות (Probable Reserves)	29,929.57	17,149.90	9,599.69	4,905.56	1,875.77	עתודות צפויות (Probable Reserves)	11,157.59	3,639.65	(806.71)	(3,475.49)	(5,084.52)
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	31,161.52	18,137.83	10,422.96	5,612.27	2,496.54	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	11,891.60	4,256.45	(276.18)	(3,009.92)	(4,669.04)
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	29,134.35	14,033.18	6,113.88	1,777.51	(651.07)	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	8,463.83	409.25	(3,568.17)	(5,458.83)	(6,251.43)
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	60,295.87	32,171.01	16,536.84	7,389.78	1,845.47	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	20,355.43	4,665.70	(3,844.35)	(8,468.75)	(10,920.47)

רגישות / 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%	רגישות / 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%
גידול במחיר הנפט בשיעור של 15%						קיטון במחיר הנפט בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות P1 (Proved ) (Reserves	1,356.43	1,080.72	896.46	766.99	672.09	עתודות מוכחות P1 (Proved ) (Reserves	609.53	524.01	457.34	405.29	364.15
עתודות צפויות (Probable Reserves)	34,622.57	20,527.46	12,201.29	7,000.82	3,615.84	עתודות צפויות (Probable Reserves)	6,464.59	262.09	(3,408.31)	(5,570.76)	(6,824.59)
סה"כ עתודות 2P מסוג (Proved + Probable Reserves)	35,979.00	21,608.18	13,097.74	7,767.81	4,287.93	סה"כ עתודות 2P מסוג (Proved + Probable Reserves)	7,074.12	786.10	(2,950.97)	(5,165.47)	(6,460.43)
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	34,301.98	17,439.16	8,534.39	3,586.59	749.02	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	3,296.20	(2,996.73)	(5,988.68)	(7,267.91)	(7,651.52)
סה"כ עתודות 3P מסוג (Proved + Probable + Possible Reserves)	70,280.97	39,047.33	21,632.13	11,354.41	5,036.95	סה"כ עתודות 3P מסוג (Proved + Probable + Possible Reserves)	10,370.32	(2,210.63)	(8,939.65)	(12,433.38)	(14,111.95)

רגישות / 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%	רגישות / 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%
קיסון במחיר הנפט בשיעור של 20%						גידול במחיר הנפט בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות P1 (Proved ) (Reserves	1,480.91	1,173.50	969.65	827.27	723.41	עתודות מוכחות P1 (Proved ) (Reserves	485.05	431.22	384.15	345.01	312.83
עתודות צפויות (Probable Reserves)	39,315.56	23,905.02	14,802.88	9,096.09	5,355.91	עתודות צפויות (Probable Reserves)	1,771.60	(3,115.47)	(6,009.90)	(7,666.02)	(8,564.66)
סה"כ עתודות 2P מסוג (Proved + Probable Reserves)	40,796.48	25,078.52	15,772.53	9,923.36	6,079.33	סה"כ עתודות 2P מסוג (Proved + Probable Reserves)	2,256.64	(2,684.25)	(5,625.75)	(7,321.01)	(8,251.83)
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	39,469.61	20,845.14	10,954.90	5,395.68	2,149.11	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	(1,871.43)	(6,402.72)	(8,409.19)	(9,077.00)	(9,051.61)
סה"כ עתודות 3P מסוג (Proved + Probable + Possible Reserves)	80,266.08	45,923.66	26,727.43	15,319.04	8,228.43	סה"כ עתודות 3P מסוג (Proved + Probable + Possible Reserves)	385.21	(9,086.96)	(14,034.94)	(16,398.01)	(17,303.44)

1. 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 (Gross) אינן שונות מהותית ביחס לדוח הקודם.

ב. עודכנה תחזית מחיר הנפט הגולמי WTI הגז הטבעי ומחיר ה-NGL, בהתאם לעקומים הרלוונטים ליום הדוח.

2. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת את נתוני ההפקה המשוערים של נפט<sup>9</sup>

2024				
רבעון 1	רבעון 2	רבעון 3	רבעון 4 <sup>10</sup>	
12.9-כ	11.2-כ	20.3-כ	20.3-כ	סך הכל תפוקה בתקופה (באלפי חביות) – עבור ה-100% <sup>11</sup>
1.3-כ	1.1-כ	4-כ	4-כ	סך הכל תפוקה בתקופה (באלפי חביות) - המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח
72.2-כ	79.4-כ	73.7-כ	68.2-כ	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב)
19.1-כ	21-כ	27.1-כ	25.1-כ	תמלוגים (כל תשלום הנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו הנובעת מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב)
24.4-כ	43.5-כ	16.9-כ	24.7-כ	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב) <sup>12</sup>
28.7-כ	14.9-כ	29.7-כ	18.4-כ	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב)
0.11-כ	0.09-כ	0.17-כ	0.17-כ	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בנכס (ב-%)

<sup>9</sup> הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשוך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגלו עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

<sup>10</sup> הנתונים אינם סקורים ואינם מבוקרים וייתכן שתהיה סטייה בין המידע שפורסם בדוח זה לבין הנתונים בפועל.

<sup>11</sup> נתוני ההפקה אינם כוללים גז טבעי ו-NGL, נכון למועד הדיווח היקף המכירות זניח.

<sup>12</sup> עלויות הפקה ממוצעות כוללות מיסי הפקה שמהוות כ-2.3 דולר לחבית נפט בממוצע.

#### ח. חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה כנספח ב' הדוח המעודכן וכן הסכמת המעריך להכללתו בדוח זה<sup>13</sup>.

#### ט. הצהרת הנהלה של השותף הכללי בשותפות

- (1) תאריך ההצהרה: 2.2.2025;
- (2) ציון שם התאגיד: מודיעין-אנרגיה - שותפות מוגבלת;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: יהונתן שוחט, 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 (2007) Petroleum System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרולים (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרולים (AAPG), המועצה העולמית לפטרולים (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרולים (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח;
- (8) הרינו לאשר כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע הדוח הקודם.
- (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

יהונתן שוחט

מנכ"ל השותף הכללי והשותפות

#### השותפה בפרויקט ושיעור אחזקותיה הינה כדלקמן:

100% – Turonian Holdings LLC\*

\*מודיעין ארה"ב מחזיקה בכ- 20.02% ב-Carapace. Carapace מחזיקה ב- 100% מ-Carapace - Carapace Operating Oil & Gas Operating LLC ("Carapace Operating"). Carapace Operating מחזיקה ב- 100% בחברת Turonian Holdings LLC. בהתאם לכך, השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בפרויקט הינו כ- 20.02%.

בכבוד רב,

מודיעין-אנרגיה ניהול (1992) בע"מ  
השותף הכללי במודיעין-אנרגיה - שותפות מוגבלת  
על ידי יהונתן שוחט, מנכ"ל  
עמנואל מיארוב, סמנכ"ל כספים

<sup>13</sup> הנתונים בדוח המעריך, אינם כוללים ניכוי מס הכנסה.

## **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 טלטול, הטיפול בו והעברתו למיכלים, לצינורות או לבית זיקוק בשדה הנפט או בקרבתו.

