



מודיעין אנרגיה | Modiin Energy

2 לפברואר, 2025

מודיעין-אנרגיה – שותפות מוגבלת ("השותפות")

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

ג.א.נ.,

הנדון: דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון בפרויקט North Park Basin קולורדו, ארה"ב ("הפרויקט") או ("הנכס")

בהמשך לדוח המידי של השותפות מיום 19.6.2024 (אסמכתא 061894-01-2024) בדבר דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון ביחס לחלקה בפרויקט ליום 30.4.2024 ("הדוח הקודם"), מתכבדת השותפות להודיע כי ביום 2.2.2025, קיבלה דוח עתודות ונתוני תזרים מהוון, מעודכן, ביחס לחלקה של השותפות בפרויקט 50% (מתוך 100%), למעט ביחס לחלקה של השותפות בתוכנית הפיתוח לשנת 2023 שהינו 78% (מתוך 100%), וביחס לחלקה של השותפות בתוכנית הפיתוח לשנת 2024 שהינו 25% (מתוך 100%), נכון ליום 31.12.2024 ("דוח העתודות המעודכן" או "הדוח"). הדוח מבוסס על תוכנית פיתוח¹ אשר הוצגה למעריך (כמוגדר להלן).

1. דוח עתודות בפרויקט

דוח העתודות נערך על ידי Ryder Scott Company, L.P., מעריך עתודות מומחה, מוסמך ובלתי תלוי ("RS" או "המעריך"), על פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS)² ("כללי ה-PRMS"). על-פי דוח העתודות המעודכן, חלקה של השותפות בעתודות הנפט והגז הטבעי בפרויקט, המסווגות כעתודות בהפקה (on production), עתודות מוכחות, צפויות ואפשריות נכון ליום 31.12.2024, הינו כמפורט להלן:

¹ תוכנית הפיתוח לפרויקט הוכנה על ידי מפעיל הפרויקט, Fulcrum Energy Operating, LLC (להלן: "המפעיל" או "מפעיל הפרויקט" או "FEO") בשיתוף השותפות, Gondola Resources LLC (השותפה בפרויקט), תאגיד אשר למיטב ידיעת השותפות נשלט ע"י Fulcrum Energy Capital Funds (להלן: "Gondola") (לפרטים בדבר שיעורי החזקה ראה להלן). יצוין כי תוכנית הפיתוח המעודכנת שהוצגה למעריך ע"י השותפות ו-Gondola היא רב שנתית ותאפשר בשלבים על פי התקדמות הפרויקט. התוכנית (ביחס לעתודות מסוג 2P - Proved & Probable Reserve), נפרשת על פני 10 שנים, וכוללת כ-100 קידוחים בשטח הפרויקט.

² מערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS) – "Petroleum Resources Management (2018)" כפי שפורסמה ע"י איגוד מהנדסי הפטרולים (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרולים (AAPG), המועצה העולמית לפטרולים (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרולים (SPEE). למילון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראה נספח א'.

סוגי עתודות			נפט גולמי (Oil)			גז טבעי (Natural Gas)		
	סך הכל הנפט (Gross)	חלק השותפות (לפני תמלוגים)	סך הכל השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות ³ (Net)	סך הכל הנפט (Gross)	חלק השותפות (לפני תמלוגים)	סך הכל השיעור המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות ⁴ (Net)	חלק השותפות (לפני תמלוגים)	סך הכל הנפט (Gross)
	MBL (אלפי חביות נפט)			MCF (אלפי רגל מעוקב)				
עתודות מוכחות 1P Proved) (Reserves	33,688	16,281	13,603	96,769	48,922	40,870		
עתודות צפויות (Probable Reserves)	35,745	17,873	14,932	112,511	56,256	47,002		
סה"כ עתודות מסוג 2P Proved+) Probable (Reserves	69,433	34,154	28,535	209,280	105,178	87,872		
עתודות אפשריות Possible) (Reserves	7,649	3,824	3,196	8,208	4,104	3,428		
סה"כ עתודות מסוג 3P Proved+) Probable+ Possible (Reserves	77,082	37,979	31,731	217,488	109,282	91,300		

בדוח ציין המעריך, בין היתר, מספר הנחות והסתיוגויות ובכללן, כי :