"מאגר (Reservoir)" – שכבה או שכבות של סלע המתאפיינות בנקבוביות 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 שתתקן מעת לעת.

"משאבים מותנים (Contingent Resources)" – מוגדרים על פי ה-PRMS ככמויות של הידרוקרבוניס 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 (מנובאים) (PROSPECTIVE RESOURCES)" ;



**נספח ב' - הדוח נכון ליום 31.12.2024**

**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, 2024**  
**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

February 2, 2025

Modiin Energy Limited Partnership  
3 Azrieli Center  
Triangle Tower 45<sup>nd</sup> Floor  
Tel Aviv 67023

Ladies and Gentlemen:

Pursuant to your request, this report of third party presents an independent evaluation, as of December 31, 2024, 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 February 2, 2025. 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, 2024. 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 net profits interest (NPI) payments, production and ad valorem taxes, operating expenses, and 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, 2024. 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 plan 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, 2024, 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, 2024. Cumulative production, as

of December 31, 2024, 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 (C<sub>5+</sub>) 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 and NGL Prices*

Oil and NGL differentials for each property were provided by Modiin. The prices were calculated using these differentials to prices scheduled through April 2030 as shown in the Schedule of Prices table, expressed in dollars per barrel (\$/bbl), and held constant thereafter. The volume-weighted average prices attributable to the estimated proved developed producing reserves over the lives of the properties were \$62.93 per barrel of oil and \$17.25 per barrel of NGL.

#### *Gas Prices*

Gas price differentials for each property were provided by Modiin. The prices were calculated using these differentials to prices scheduled through April 2030 as shown in the Schedule of Prices table, expressed in dollars per million Btu (\$/MMBtu), and held constant thereafter. Btu factors were provided by Modiin and used to convert prices from \$/MMBtu to dollars per thousand cubic feet. The volume-weighted average price attributable to the estimated proved reserves over the lives of the properties was \$3.500 per thousand cubic feet of gas.

#### *Net Profits Interest*

Modiin has represented that certain properties evaluated herein are subject to an NPI payable to other parties. NPI payments are paid in cash at a rate of 9.056 percent of the future gross revenue after deducting production taxes, ad valorem taxes, operating expenses, and capital costs.

*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, 2024, of the properties evaluated herein are summarized as follows, expressed in thousands of barrels (Mbbl), millions of cubic feet (MMcf), and thousands of barrels of oil equivalent (Mboe):

	<b>Gross Reserves</b>			<b>Net Reserves</b>			
	<b>Oil (Mbbl)</b>	<b>NGL (Mbbl)</b>	<b>Sales Gas (MMcf)</b>	<b>Oil (Mbbl)</b>	<b>NGL (Mbbl)</b>	<b>Sales Gas (MMcf)</b>	<b>Oil Equivalent (Mboe)</b>
Proved Developed Producing	298	54	289	44	8	42	59
Probable Undeveloped	11,561	1,929	13,524	1,706	285	1,995	2323
Possible Undeveloped	11,559	1,928	13,519	1,702	284	1,991	2318

**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, 2024, of the properties evaluated under the economic assumptions described herein is summarized as follows, expressed in thousands of dollars (M\$):

	<b>Proved Developed Producing (M\$)</b>	<b>Probable Undeveloped (M\$)</b>	<b>Possible Undeveloped (M\$)</b>
Future Gross Revenue (Post-NPI)	3,032	117,207	115,671
Production and Ad Valorem Taxes	177	6,833	6,755
Operating Expenses	1,748	32,012	31,984
Capital and Abandonment Costs	42	53,747	54,158
Future Net Revenue	1,065	24,615	22,774
Present Worth at 10 Percent	745	6,353	4,308

**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, 2024, 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):

	<b>Gross Contingent Resources</b>			<b>Net Contingent Resources</b>			
	<b>Oil (Mbbbl)</b>	<b>NGL (Mbbbl)</b>	<b>Sales Gas (MMcf)</b>	<b>Oil (Mbbbl)</b>	<b>NGL (Mbbbl)</b>	<b>Sales Gas (MMcf)</b>	<b>Oil Equivalent (Mboe)</b>
1C Contingent Resources	1,709	142	993	251	21	146	296
2C Contingent Resources	4,845	428	3,001	712	63	441	848
3C Contingent Resources	213,905	19,554	137,077	31,486	2,877	20,167	37,724

## 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 Modiin.
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, 2024, 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 February 2, 2025, 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 14 years of experience in oil and gas reservoir studies and reserves evaluations.



---

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

**TABLE**  
**SCHEDULE of PRICES**  
as of  
**DECEMBER 31, 2024**  
provided by  
**MODIIN LIMITED PARTNERSHIP**

<b>Year</b>	<b>Oil and NGL (\$/bbl)</b>	<b>Gas (\$/MMBtu)</b>	<b>Year</b>	<b>Oil and NGL (\$/bbl)</b>	<b>Gas (\$/MMBtu)</b>
January 2025	68.43	3.37	September 2027	64.57	3.64
February 2025	71.72	3.63	October 2027	64.47	3.70
March 2025	71.25	3.10	November 2027	64.40	3.96
April 2025	70.86	3.07	December 2027	64.34	4.36
May 2025	70.50	3.16	January 2028	64.23	4.62
June 2025	70.17	3.34	February 2028	64.12	4.40
July 2025	69.84	3.52	March 2028	64.03	3.72
August 2025	69.49	3.56	April 2028	63.95	3.22
September 2025	69.15	3.54	May 2028	63.90	3.23
October 2025	68.81	3.62	June 2028	63.84	3.35
November 2025	68.50	3.91	July 2028	63.76	3.49
December 2025	68.19	4.36	August 2028	63.68	3.53
January 2026	67.88	4.66	September 2028	63.62	3.52
February 2026	67.60	4.34	October 2028	63.59	3.60
March 2026	67.36	3.78	November 2028	63.50	3.84
April 2026	67.14	3.44	December 2028	63.44	4.25
May 2026	66.95	3.47	January 2029	63.33	4.49
June 2026	66.77	3.60	February 2029	63.26	4.21
July 2026	66.56	3.74	March 2029	63.22	3.52
August 2026	66.35	3.78	April 2029	63.16	3.04
September 2026	66.18	3.75	May 2029	63.13	3.06
October 2026	66.02	3.82	June 2029	63.13	3.21
November 2026	65.88	4.06	July 2029	63.05	3.36
December 2026	65.74	4.46	August 2029	62.99	3.41
January 2027	65.56	4.77	September 2029	62.94	3.39
February 2027	65.40	4.45	October 2029	62.89	3.47
March 2027	65.27	3.76	November 2029	62.86	3.71
April 2027	65.14	3.32	December 2029	62.84	4.14
May 2027	65.05	3.34	January 2030	63.07	3.58
June 2027	64.94	3.49	February 2030	63.07	3.58
July 2027	64.79	3.64	March 2030	63.07	3.58
August 2027	64.67	3.67	April 2030 and thereafter	63.05	3.58

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

**PROJECTION OF ESTIMATED PROVED PRODUCTION AND REVENUE  
AS OF DECEMBER 31, 2024  
FROM CERTAIN PROPERTIES WITH INTERESTS ATTRIBUTABLE TO  
MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP**