- 1) ההערכות בדוח, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי ה-PRMS, אינן מותאמות לשקף סיכונים, כגון סיכונים טכניים ומסחריים וסיכוני פיתוח.
- 2) כמויות הגז הטבעי שנכללו בדוח הינן על בסיס גז שנמכר ("as sold basis").
- 3) הפעילות של השותפות כפופה לרמות שונות של בקרה ממשלתית ורגולציה. בקרה ממשלתית ורגולציה כאמור עשויות לכלול נושאים הקשורים לחזקה בקרקע, זכויות משפטיות להפקת ההידרוקרבונים, קידוח ושיטות הפקה, הגנת הסביבה, מדיניות שיווק ותמחור, תמלוגים, מיסים ואגרות שונות, כולל מס הכנסה, והם כפופים לשינויים, מעת לעת. שינויים כאמור עשויים לגרום לשינויים בכמויות ובעתודות שיופקו בפועל ובסכומי הכנסות שיתקבלו בפועל ביחס לכמויות שהוערכו.
- 4) ההערכות בדוח מבוססות על בדיקה מפורטת של הנכסים בהם יש לשותפות זכויות. עם זאת, לא

³ החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות (Net) בטבלה, הינו אחרי תשלום תמלוגים לצדדים שלישיים (בעלי זכויות הנפט ("Mineral Rights")).

⁴ ראה הערת שוליים 3 לעיל.

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.

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

(6) עקב הקשר הישיר הקיים בין תוכניות פיתוח לבין עתודות בקטגורית עתודות מוכחות (Proved Reserves), **ציין המעריך כי בסיווג זה נכללו אך ורק אותן כמויות שיוחסו לבארות לא מפותחות לגביהן שוכנע כי ייקדחו**. המעריך מציין בהקשר זה כי, על פי הכללים זמן סביר לתחילת פעילות פיתוח הינו כ-5 שנים⁵ וכי השותפות הניחה את דעתו כי בכוונתה וביכולתה ביחד עם השותפים בפרויקט להתקדם בפיתוח המשאבים הכלולים בדוח זה וכי השותפות אינה מודעת לסוגיות משפטיות, רגולטוריות או פוליטיות העשויות למנוע זאת באופן משמעותי.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות המעריך בדבר עתודות הנפט והגז הטבעי בפרויקט, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 ("חוק ניירות ערך"). ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים בפרויקט ומאת מפעיל הפרויקט, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של המעריך ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הנפט והגז טבעי שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או קבלת היתרים מרשויות מדינתיות ופדראליות ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק ו/או מתנאים מסחריים ו/או משינויים גיאופוליטיים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של הבארות בפרויקט. ההערכות וההשערות הנ"ל, לרבות בקשר עם תוכנית הפיתוח ובכללן: אישור שלבי תכנית הפיתוח, 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.

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).

⁵ המעריך ציין כי על אף ש-5 שנים היא התקופה המומלצת ככלל אצבע, תקופות ארוכות יותר עשויות להתקבל לדוגמא במקרה בו פיתוח של נכס נדחה לפי שיקול דעתו של שותף בנכס למשל בגין סיבות מסחריות, חוזיות או שיקולים אסטרטגיים.

2. נתוני תזרים מזומנים מהוון

א. בהתאם לדוח העתודות ולחישובי השותפות (הכולל מיסי הכנסה), התזרים הצפוי המהוון הנקי לפרויקט לסה"כ העתודות המוכחות – Total Proved Probable and Possible Reserve (בניכוי מיסי 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)	364,322	205,447	130,396	90,082	66,143
עתודות מוכחות וצפויות 2P (Proved + Probable Reserves)	712,238	346,066	190,386	114,994	74,574
עתודות מוכחות צפויות ואפשריות 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	779,318	370,496	199,768	118,536	75,723

ב. נתוני תזרים המזומנים המהוון מבוססים על הערכות והנחות שונות, שעיקריהן מפורטים להלן:

1. ההנחות בתזרים המזומנים לגבי מחירי הנפט שיימכר מהפרויקט, מבוססות על עקום ה-NYMEX לנפט גולמי מסוג West Texas Intermediate (WTI) לתאריך ה-30.11.2024. מחיר המכירה של הנפט הינו בניכוי עלות הובלה מוערכת בסך של כ-8\$ לחבית נפט ("עלות שינוע"). בנוסף יתכנו עלויות שינוע נוספות, שאינן מהותיות אשר לא נלקחו בתזרים המזומנים. להלן טבלה המרכזת את מחירי הנפט בהם נעשה שימוש (לאחר הפחתת עלות שינוע כאמור). המחירים, מבוססים על עקום ה-WTI נכון ליום ה-30.11.2024, ומוצגים על פי הממוצע השנתי:

תקופה	מחיר נפט (ממוצע) דולר/חבית
2025	61.53
2026	58.96
2027	57.37
2028	56.52
2029 והלאה	56.52

2. במסגרת הפקת הנפט בפרויקט, מופק גז טבעי נילווה. כיום, ההכנסות ממכירת גז טבעי זניחות, והגז המופק נמכר ללקוח יחיד. ההנחות בתזרים לגבי מחירי הגז הטבעי שיימכר מהפרויקט מבוססות על הסכם קיים שתוקפו 5 שנים ממועד החתימה (אוגוסט 2023) לפיו מחיר יחידת גז טבעי יעמוד על כ-1 דולר וההנחה כי ההסכם כאמור יחודש.
3. קצבי ההפקה והכמויות החזויות למכירת נפט גולמי וגז טבעי שנכללו בתזרים המזומנים נערכו בהתאם לתחזיות של המעריך, אשר מבוססות על מידע בגין ביצועים היסטוריים של הבארות המפיקות ונתונים נוספים שהועברו ממפעיל הפרויקט עד ליום 31.12.2024. באשר לבארות עתידיות, התבסס המעריך על השוואת לבארות דומות, ניתוחי מידע גיאולוגי וגיאופיזי של המאגר ומידע רלוונטי נוסף שברשותו. ייתכן וקצבי ההפקה בפועל יהיו שונים מקצבי ההפקה שנכללו בדוח תזרים המזומנים.

4. עלויות התפעול שנלקחו בחשבון בתזרים מבוססות על נתונים משוערים שנתקבלו ממפעיל הפרויקט, המבוססות, בין היתר, על עלויות התפעול בפועל לשנת 2024, הכוללות עלויות המימון באופן ישיר לפרויקט, עלויות תחזוקת בארות והפקה וכן הוצאות תקורה, הנהלה וכלליות וטיפול במים. בנוסף, בדוח הונחו עלויות תפעול שונות בין בארות מפיקות קיימות לבין בארות שצפויות להיקדח בעתיד. עלויות התפעול בתזרים אינן מתואמות לשינויי אינפלציה. המעריך אישר כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות.
5. ההשקעות ההוניות שנכללו בדוח תזרים המזומנים מבוססות ברובן על תוכנית הפיתוח לפרויקט שהוצגה למעריך הכוללת כ-100 קידוחים מתוכננים בתקופה של כ-10 שנים החל משנת 2025. 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 על-ידי השותפות והוערכו על ידי המפעיל הן סבירות, בהתבסס, בין היתר, על מידע שברשותו מפרויקטים דומים.⁶
6. בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון מס הכנסה פדראלי בארה"ב בשיעור של 21% ומס הכנסה מדינתי בקולורדו, בשיעור של כ-4.4%, שיעור תמלוגים ממוצע לצדדים שלישיים (בעלי זכויות הנפט ("Mineral Rights")) שנע בין 16.0% ל-17.0% ומיסוי הפקה בשיעור של כ-5.45% מההכנסות בניכוי תמלוגים לבעלי זכויות הנפט.
7. הכנסות ממכירות נפט וגז טבעי והתמלוגים הנובעים ממכירות אלו, שיבוצעו בשנה מסוימת, נלקחו בחשבון באותה שנה ללא תלות במועד התקבול ו/או התשלום בפועל.
8. הוצאות והשקעות המימון לשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה ללא תלות במועד התשלום בפועל.
9. יצוין, כי התזרים אשר מיוחס לחלקה של השותפות בגין תשלומי מיסים, כפי שיפורט להלן, מתחשב בהפסדים המשוערים לצרכי מס של נכס הנפט שנבעו עד ליום 31.12.2024 (יובהר כי פרויקט קולורדו אינו נישום למס). תשלומי המיסים בתזרים המהוון אינם משכללים הפסדים צבורים של החברה הנכדה של השותפות בארה"ב, מימון והוצאות מטה אשר ניתנים לקיזוז כנגד הכנסה חייבת ועשויים להקטין את חבות המס בפועל. בהתאם לתקנות המס הפדרלי והמס המדינתי בקולורדו, התזרים מניח פחת נוסף לצרכי מס (Depletion), בשיעור של 15% מההכנסות במס הפדרלי ו-27.5% במס המדינתי, וזאת עד להפקה של כ-365 אלף חביות בשנה.
10. עלויות הנטישה שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו למעריך על ידי השותפות ומבוססות על הערכת מעריך חיצוני. עלויות נטישה בתזרים נכללו בתום תקופת ההפקה של באר (אומדן עלות נטישת באר הינה כ-62.5 אלפי דולר, חלק השותפות). עלויות אלה אינן כוללת את שווי ניצולת המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.