1

**Reserve Class: TOTAL PROVED**

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)
2025	6	35,551	5,941	61,242	31,846	5,205	869	4,662
2026	5	30,669	5,290	54,549	28,365	4,490	775	4,155
2027	5	27,998	4,843	49,918	25,958	4,098	710	3,800
2028	5	25,795	4,473	46,126	23,986	3,779	655	3,511
2029	5	23,906	4,160	42,877	22,295	3,499	609	3,265
2030	5	22,211	3,880	40,000	20,801	3,252	568	3,044
2031	5	20,658	3,628	37,403	19,448	3,024	531	2,846
2032	5	18,250	3,288	33,901	17,629	2,672	480	2,582
2033	4	15,677	2,936	30,258	15,734	2,295	431	2,304
2034	4	14,579	2,756	28,408	14,773	2,135	403	2,163
2035	4	11,462	2,178	22,456	11,677	1,678	318	1,710
2036	3	10,474	2,010	20,728	10,778	1,533	295	1,577
2037	3	9,741	1,891	19,482	10,132	1,425	277	1,483
2038	3	7,170	1,485	15,317	7,963	1,051	218	1,167
2039	2	6,302	1,340	13,818	7,185	923	196	1,052
2040	2	5,863	1,261	12,988	6,754	858	184	988
2041	2	5,451	1,183	12,208	6,349	798	173	930
2042	2	5,071	1,113	11,476	5,968	742	164	874
2043	1	1,397	201	2,066	1,074	204	29	157
2044								
Subtotal		298,225	53,857	555,221	288,715	43,661	7,885	42,270
Remaining		0	0	0	0	0	0	0
Total		298,225	53,857	555,221	288,715	43,661	7,885	42,270
Cumulative		868,137		1,341,494				
Ultimate		1,166,362		1,896,715				

Year Ending Dec 31	Oil Prices (\$/bbl)	Natural Gas Liquids Prices (\$/bbl)	Gas Prices (\$/Mcf)	Future Gross Pre-NPI Rev Oil (\$)	Future Gross Pre-NPI Rev NGL (\$)	Future Gross Pre-NPI Rev Gas (\$)	NPI Payments (\$)	Future Gross Post-NPI Rev Total (\$)
2025	68.24	18.70	3.356	355,166	16,260	15,645	0	387,071
2026	65.18	17.88	3.779	292,665	13,852	15,695	0	322,212
2027	63.35	17.39	3.710	259,677	12,328	14,101	0	286,106
2028	62.27	17.10	3.594	235,180	11,202	12,622	0	259,004
2029	61.53	16.90	3.439	215,346	10,292	11,226	0	236,864
2030	61.52	16.90	3.437	200,045	9,599	10,468	0	220,112
2031	61.51	16.90	3.438	186,022	8,975	9,788	0	204,785
2032	61.51	16.90	3.438	164,355	8,137	8,874	0	181,366
2033	61.51	16.90	3.438	141,179	7,261	7,920	0	156,360
2034	61.51	16.90	3.438	131,295	6,818	7,436	0	145,549
2035	61.51	16.90	3.438	103,208	5,388	5,878	0	114,474
2036	61.51	16.90	3.438	94,325	4,973	5,424	0	104,722
2037	61.51	16.90	3.438	87,723	4,675	5,100	0	97,498
2038	61.51	16.90	3.438	64,565	3,676	4,009	0	72,250
2039	61.51	16.90	3.438	56,764	3,316	3,616	0	63,696
2040	61.51	16.90	3.438	52,789	3,116	3,400	0	59,305
2041	61.51	16.90	3.438	49,095	2,929	3,196	0	55,220
2042	61.51	16.90	3.438	45,658	2,754	3,004	0	51,416
2043	61.51	16.90	3.438	12,587	496	541	0	13,624
2044								
Subtotal	62.93	17.25	3.500	2,747,644	136,047	147,943	0	3,031,634
Remaining				0	0	0	0	0
Total	62.93	17.25	3.500	2,747,644	136,047	147,943	0	3,031,634

Year Ending Dec 31	Oil 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
2025	22,752	159,892	7,000	166,892	197,427	197,427	188,735	188,735	Month of Last Production: 08/2043	
2026	18,803	142,409	0	142,409	161,000	358,427	139,845	328,580		
2027	16,688	137,868	0	137,868	131,550	489,977	103,859	432,439		
2028	15,112	134,145	0	134,145	109,747	599,724	78,758	511,197		
2029	13,833	130,955	0	130,955	92,076	691,800	60,070	571,267		
2030	12,850	128,126	0	128,126	79,136	770,936	46,926	618,193	Interests (Percent)	
2031	11,953	125,557	0	125,557	67,275	838,211	36,271	654,464		
2032	10,566	114,446	7,000	121,446	49,354	887,565	24,196	678,660		
2033	9,089	100,155	0	100,155	47,116	934,681	20,996	699,656		
2034	8,452	98,339	0	98,339	38,758	973,439	15,703	715,359		
2035	6,646	76,326	7,000	83,326	24,502	997,941	8,905	724,264	Present Worth Profile (\$)	
2036	6,074	73,156	0	73,156	25,492	1,023,433	8,537	732,801		
2037	5,654	71,935	0	71,935	19,909	1,043,342	6,064	738,865		
2038	4,168	52,893	7,000	59,893	8,189	1,051,531	2,193	741,058		
2039	3,668	48,447	0	48,447	11,581	1,063,112	2,916	743,974		
2040	3,413	47,658	0	47,658	8,234	1,071,346	1,886	745,860	12 Percent 703,136	
2041	3,174	46,916	0	46,916	5,130	1,076,476	1,070	746,930		
2042	2,954	46,221	7,000	53,221	-4,759	1,071,717	-843	746,087		
2043	804	12,566	7,000	19,566	-6,746	1,064,971	-1,156	744,931		
2044										
Subtotal	176,653	1,748,010	42,000	1,790,010	1,064,971	1,064,971	744,931	744,931	50 Percent 362,120	
Remaining										
Total	176,653	1,748,010	42,000	1,790,010	1,064,971	1,064,971	744,931	744,931		



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

**PROJECTION OF ESTIMATED PROVED PRODUCTION AND REVENUE  
AS OF DECEMBER 31, 2024  
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)
2025	6	35,551	5,941	61,242	31,846	5,205	869	4,662
2026	5	30,669	5,290	54,549	28,365	4,490	775	4,155
2027	5	27,998	4,843	49,918	25,958	4,098	710	3,800
2028	5	25,795	4,473	46,126	23,986	3,779	655	3,511
2029	5	23,906	4,160	42,877	22,295	3,499	609	3,265
2030	5	22,211	3,880	40,000	20,801	3,252	568	3,044
2031	5	20,658	3,628	37,403	19,448	3,024	531	2,846
2032	5	18,250	3,288	33,901	17,629	2,672	480	2,582
2033	4	15,677	2,936	30,258	15,734	2,295	431	2,304
2034	4	14,579	2,756	28,408	14,773	2,135	403	2,163
2035	4	11,462	2,178	22,456	11,677	1,678	318	1,710
2036	3	10,474	2,010	20,728	10,778	1,533	295	1,577
2037	3	9,741	1,891	19,482	10,132	1,425	277	1,483
2038	3	7,170	1,485	15,317	7,963	1,051	218	1,167
2039	2	6,302	1,340	13,818	7,185	923	196	1,052
2040	2	5,863	1,261	12,988	6,754	858	184	988
2041	2	5,451	1,183	12,208	6,349	798	173	930
2042	2	5,071	1,113	11,476	5,968	742	164	874
2043	1	1,397	201	2,066	1,074	204	29	157
2044								
Subtotal		298,225	53,857	555,221	288,715	43,661	7,885	42,270
Remaining		0	0	0	0	0	0	0
Total		298,225	53,857	555,221	288,715	43,661	7,885	42,270
Cumulative		868,137		1,341,494				
Ultimate		1,166,362		1,896,715				