⁶ יצוין כי תנודתיות גבוהה במחירי הנפט וגידול בביקוש לאסדות קידוח יבשתיות (Rig) בארה"ב, ובקולורדו בפרט, עשויים להוביל לגידול בעלויות הקידוחים בפועל, מעבר להערכות המעריך ו/או המפעיל.

ג. בהתאם להנחות שונות, שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2024, באלפי דולר, המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, מהעתודות שבפרויקט⁷:

סך הכל תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)															
שנה	כמות מכירות 100% מנכס הנפט		הכנסות	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה	תמלוגים שישולמו	דמי מפעיל ונייהול	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
	מכירות נפט (אלפי חביות)	מכירות גז טבעי (MMCF)									מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%	
2025	1,398	1,791	36,931	(5,563)	(14,555)	—	(6,043)	—	10,770	(1,672)	9,098	8,879	8,674	8,484	8,305
2026	1,430	1,448	39,387	(6,265)	(34,870)	(375)	(6,480)	—	(8,603)	(1,793)	(10,397)	(9,902)	(9,451)	(9,041)	(8,664)
2027	2,056	1,209	57,309	(8,364)	(19,077)	(313)	(9,428)	—	20,127	(6,812)	13,315	12,077	11,004	10,068	9,246
2028	2,275	999	63,040	(9,145)	(22,330)	—	(10,371)	—	21,193	(10,693)	10,500	9,071	7,889	6,904	6,077
2029	2,231	863	62,022	(8,760)	(13,535)	(313)	(10,204)	—	29,211	(10,468)	18,743	15,420	12,802	10,716	9,039
2030	2,066	765	57,496	(8,029)	(24,662)	(250)	(9,459)	—	15,096	(9,581)	5,515	4,321	3,425	2,742	2,216
2031	2,581	686	72,148	(9,585)	(9,400)	(188)	(11,870)	—	41,106	(12,715)	28,391	21,186	16,026	12,274	9,508
2032	2,171	630	60,632	(8,567)	(7,050)	(188)	(9,975)	—	34,853	(10,213)	24,639	17,511	12,644	9,263	6,876
2033	1,808	581	50,419	(7,254)	(700)	—	(8,295)	—	34,170	(8,446)	25,724	17,411	12,000	8,409	5,982
2034	1,535	546	42,759	(6,429)	(350)	(63)	(7,035)	—	28,883	(7,778)	21,104	13,604	8,950	5,999	4,090
2035	1,358	523	37,808	(5,897)	—	(63)	(6,220)	—	25,628	(6,726)	18,902	11,604	7,288	4,672	3,053
2036	1,230	514	34,241	(5,511)	—	—	(5,633)	—	23,096	(5,984)	17,113	10,006	5,998	3,678	2,303
2037	1,122	511	31,241	(5,092)	—	(63)	(5,140)	—	20,947	(5,354)	15,593	8,683	4,968	2,914	1,749
2038	1,037	546	28,878	(4,752)	—	(63)	(4,751)	—	19,312	(4,873)	14,439	7,658	4,183	2,347	1,350
2039	962	632	26,776	(4,452)	—	(63)	(4,405)	—	17,857	(4,444)	13,412	6,774	3,532	1,896	1,045
2040	900	812	25,144	(4,243)	—	(63)	(4,137)	—	16,701	(4,105)	12,596	6,059	3,015	1,548	818
2041	837	1,107	23,510	(3,862)	—	(98)	(3,868)	—	15,683	(3,800)	11,883	5,444	2,586	1,270	643
2042	782	1,666	22,268	(3,607)	—	(98)	(3,664)	—	14,899	(3,565)	11,334	4,945	2,242	1,053	511
2043	733	2,643	21,388	(3,419)	—	(125)	(3,519)	—	14,325	(3,418)	10,907	4,532	1,962	881	410
2044	687	4,340	20,971	(3,227)	—	(160)	(3,450)	—	14,133	(3,409)	10,725	4,244	1,754	754	336
2045	638	7,203	21,056	(2,997)	—	(63)	(3,464)	—	14,533	(3,565)	10,968	4,134	1,630	670	286

⁷ המספרים בטבלאות מעוגלים ויתכנו סטיות שאינן מהותיות בין הנתונים והסיכומים ביחס לטבלאות של מעריך העתודות, אשר נובעות מעיגול המספרים.