Year Ending Dec 31	Oil Prices (\$/bbl)	Natural Gas Liquids Prices (\$/bbl)	Gas Prices (\$/Mcf)	Future Gross Pre-NPI Rev Oil (\$)	Future Gross Pre-NPI Rev NGL (\$)	Future Gross Pre-NPI Rev Gas (\$)	NPI Payments (\$)	Future Gross Post-NPI Rev Total (\$)
2025	68.24	18.70	3.356	355,166	16,260	15,645	0	387,071
2026	65.18	17.88	3.779	292,665	13,852	15,695	0	322,212
2027	63.35	17.39	3.710	259,677	12,328	14,101	0	286,106
2028	62.27	17.10	3.594	235,180	11,202	12,622	0	259,004
2029	61.53	16.90	3.439	215,346	10,292	11,226	0	236,864
2030	61.52	16.90	3.437	200,045	9,599	10,468	0	220,112
2031	61.51	16.90	3.438	186,022	8,975	9,788	0	204,785
2032	61.51	16.90	3.438	164,355	8,137	8,874	0	181,366
2033	61.51	16.90	3.438	141,179	7,261	7,920	0	156,360
2034	61.51	16.90	3.438	131,295	6,818	7,436	0	145,549
2035	61.51	16.90	3.438	103,208	5,388	5,878	0	114,474
2036	61.51	16.90	3.438	94,325	4,973	5,424	0	104,722
2037	61.51	16.90	3.438	87,723	4,675	5,100	0	97,498
2038	61.51	16.90	3.438	64,565	3,676	4,009	0	72,250
2039	61.51	16.90	3.438	56,764	3,316	3,616	0	63,696
2040	61.51	16.90	3.438	52,789	3,116	3,400	0	59,305
2041	61.51	16.90	3.438	49,095	2,929	3,196	0	55,220
2042	61.51	16.90	3.438	45,658	2,754	3,004	0	51,416
2043	61.51	16.90	3.438	12,587	496	541	0	13,624
2044								
Subtotal	62.93	17.25	3.500	2,747,644	136,047	147,943	0	3,031,634
Remaining				0	0	0	0	0
Total	62.93	17.25	3.500	2,747,644	136,047	147,943	0	3,031,634

Year Ending Dec 31	Oil 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
2025	22,752	159,892	7,000	166,892	197,427	197,427	188,735	188,735	Month of Last Production: 08/2043	
2026	18,803	142,409	0	142,409	161,000	358,427	139,845	328,580		
2027	16,688	137,868	0	137,868	131,550	489,977	103,859	432,439		
2028	15,112	134,145	0	134,145	109,747	599,724	78,758	511,197		
2029	13,833	130,955	0	130,955	92,076	691,800	60,070	571,267		
2030	12,850	128,126	0	128,126	79,136	770,936	46,926	618,193	Interests (Percent)	
2031	11,953	125,557	0	125,557	67,275	838,211	36,271	654,464		
2032	10,566	114,446	7,000	121,446	49,354	887,565	24,196	678,660		
2033	9,089	100,155	0	100,155	47,116	934,681	20,996	699,656		
2034	8,452	98,339	0	98,339	38,758	973,439	15,703	715,359		
2035	6,646	76,326	7,000	83,326	24,502	997,941	8,905	724,264	Present Worth Profile (\$)	
2036	6,074	73,156	0	73,156	25,492	1,023,433	8,537	732,801		
2037	5,654	71,935	0	71,935	19,909	1,043,342	6,064	738,865		
2038	4,168	52,893	7,000	59,893	8,189	1,051,531	2,193	741,058		
2039	3,668	48,447	0	48,447	11,581	1,063,112	2,916	743,974		
2040	3,413	47,658	0	47,658	8,234	1,071,346	1,886	745,860	DeGOLYER AND MACNAUGHTON F-716 TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM	
2041	3,174	46,916	0	46,916	5,130	1,076,476	1,070	746,930		
2042	2,954	46,221	7,000	53,221	-4,759	1,071,717	-843	746,087		
2043	804	12,566	7,000	19,566	-6,746	1,064,971	-1,156	744,931		
2044										
Subtotal	176,653	1,748,010	42,000	1,790,010	1,064,971	1,064,971	744,931	744,931		
Remaining										
Total	176,653	1,748,010	42,000	1,790,010	1,064,971	1,064,971	744,931	744,931		

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, 2024  
FROM CERTAIN PROPERTIES WITH INTERESTS ATTRIBUTABLE TO  
MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP**

3

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)
2025	6	193,581	17,998	185,542	126,167	28,515	2,651	18,585
2026	18	518,871	61,882	637,974	433,823	76,118	9,086	63,694
2027	42	1,409,992	174,297	1,796,835	1,221,855	207,982	25,696	180,175
2028	72	2,622,646	357,315	3,683,689	2,504,904	387,181	52,731	369,667
2029	72	1,205,030	209,798	2,162,943	1,470,795	177,873	30,980	217,099
2030	72	800,294	142,022	1,464,132	995,607	118,114	20,962	146,940
2031	72	609,812	110,193	1,135,924	772,435	90,003	16,245	113,988
2032	72	496,230	91,235	940,632	639,641	73,233	13,468	94,392
2033	72	420,033	78,561	809,896	550,721	61,966	11,604	81,258
2034	72	365,107	69,430	715,788	486,736	53,878	10,241	71,819
2035	72	323,467	62,538	644,612	438,333	47,729	9,229	64,680
2036	72	290,747	57,110	588,786	400,376	42,903	8,427	59,081
2037	72	264,331	52,748	543,801	369,787	39,004	7,767	54,562
2038	72	242,481	49,144	506,656	344,523	35,773	7,257	50,828
2039	72	224,031	46,096	475,294	323,193	33,053	6,801	47,683
2040	72	207,981	43,440	447,884	304,572	30,682	6,411	44,944
2041	72	193,405	41,008	422,707	287,435	28,535	6,058	42,407
2042	72	179,851	38,693	398,872	271,238	26,544	5,706	40,013
2043	72	167,289	36,512	376,293	255,878	24,683	5,384	37,758
2044	72	155,558	34,423	354,947	241,351	22,953	5,076	35,617
Subtotal		10,890,737	1,774,443	18,293,207	12,439,370	1,606,722	261,780	1,835,190
Remaining		670,739	154,651	1,594,541	1,084,317	99,032	22,816	160,047
Total		11,561,476	1,929,094	19,887,748	13,523,687	1,705,754	284,596	1,995,237
Cumulative		0		0				
Ultimate		11,561,476		19,887,748				

Year Ending Dec 31	Oil Prices (\$/bbl)	Natural Gas Liquids Prices (\$/bbl)	Gas Prices (\$/Mcf)	Future Gross Pre-NPI Rev Oil (\$)	Future Gross Pre-NPI Rev NGL (\$)	Future Gross Pre-NPI Rev Gas (\$)	NPI Payments (\$)	Future Gross Post-NPI Rev Total (\$)
2025	67.68	18.54	3.605	1,929,894	49,149	66,994	0	2,046,037
2026	64.90	17.82	3.828	4,940,239	161,946	243,842	0	5,346,027
2027	63.29	17.37	3.681	13,162,167	446,423	663,245	0	14,271,835
2028	62.31	17.10	3.528	24,125,520	901,729	1,304,314	0	26,331,563
2029	61.55	16.91	3.458	10,948,229	523,631	750,682	0	12,222,542
2030	61.52	16.90	3.437	7,265,782	354,180	504,972	0	8,124,934
2031	61.51	16.90	3.438	5,535,362	274,759	391,902	0	6,202,023
2032	61.51	16.90	3.438	4,504,180	227,503	324,502	0	5,056,185
2033	61.51	16.90	3.438	3,812,522	195,880	279,396	0	4,287,798
2034	61.51	16.90	3.438	3,313,766	173,114	246,919	0	3,733,799
2035	61.51	16.90	3.438	2,935,804	155,897	222,368	0	3,314,069
2036	61.51	16.90	3.438	2,638,836	142,387	203,098	0	2,984,321
2037	61.51	16.90	3.438	2,398,983	131,513	187,584	-39,776	2,678,304
2038	61.51	16.90	3.438	2,200,777	122,532	174,776	-108,651	2,389,434
2039	61.51	16.90	3.438	2,033,244	114,943	163,951	-94,559	2,217,579
2040	61.51	16.90	3.438	1,887,531	108,324	154,493	-82,267	2,068,081
2041	61.51	16.90	3.438	1,755,281	102,210	145,808	-71,113	1,932,186
2042	61.51	16.90	3.438	1,632,418	96,464	137,586	-60,733	1,805,735
2043	61.51	16.90	3.438	1,518,139	90,994	129,794	-51,061	1,687,866
2044	61.51	16.90	3.438	1,411,879	85,651	122,445	-42,048	1,578,127
Subtotal	62.21	17.03	3.498	99,950,553	4,459,429	6,418,671	-550,208	110,278,445
Remaining	61.51	16.90	3.438	6,090,692	385,812	550,320	-97,899	6,928,925
Total	62.17	17.02	3.493	106,041,245	4,845,241	6,968,991	-648,107	117,207,370

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 72	Gas 0
2025	122,636	165,964	4,060,200	4,226,164	-2,302,763	-2,302,763	-2,206,838	-2,206,838	Month of Last Production: 05/2051	
2026	315,801	562,840	8,942,400	9,505,240	-4,475,014	-6,777,777	-3,861,783	-6,068,621		
2027	841,890	1,579,494	24,411,000	25,990,494	-12,560,549	-19,338,326	-9,867,542	-15,936,163		
2028	1,546,111	3,252,276	15,829,800	19,082,076	5,703,376	-13,634,950	3,743,029	-12,193,134		
2029	706,357	2,190,071	0	2,190,071	9,326,114	-4,308,836	6,103,795	-6,089,339		
2030	469,004	1,748,397	0	1,748,397	5,907,533	1,598,697	3,508,753	-2,580,586	Present Worth Profile (\$)	
2031	357,522	1,544,150	0	1,544,150	4,300,351	5,899,048	2,320,390	-260,196		
2032	291,071	1,423,264	0	1,423,264	3,341,850	9,240,898	1,638,663	1,378,467		
2033	246,523	1,342,512	0	1,342,512	2,698,763	11,939,661	1,202,735	2,581,202		
2034	214,390	1,284,480	0	1,284,480	2,234,929	14,174,590	905,325	3,486,527		
2035	190,052	1,240,573	0	1,240,573	1,883,444	16,058,034	693,519	4,180,046	12 Percent	4,447,624
2036	170,927	1,206,165	0	1,206,165	1,607,229	17,665,263	537,976	4,718,022	15 Percent	2,176,845
2037	155,449	1,178,391	0	1,178,391	1,344,464	19,009,727	409,455	5,127,477	20 Percent	-488,223
2038	142,693	1,155,464	0	1,155,464	1,091,277	20,101,004	301,832	5,429,309	25 Percent	-2,226,421
2039	131,922	1,136,137	0	1,136,137	949,520	21,050,524	238,758	5,668,067	30 Percent	-3,372,698
2040	122,533	1,119,306	0	1,119,306	826,242	21,876,766	188,871	5,856,938	40 Percent	-4,621,128
2041	114,005	1,104,011	0	1,104,011	714,170	22,590,936	148,419	6,005,357	50 Percent	-5,116,080
2042	106,069	1,089,723	0	1,089,723	609,943	23,200,879	115,254	6,120,611		
2043	98,700	1,076,363	0	1,076,363	512,803	23,713,682	88,093	6,208,704		
2044	91,865	1,063,851	0	1,063,851	422,411	24,136,093	65,998	6,274,702		
Subtotal	6,435,520	26,463,432	53,243,400	79,706,832	24,136,093		6,274,702			
Remaining	396,887	5,548,947	504,000	6,052,947	479,091	24,615,184	78,498	6,353,200		
Total	6,832,407	32,012,379	53,747,400	85,759,779	24,615,184		6,353,200			

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




**PROJECTION OF ESTIMATED PROVED PLUS PROBABLE PRODUCTION AND REVENUE  
AS OF DECEMBER 31, 2024  
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)
2025	12	229,132	23,939	246,784	158,013	33,720	3,520	23,247
2026	23	549,540	67,172	692,523	462,188	80,608	9,861	67,849
2027	47	1,437,990	179,140	1,846,753	1,247,813	212,080	26,406	183,975
2028	77	2,648,441	361,788	3,729,815	2,528,890	390,960	53,386	373,178
2029	77	1,228,936	213,958	2,205,820	1,493,090	181,372	31,589	220,364
2030	77	822,505	145,902	1,504,132	1,016,408	121,366	21,530	149,984
2031	77	630,470	113,821	1,173,327	791,883	93,027	16,776	116,834
2032	77	514,480	94,523	974,533	657,270	75,905	13,948	96,974
2033	76	435,710	81,497	840,154	566,455	64,261	12,035	83,562
2034	76	379,686	72,186	744,196	501,509	56,013	10,644	73,982
2035	76	334,929	64,716	667,068	450,010	49,407	9,547	66,390
2036	75	301,221	59,120	609,514	411,154	44,436	8,722	60,658
2037	75	274,072	54,639	563,283	379,919	40,429	8,044	56,045
2038	75	249,651	50,629	521,973	352,486	36,824	7,475	51,995
2039	74	230,333	47,436	489,112	330,378	33,976	6,997	48,735
2040	74	213,844	44,701	460,872	311,326	31,540	6,595	45,932
2041	74	198,856	42,191	434,915	293,784	29,333	6,231	43,337
2042	74	184,922	39,806	410,348	277,206	27,286	5,870	40,887
2043	73	168,686	36,713	378,359	256,952	24,887	5,413	37,915
2044	72	155,558	34,423	354,947	241,351	22,953	5,076	35,617
Subtotal		11,188,962	1,828,300	18,848,428	12,728,085	1,650,383	269,665	1,877,460
Remaining		670,739	154,651	1,594,541	1,084,317	99,032	22,816	160,047
Total		11,859,701	1,982,951	20,442,969	13,812,402	1,749,415	292,481	2,037,507
Cumulative		868,137		1,341,494				
Ultimate		12,727,838		21,784,463				