סך הכל תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)

<u>סה"כ תזרים מהוון אחרי מס</u>					<u>מיסים</u>	<u>סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)</u>	<u>דמי מפעיל וניהול</u>	<u>תמלוגים שישולמו</u>	<u>עלויות נטישה</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>עלויות הפעלה</u>	<u>הכנסות</u>	<u>כמות מכירות כ-100% מנכס הנפט</u>		<u>שנה</u>
<u>מהוון ב-20%</u>	<u>מהוון ב-15%</u>	<u>מהוון ב-10%</u>	<u>מהוון ב-5%</u>	<u>מהוון ב-0%</u>									<u>מכירות נפט (אלפי חביות)</u>	<u>מכירות גז טבעי (MMCF)</u>	
253	619	1,574	4,181	11,648	(3,903)	15,551	—	(3,643)	(125)	—	(2,823)	22,142	11,902	592	2046
241	615	1,635	4,551	13,313	(4,634)	17,948	—	(4,074)	(188)	—	(2,553)	24,762	19,810	545	2047
170	452	1,258	3,667	11,262	(3,899)	15,162	—	(3,451)	(188)	—	(2,178)	20,979	15,999	477	2048
125	348	1,012	3,090	9,966	(3,456)	13,421	—	(3,028)	(98)	—	(1,856)	18,402	14,284	415	2049
61	177	537	1,718	5,818	(1,903)	7,721	—	(1,940)	(563)	—	(1,566)	11,789	4,473	354	2050
37	113	358	1,199	4,264	(1,306)	5,570	—	(1,432)	(250)	—	(1,449)	8,701	35	322	2051
26	83	277	971	3,627	(1,108)	4,735	—	(1,280)	(438)	—	(1,327)	7,779	32	275	2052
21	70	243	894	3,504	(1,073)	4,577	—	(1,170)	(125)	—	(1,241)	7,113	28	251	2053
14	47	172	662	2,723	(834)	3,557	—	(924)	(125)	—	(1,011)	5,617	26	198	2054
9	30	116	467	2,018	(613)	2,631	—	(779)	(438)	—	(890)	4,737	24	167	2055
5	20	78	330	1,497	(459)	1,956	—	(507)	—	—	(621)	3,084	23	109	2056
2	9	36	161	767	(231)	998	—	(366)	(375)	—	(487)	2,226	22	78	2057
(0)	(0)	(1)	(3)	(17)	(34)	17	—	(124)	(375)	—	(239)	756	20	26	2058
(0)	(2)	(9)	(42)	(222)	(19)	(203)	—	(70)	(375)	—	(185)	428	19	15	2059
(0)	(1)	(4)	(18)	(100)	(7)	(93)	—	(27)	(125)	—	(105)	164	15	6	2060
(0)	(1)	(3)	(18)	(105)	(6)	(100)	—	(21)	(125)	—	(79)	125	11	4	2061
(0)	(0)	(1)	(8)	(47)	(5)	(42)	—	(17)	(63)	—	(66)	104	7	4	2062
(0)	(0)	(1)	(8)	(51)	(4)	(46)	—	(16)	(63)	—	(66)	98	7	3	2063
0	0	0	1	8	(4)	13	—	(15)	—	—	(66)	94	6	3	2064
0	0	0	1	5	(4)	9	—	(15)	—	—	(65)	89	6	3	2065
0	0	0	0	1	(4)	5	—	(14)	—	—	(65)	84	6	3	2066
0	0	0	0	0	(1)	1	—	(3)	—	—	(13)	17	1	1	2067
—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	2068
(0)	(0)	(1)	(7)	(63)	—	(63)	—	—	(63)	—	—	—	—	—	2069

סך הכל תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 1P (Proved Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)															
שנה	כמות מכירות 100% מנכס הנפט		הכנסות	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה	תמלוגים שישולמו	דמי מפעיל ונייהול	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
	מכירות נפט (אלפי חביות)	מכירות גז טבעי (MMCF)									מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
סך הכל	33,688	96,769	974,713	(143,973)	(146,529)	(6,640)	(160,327)	—	517,244	(152,922)	364,322	205,447	130,396	90,082	66,143