Year Ending Dec 31	Oil Prices (\$/bbl)	Natural Gas Liquids Prices (\$/bbl)	Gas Prices (\$/Mcf)	Future Gross Pre-NPI Rev Oil (\$)	Future Gross Pre-NPI Rev NGL (\$)	Future Gross Pre-NPI Rev Gas (\$)	NPI Payments (\$)	Future Gross Post-NPI Rev Total (\$)
2025	67.77	18.58	3.555	2,285,060	65,409	82,639	0	2,433,108
2026	64.92	17.83	3.825	5,232,904	175,798	259,537	0	5,668,239
2027	63.29	17.37	3.682	13,421,844	458,751	677,346	0	14,557,941
2028	62.31	17.10	3.529	24,360,700	912,931	1,316,936	0	26,590,567
2029	61.55	16.91	3.457	11,163,575	533,923	761,908	0	12,459,406
2030	61.52	16.90	3.437	7,465,827	363,779	515,440	0	8,345,046
2031	61.51	16.90	3.438	5,721,384	283,734	401,690	0	6,406,808
2032	61.51	16.90	3.438	4,668,535	235,640	333,376	0	5,237,551
2033	61.51	16.90	3.438	3,953,701	203,141	287,316	0	4,444,158
2034	61.51	16.90	3.438	3,445,061	179,932	254,355	0	3,879,348
2035	61.51	16.90	3.438	3,039,012	161,285	228,246	0	3,428,543
2036	61.51	16.90	3.438	2,733,161	147,360	208,522	0	3,089,043
2037	61.51	16.90	3.438	2,486,706	136,188	192,684	-39,776	2,775,802
2038	61.51	16.90	3.438	2,265,342	126,208	178,785	-108,651	2,461,684
2039	61.51	16.90	3.438	2,090,008	118,259	167,567	-94,559	2,281,275
2040	61.51	16.90	3.438	1,940,320	111,440	157,893	-82,267	2,127,386
2041	61.51	16.90	3.438	1,804,376	105,139	149,004	-71,113	1,987,406
2042	61.51	16.90	3.438	1,678,076	99,218	140,590	-60,733	1,857,151
2043	61.51	16.90	3.438	1,530,726	91,490	130,335	-51,061	1,701,490
2044	61.51	16.90	3.438	1,411,879	85,851	122,445	-42,048	1,578,127
Subtotal	62.23	17.04	3.498	102,698,197	4,595,476	6,566,614	-550,208	113,310,079
Remaining	61.51	16.90	3.438	6,090,692	385,812	550,320	-97,899	6,928,925
Total	62.19	17.03	3.493	108,788,889	4,981,288	7,116,934	-648,107	120,239,004

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 78	Gas 0
2025	145,388	325,856	4,067,200	4,393,056	-2,105,336	-2,105,336	-2,018,103	-2,018,103	Month of Last Production: 05/2051	
2026	334,604	705,249	8,942,400	9,647,649	-4,314,014	-6,419,350	-3,721,938	-5,740,041		
2027	858,578	1,717,362	24,411,000	26,128,362	-12,428,999	-18,848,349	-9,763,683	-15,503,724		
2028	1,561,223	3,386,421	15,829,800	19,216,221	5,813,123	-13,035,226	3,821,787	-11,681,937		
2029	720,190	2,321,026	0	2,321,026	9,418,190	-3,617,036	6,163,865	-5,518,072		
2030	481,854	1,876,523	0	1,876,523	5,986,669	2,369,633	3,555,679	-1,962,393	Interests (Percent)	
2031	369,475	1,669,707	0	1,669,707	4,367,626	6,737,259	2,356,661	394,268		
2032	301,637	1,537,710	7,000	1,544,710	3,391,204	10,128,463	1,662,859	2,057,127		
2033	255,612	1,442,667	0	1,442,667	2,745,879	12,874,342	1,223,731	3,280,858		
2034	222,842	1,382,819	0	1,382,819	2,273,687	15,148,029	921,028	4,201,886		
2035	196,698	1,316,899	7,000	1,323,899	1,907,946	17,055,975	702,424	4,904,310	Present Worth Profile (\$)	
2036	177,001	1,279,321	0	1,279,321	1,632,721	18,688,696	546,513	5,450,823		
2037	161,103	1,250,326	0	1,250,326	1,364,373	20,053,069	415,519	5,866,342		
2038	146,861	1,208,357	7,000	1,215,357	1,099,466	21,152,535	304,025	6,170,367		
2039	135,590	1,184,584	0	1,184,584	961,101	22,113,636	241,674	6,412,041		
2040	125,946	1,166,964	0	1,166,964	834,476	22,948,112	190,757	6,602,798	Date Working Revenue	
2041	117,179	1,150,927	0	1,150,927	719,300	23,667,412	149,489	6,752,287		
2042	109,023	1,135,944	7,000	1,142,944	605,184	24,272,596	114,411	6,866,698		
2043	99,504	1,088,929	7,000	1,095,929	506,057	24,778,653	86,937	6,953,635		
2044	91,865	1,063,851	0	1,063,851	422,411	25,201,064	65,998	7,019,633		
Subtotal	6,612,173	28,211,442	53,285,400	81,496,842	25,201,064		7,019,633			
Remaining	396,887	5,548,947	504,000	6,052,947	479,091	25,680,155	78,498	7,098,131		
Total	7,009,060	33,760,389	53,789,400	87,549,789	25,680,155		7,098,131			

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, 2024  
FROM CERTAIN PROPERTIES WITH INTERESTS ATTRIBUTABLE TO  
MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP**

5

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)
2025	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	43	1,325,658	119,385	1,230,818	836,956	194,567	17,518	122,815
2029	72	3,022,227	422,675	4,357,437	2,963,062	445,650	62,295	436,691
2030	72	1,324,365	229,775	2,368,842	1,610,809	195,083	33,842	237,275
2031	72	862,448	152,402	1,571,168	1,068,387	127,035	22,458	157,382
2032	72	648,342	116,617	1,202,158	817,473	95,496	17,163	120,409
2033	72	522,611	95,627	985,887	670,406	76,981	14,084	98,724
2034	72	439,290	81,758	842,864	573,146	64,705	12,050	84,429
2035	72	379,816	71,868	740,933	503,838	55,934	10,586	74,196
2036	72	335,094	64,456	664,440	451,816	49,343	9,490	66,562
2037	72	300,173	58,667	604,846	411,291	44,216	8,638	60,563
2038	72	272,144	54,045	557,077	378,812	40,090	7,967	55,790
2039	72	249,085	50,227	517,861	352,148	36,688	7,397	51,872
2040	72	229,804	47,056	485,112	329,877	33,845	6,923	48,572
2041	72	213,256	44,322	457,058	310,799	31,409	6,535	45,782
2042	72	198,341	41,851	431,377	293,338	29,204	6,160	43,209
2043	72	184,418	39,481	407,091	276,831	27,164	5,817	40,760
2044	72	171,547	37,275	384,076	261,163	25,266	5,499	38,463
Subtotal		10,678,619	1,727,487	17,809,045	12,110,152	1,572,676	254,422	1,783,494
Remaining		880,063	200,936	2,071,789	1,408,830	129,668	29,575	207,535
Total		11,558,682	1,928,423	19,880,834	13,518,982	1,702,344	283,997	1,991,029
Cumulative		0		0				
Ultimate		11,558,682		19,880,834				

Year Ending Dec 31	Oil Prices (\$/bbl)	Natural Gas Liquids Prices (\$/bbl)	Gas Prices (\$/Mcf)	Future Gross Pre-NPI Rev Oil (\$)	Future Gross Pre-NPI Rev NGL (\$)	Future Gross Pre-NPI Rev Gas (\$)	NPI Payments (\$)	Future Gross Post-NPI Rev Total (\$)
2025				0	0	0	0	0
2026				0	0	0	0	0
2027				0	0	0	0	0
2028	62.05	17.04	3.643	12,072,242	298,464	447,482	0	12,818,188
2029	61.56	16.91	3.396	27,436,408	1,053,089	1,482,879	0	29,972,376
2030	61.52	16.90	3.437	12,000,952	571,984	815,450	0	13,388,386
2031	61.51	16.90	3.438	7,813,995	379,324	541,038	0	8,734,357
2032	61.51	16.90	3.438	5,873,861	290,222	413,955	0	6,578,038
2033	61.51	16.90	3.438	4,734,637	237,989	339,491	0	5,312,117
2034	61.51	16.90	3.438	3,979,859	203,477	290,219	0	4,473,555
2035	61.51	16.90	3.438	3,440,901	178,869	255,130	0	3,874,900
2036	61.51	16.90	3.438	3,035,719	160,393	228,783	0	3,424,895
2037	61.51	16.90	3.438	2,719,438	146,023	208,258	-48,150	3,025,569
2038	61.51	16.90	3.438	2,465,358	134,461	191,813	-130,890	2,660,742
2039	61.51	16.90	3.438	2,256,560	125,018	178,315	-113,302	2,446,591
2040	61.51	16.90	3.438	2,081,775	117,102	167,033	-98,580	2,267,330
2041	61.51	16.90	3.438	1,932,038	110,336	157,370	-85,986	2,113,758
2042	61.51	16.90	3.438	1,796,682	104,135	148,539	-74,567	1,974,789
2043	61.51	16.90	3.438	1,670,911	98,263	140,170	-63,951	1,845,393
2044	61.51	16.90	3.438	1,553,954	92,721	132,245	-54,066	1,724,854
Subtotal	61.59	16.91	3.442	96,865,290	4,301,870	6,138,170	-669,492	106,635,838
Remaining	61.51	16.90	3.438	7,974,894	500,259	713,553	-153,548	9,035,158
Total	61.59	16.91	3.441	104,840,184	4,802,129	6,851,723	-823,040	115,670,996

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 72	Gas 0
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	Month of Last Production: 05/2052	
2026	0	0	0	0	0	0	0	0		
2027	0	0	0	0	0	0	0	0		
2028	767,475	1,111,905	38,569,800	39,681,705	-27,630,992	-27,630,992	-19,729,861	-19,729,861		
2029	1,758,750	3,696,248	15,084,600	18,780,848	9,432,778	-18,198,214	5,877,906	-13,851,955		
2030	774,115	2,319,114	0	2,319,114	10,295,157	-7,903,057	6,125,421	-7,726,534	Present Worth Profile (\$)	
2031	504,335	1,814,854	0	1,814,854	6,415,168	-1,487,889	3,464,230	-4,262,304		
2032	379,321	1,585,108	0	1,585,108	4,613,609	3,125,720	2,263,291	-1,999,013		
2033	305,918	1,451,199	0	1,451,199	3,555,000	6,680,720	1,584,803	-414,210		
2034	257,308	1,362,855	0	1,362,855	2,853,392	9,534,112	1,156,102	741,892		
2035	222,575	1,299,980	0	1,299,980	2,352,345	11,886,457	866,280	1,608,172	12 Percent	2,617,326
2036	196,492	1,252,806	0	1,252,806	1,975,597	13,862,054	661,346	2,269,518	15 Percent	710,638
2037	176,100	1,216,064	0	1,216,064	1,633,405	15,495,459	497,498	2,767,016	20 Percent	-1,317,072
2038	159,740	1,186,593	0	1,186,593	1,314,409	16,809,868	363,588	3,130,604	25 Percent	-2,447,475
2039	146,288	1,162,382	0	1,162,382	1,137,921	17,947,789	286,111	3,416,715	30 Percent	-3,048,480
2040	135,050	1,142,178	0	1,142,178	990,102	18,937,891	226,333	3,643,048	40 Percent	-3,419,320
2041	125,395	1,124,856	0	1,124,856	863,507	19,801,398	179,451	3,822,499	50 Percent	-3,291,303
2042	116,648	1,109,209	0	1,109,209	748,932	20,550,330	141,474	3,963,973		
2043	108,570	1,094,586	0	1,094,586	642,237	21,192,567	110,318	4,074,291		
2044	101,020	1,080,904	0	1,080,904	542,930	21,735,497	84,805	4,159,096		
Subtotal	6,235,100	25,010,841	53,654,400	78,665,241	21,735,497		4,159,096			
Remaining	519,458	6,973,644	504,000	7,477,644	1,038,056	22,773,553	148,671	4,307,767		
Total	6,754,558	31,984,485	54,158,400	86,142,885	22,773,553		4,307,767			



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, 2024  
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)
2025	12	229,132	23,939	246,784	158,013	33,720	3,520	23,247
2026	23	549,540	67,172	692,523	462,188	80,608	9,861	67,849
2027	47	1,437,990	179,140	1,846,753	1,247,813	212,080	26,406	183,975
2028	120	3,974,099	481,173	4,960,633	3,365,846	585,527	70,904	495,993
2029	149	4,251,163	636,633	6,563,257	4,456,152	627,022	93,884	657,055
2030	149	2,146,870	375,677	3,872,974	2,627,217	316,449	55,372	387,259
2031	149	1,492,918	266,223	2,744,495	1,860,270	220,062	39,234	274,216
2032	149	1,162,822	211,140	2,176,691	1,474,743	171,401	31,111	217,383
2033	148	958,321	177,124	1,826,041	1,236,861	141,242	26,119	182,286
2034	148	818,976	153,944	1,587,060	1,074,655	120,718	22,694	158,411
2035	148	714,745	136,584	1,408,001	953,848	105,341	20,133	140,586
2036	147	636,315	123,576	1,273,954	862,970	93,779	18,212	127,220
2037	147	574,245	113,306	1,168,129	791,210	84,645	16,682	116,608
2038	147	521,795	104,674	1,079,050	731,298	76,914	15,442	107,785
2039	146	479,418	97,663	1,006,973	682,526	70,664	14,394	100,607
2040	146	443,648	91,757	945,984	641,203	65,385	13,518	94,504
2041	146	412,112	86,513	891,973	604,583	60,742	12,766	89,119
2042	146	383,263	81,657	841,725	570,544	56,490	12,030	84,096
2043	145	353,104	76,194	785,450	533,783	52,051	11,230	78,675
2044	144	327,105	71,698	739,023	502,514	48,219	10,575	74,080