סך הכל תזרים מהוון מעתודות מוכחות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)

שנה	כמות מכירות 100% מנכס הנפט		הכנסות	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נסישה	תמלוגים שישולמו	דמי מפעיל ונייהול	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
	מכירות נפט (אלפי חביות)	מכירות גז טבעי (MMCF)									מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2025	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2026	—	—	—	—	(810)	—	—	—	(810)	—	(810)	(771)	(736)	(704)	(675)
2027	176	0	5,037	(580)	(10,350)	—	(829)	—	(6,722)	(999)	(7,721)	(7,003)	(6,381)	(5,838)	(5,362)
2028	455	1	12,871	(1,679)	(13,390)	—	(2,118)	—	(4,315)	(2,641)	(6,956)	(6,009)	(5,226)	(4,574)	(4,026)
2029	938	1	26,495	(3,368)	(22,065)	—	(4,359)	—	(3,298)	(5,482)	(8,780)	(7,223)	(5,997)	(5,020)	(4,234)
2030	1,033	2	29,187	(3,884)	(11,375)	—	(4,802)	—	9,126	(5,999)	3,127	2,450	1,942	1,555	1,257
2031	980	3	27,692	(3,502)	(17,060)	—	(4,556)	—	2,574	(5,735)	(3,161)	(2,359)	(1,784)	(1,367)	(1,059)
2032	2,089	5	59,038	(6,714)	(59,260)	—	(9,713)	—	(16,648)	(12,437)	(29,086)	(20,671)	(14,925)	(10,934)	(8,117)
2033	3,857	8	109,001	(12,530)	(57,800)	—	(17,933)	—	20,738	(22,949)	(2,210)	(1,496)	(1,031)	(723)	(514)
2034	3,622	11	102,364	(12,279)	(1,500)	—	(16,841)	—	71,744	(21,447)	50,296	32,422	21,331	14,297	9,748
2035	2,544	16	71,910	(8,463)	(2,150)	—	(11,831)	—	49,466	(15,106)	34,359	21,094	13,247	8,493	5,549
2036	2,055	25	58,078	(6,595)	(300)	—	(9,555)	—	41,628	(12,259)	29,368	17,171	10,293	6,313	3,953
2037	1,745	41	49,345	(5,819)	—	—	(8,118)	—	35,408	(10,363)	25,044	13,946	7,980	4,681	2,809
2038	1,535	68	43,419	(5,263)	—	—	(7,143)	—	31,013	(9,084)	21,929	11,629	6,352	3,564	2,050
2039	1,379	114	39,019	(4,814)	—	—	(6,419)	—	27,785	(8,143)	19,643	9,921	5,173	2,776	1,530
2040	1,260	193	35,695	(4,467)	—	—	(5,873)	—	25,355	(7,433)	17,922	8,621	4,290	2,202	1,163
2041	1,157	327	32,857	(4,198)	—	—	(5,406)	—	23,253	(6,821)	16,432	7,528	3,576	1,756	889
2042	1,074	556	30,628	(3,888)	—	—	(5,039)	—	21,701	(6,365)	15,336	6,691	3,034	1,425	691
2043	1,003	945	28,818	(3,495)	—	—	(4,741)	—	20,582	(6,005)	14,576	6,057	2,622	1,178	548
2044	943	1,611	27,463	(3,228)	—	—	(4,518)	—	19,716	(5,695)	14,021	5,549	2,293	985	439
2045	884	2,733	26,349	(3,096)	—	—	(4,335)	—	18,918	(5,406)	13,512	5,093	2,008	826	352
2046	831	4,646	25,807	(2,979)	—	—	(4,246)	—	18,582	(5,253)	13,329	4,784	1,801	708	290
2047	774	7,411	25,585	(2,834)	—	—	(4,209)	—	18,542	(5,181)	13,360	4,567	1,641	617	242
2048	729	12,595	26,896	(2,735)	—	—	(4,425)	—	19,736	(5,441)	14,295	4,654	1,596	574	216
2049	670	20,407	29,132	(2,566)	—	(63)	(4,793)	—	21,711	(5,931)	15,780	4,893	1,602	551	198

סך הכל תזרים מהוון מעתודות מוכחות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)															
שנה	כמות מכירות 100% מנכס הנפט		הכנסות	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה	תמלוגים שישולמו	דמי מפעיל ונייהול	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
	מכירות נפט (אלפי חביות)	מכירות גז טבעי (MMCF)									מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2050	601	20,426	27,203	(2,333)	—	(125)	(4,475)	—	20,270	(5,442)	14,828	4,379	1,369	450	155
2051	534	19,347	24,772	(2,095)	—	—	(4,075)	—	18,601	(4,914)	13,687	3,849	1,148	362	120
2052	466	6,870	16,614	(1,838)	—	(438)	(2,733)	—	11,605	(2,883)	8,721	2,336	665	200	63
2053	428	4,523	14,343	(1,727)	—	(375)	(2,360)	—	9,881	(2,416)	7,465	1,904	518	149	45
2054	402	7,689	15,201	(1,674)	—	(125)	(2,501)	—	10,901	(2,725)	8,177	1,986	515	142	41
2055	360	1,940	11,156	(1,534)	—	—	(1,835)	—	7,786	(1,871)	5,915	1,369	339	89	25
2056	332	0	9,395	(1,454)	—	—	(1,546)	—	6,395	(1,503)	4,893	1,078	255	64	17
2057	308	0	8,702	(1,392)	—	(188)	(1,432)	—	5,691	(1,334)	4,357	914	206	50	13
2058	280	0	7,919	(1,308)	—	(63)	(1,303)	—	5,246	(1,196)	4,049	809	174	40	10
2059	211	0	5,977	(1,012)	—	—	(983)	—	3,981	(863)	3,118	594	122	27	6
2060	89	0	2,508	(432)	—	(188)	(413)	—	1,476	(314)	1,162	211	41	9	2
2061	—	—	—	—	—	(813)	—	—	(813)	(0)	(813)	(140)	(26)	(5)	(1)
2062	—	—	—	—	—	(1,250)	—	—	(1,250)	—	(1,250)	(206)	(37)	(7)	(1)
2063	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2064	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2065	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2066	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2067	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2068	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2069	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
סך הכל	35,745	112,511	1,066,475	(125,780)	(196,060)	(3,625)	(175,456)	—	565,554	(217,638)	347,916	140,619	59,990	24,912	8,432

סך הכל תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)															
שנה	כמות מכירות 100% מנכס הנפט		הכנסות	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה	תמלוגים שישולמו	דמי מפעיל וניחול	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
	מכירות נפט (אלפי חביות)	מכירות גז טבעי (MMCF)									מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2025	1,398	1,791	36,931	(5,563)	(14,555)	—	(6,043)	—	10,770	(1,672)	9,098	8,879	8,674	8,484	8,305
2026	1,430	1,448	39,387	(6,265)	(35,680)	(375)	(6,480)	—	(9,413)	(1,793)	(11,207)	(10,673)	(10,188)	(9,745)	(9,339)
2027	2,231	1,209	62,346	(8,944)	(29,427)	(313)	(10,257)	—	13,405	(7,811)	5,594	5,074	4,623	4,230	3,885
2028	2,730	999	75,911	(10,825)	(35,720)	—	(12,489)	—	16,878	(13,334)	3,544	3,061	2,663	2,330	2,051
2029	3,169	864	88,517	(12,129)	(35,600)	(313)	(14,563)	—	25,913	(15,949)	9,964	8,197	6,805	5,697	4,805
2030	3,099	767	86,683	(11,913)	(36,037)	(250)	(14,261)	—	24,221	(15,579)	8,642	6,771	5,366	4,297	3,473
2031	3,561	689	99,840	(13,087)	(26,460)	(188)	(16,426)	—	43,680	(18,450)	25,230	18,827	14,241	10,907	8,449
2032	4,260	634	119,671	(15,281)	(66,310)	(188)	(19,688)	—	18,204	(22,651)	(4,446)	(3,160)	(2,282)	(1,672)	(1,241)
2033	5,665	589	159,420	(19,784)	(58,500)	—	(26,228)	—	54,908	(31,395)	23,513	15,915	10,969	7,686	5,468
2034	5,157	557	145,123	(18,709)	(1,850)	(63)	(23,876)	—	100,626	(29,226)	71,401	46,025	30,281	20,297	13,838
2035	3,902	539	109,718	(14,360)	(2,150)	(63)	(18,051)	—	75,094	(21,832)	53,262	32,698	20,535	13,165	8,602
2036	3,285	539	92,319	(12,106)	(300)	—	(15,188)	—	64,724	(18,243)	46,481	27,177	16,291	9,991	6,256
2037	2,868	551	80,586	(10,911)	—	(63)	(13,258)	—	56,354	(15,718)	40,637	22,628	12,948	7,595	4,558
2038	2,572	613	72,296	(10,014)	—	(63)	(11,894)	—	50,325	(13,957)	36,368	19,287	10,535	5,911	3,399
2039	2,340	746	65,795	(9,266)	—	(63)	(10,825)	—	45,642	(12,587)	33,055	16,695	8,704	4,672	2,575
2040	2,160	1,006	60,839	(8,711)	—	(63)	(10,009)	—	42,056	(11,539)	30,517	14,679	7,306	3,750	1,981
2041	1,994	1,434	56,367	(8,060)	—	(98)	(9,274)	—	38,936	(10,621)	28,315	12,971	6,162	3,026	1,531
2042	1,856	2,222	52,896	(7,496)	—	(98)	(8,702)	—	36,600	(9,930)	26,670	11,636	5,276	2,478	1,202
2043	1,736	3,588	50,206	(6,915)	—	(125)	(8,260)	—	34,907	(9,423)	25,483	10,589	4,583	2,059	957
2044	1,630	5,951	48,434	(6,456)	—	(160)	(7,968)	—	33,850	(9,104)	24,746	9,793	4,046	1,739	775
2045	1,522	9,936	47,405	(6,092)	—	(63)	(7,799)	—	33,451	(8,971)	24,480	9,226	3,639	1,496	639
2046	1,423	16,548	47,950	(5,803)	—	(125)	(7,889)	—	34,133	(9,156)	24,977	8,965	3,375	1,327	543
2047	1,319	27,221	50,347	(5,387)	—	(188)	(8,283)	—	36,489	(9,815)	26,674	9,118	3,277	1,232	483
2048	1,206	28,593	47,875	(4,913)	—	(188)	(7,876)	—	34,898	(9,341)	25,557	8,321	2,854	1,027	386
2049	1,085	34,690	47,535	(4,422)	—	(160)	(7,820)	—	35,132	(9,387)	25,746	7,983	2,614	899	324