Subtotal		21,867,581	3,555,787	36,657,473	24,838,237	3,223,059	524,087	3,660,954
Remaining		1,550,802	355,587	3,666,330	2,493,147	228,700	52,391	367,582
<b>Total</b>		<b>23,418,383</b>	<b>3,911,374</b>	<b>40,323,803</b>	<b>27,331,384</b>	<b>3,451,759</b>	<b>576,478</b>	<b>4,028,536</b>
Cumulative		868,137		1,341,494				
Ultimate		24,286,520		41,665,297				

Year Ending Dec 31	Oil Prices (\$/bbl)	Natural Gas Liquids Prices (\$/bbl)	Gas Prices (\$/Mcf)	Future Gross Pre-NPI Rev Oil (\$)	Future Gross Pre-NPI Rev NGL (\$)	Future Gross Pre-NPI Rev Gas (\$)	NPI Payments (\$)	Future Gross Post-NPI Rev Total (\$)
2025	67.77	18.58	3.555	2,285,060	65,409	82,639	0	2,433,108
2026	64.92	17.83	3.825	5,232,904	175,798	259,537	0	5,668,239
2027	63.29	17.37	3.682	13,421,844	458,751	677,346	0	14,557,941
2028	62.22	17.08	3.557	36,432,942	1,211,395	1,764,418	0	39,408,755
2029	61.56	16.91	3.416	38,599,983	1,587,012	2,244,787	0	42,431,782
2030	61.52	16.90	3.437	19,466,779	935,763	1,330,890	0	21,733,432
2031	61.51	16.90	3.438	13,535,379	663,058	942,728	0	15,141,165
2032	61.51	16.90	3.438	10,542,396	525,862	747,331	0	11,815,589
2033	61.51	16.90	3.438	8,688,338	441,130	626,807	0	9,756,275
2034	61.51	16.90	3.438	7,424,920	383,409	544,574	0	8,352,903
2035	61.51	16.90	3.438	6,479,913	340,154	483,376	0	7,303,443
2036	61.51	16.90	3.438	5,768,880	307,753	437,305	0	6,513,938
2037	61.51	16.90	3.438	5,206,144	282,211	400,942	-87,926	5,801,371
2038	61.51	16.90	3.438	4,730,700	260,669	370,598	-239,541	5,122,426
2039	61.51	16.90	3.438	4,346,568	243,277	345,882	-207,861	4,727,866
2040	61.51	16.90	3.438	4,022,095	228,542	324,926	-180,847	4,394,716
2041	61.51	16.90	3.438	3,736,414	215,475	306,374	-157,099	4,101,164
2042	61.51	16.90	3.438	3,474,758	203,353	289,129	-135,300	3,831,940
2043	61.51	16.90	3.438	3,201,637	189,753	270,505	-115,012	3,546,883
2044	61.51	16.90	3.438	2,965,833	178,572	254,690	-96,114	3,302,981
Subtotal	61.92	16.98	3.470	199,563,487	8,897,346	12,704,784	-1,219,700	219,945,917
Remaining	61.51	16.90	3.438	14,065,586	886,071	1,263,873	-251,447	15,964,083
<b>Total</b>	<b>61.89</b>	<b>16.97</b>	<b>3.467</b>	<b>213,629,073</b>	<b>9,783,417</b>	<b>13,968,657</b>	<b>-1,471,147</b>	<b>235,910,000</b>

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
2025	145,388	325,856	4,067,200	4,393,056	-2,105,336	-2,105,336	-2,018,103	-2,018,103	Month of Last Production: 05/2052	
2026	334,604	705,249	8,942,400	9,647,649	-4,314,014	-6,419,350	-3,721,938	-5,740,041		
2027	858,578	1,717,362	24,411,000	26,128,362	-12,428,999	-18,848,349	-9,763,683	-15,503,724		
2028	2,328,698	4,498,326	54,399,600	58,897,926	-21,817,869	-40,666,218	-15,908,074	-31,411,798		
2029	2,478,940	6,017,274	15,084,600	21,101,874	18,850,968	-21,815,250	12,041,771	-19,370,027		
2030	1,255,969	4,195,637	0	4,195,637	16,281,826	-5,533,424	9,681,100	-9,688,927	Interests (Percent)	
2031	873,810	3,484,561	0	3,484,561	10,782,794	5,249,370	5,820,891	-3,868,036		
2032	680,958	3,122,818	7,000	3,129,818	8,004,813	13,254,183	3,926,150	58,114		
2033	561,530	2,893,866	0	2,893,866	6,300,879	19,555,062	2,808,534	2,866,648		
2034	480,150	2,745,674	0	2,745,674	5,127,079	24,682,141	2,077,130	4,943,778		
2035	419,273	2,616,879	7,000	2,623,879	4,260,291	28,942,432	1,568,704	6,512,482	Present Worth Profile (\$)	
2036	373,493	2,532,127	0	2,532,127	3,608,318	32,550,750	1,207,859	7,720,341		
2037	337,203	2,466,390	0	2,466,390	2,997,778	35,548,528	913,017	8,633,358		
2038	306,601	2,394,950	7,000	2,401,950	2,413,875	37,962,403	667,613	9,300,971		
2039	281,878	2,346,966	0	2,346,966	2,099,022	40,061,425	527,785	9,828,756		
2040	260,996	2,309,142	0	2,309,142	1,824,578	41,886,003	417,090	10,245,846	MACNAUGHTON F-716	
2041	242,574	2,275,783	0	2,275,783	1,582,807	43,468,810	328,940	10,574,786		
2042	225,671	2,245,153	7,000	2,252,153	1,354,116	44,822,926	255,885	10,830,671		
2043	208,074	2,183,515	7,000	2,190,515	1,148,294	45,971,220	197,255	11,027,926		
2044	192,885	2,144,755	0	2,144,755	965,341	46,936,561	150,803	11,178,729		
Subtotal	12,847,273	53,222,283	106,939,800	160,162,083	46,936,561		11,178,729		TEXAS REGISTERED ENGINEERING FIRM	
Remaining	916,345	12,522,591	1,008,000	13,530,591	1,517,147	48,453,708	227,169	11,405,898		
<b>Total</b>	<b>13,763,618</b>	<b>65,744,874</b>	<b>107,947,800</b>	<b>173,692,674</b>	<b>48,453,708</b>		<b>11,405,898</b>			



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

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

February 2, 2025

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 February 2, 2025, 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, 2024, 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,

A handwritten signature in black ink, appearing to read "DeGolyer and MacNaughton", written in a cursive style.

DeGOLYER and MacNAUGHTON  
Texas Registered Engineering Firm F-716