סך הכל תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)															
שנה	כמות מכירות 100% מנכס הנפט		הכנסות	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה	שישולמו תמלוגים	דמי מפעיל וניחול	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
	מכירות נפט (אלפי חביות)	מכירות גז טבעי (MMCF)									מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2050	955	24,899	38,992	(3,899)	—	(688)	(6,415)	—	27,991	(7,345)	20,646	6,097	1,906	627	216
2051	856	19,381	33,473	(3,544)	—	(250)	(5,507)	—	24,172	(6,220)	17,951	5,049	1,506	474	157
2052	741	6,902	24,393	(3,165)	—	(875)	(4,013)	—	16,339	(3,991)	12,348	3,308	942	284	90
2053	679	4,551	21,456	(2,968)	—	(500)	(3,530)	—	14,458	(3,489)	10,969	2,798	761	219	67
2054	600	7,715	20,819	(2,685)	—	(250)	(3,425)	—	14,458	(3,558)	10,900	2,648	687	189	55
2055	528	1,964	15,893	(2,424)	—	(438)	(2,615)	—	10,417	(2,484)	7,933	1,835	455	120	33
2056	441	23	12,479	(2,075)	—	—	(2,053)	—	8,351	(1,961)	6,390	1,408	333	84	22
2057	386	22	10,928	(1,879)	—	(563)	(1,798)	—	6,688	(1,565)	5,124	1,075	243	59	15
2058	307	21	8,674	(1,547)	—	(438)	(1,427)	—	5,263	(1,231)	4,032	806	174	40	10
2059	226	19	6,405	(1,197)	—	(375)	(1,054)	—	3,779	(883)	2,896	551	113	25	6
2060	94	15	2,671	(536)	—	(313)	(440)	—	1,383	(321)	1,062	193	38	8	2
2061	4	11	125	(79)	—	(938)	(21)	—	(912)	(6)	(918)	(158)	(30)	(6)	(1)
2062	4	7	104	(66)	—	(1,313)	(17)	—	(1,292)	(5)	(1,297)	(213)	(38)	(7)	(2)
2063	3	7	98	(66)	—	(63)	(16)	—	(46)	(4)	(51)	(8)	(1)	(0)	(0)
2064	3	6	94	(66)	—	—	(15)	—	13	(4)	8	1	0	0	0
2065	3	6	89	(65)	—	—	(15)	—	9	(4)	5	1	0	0	0
2066	3	6	84	(65)	—	—	(14)	—	5	(4)	1	0	0	0	0
2067	1	1	17	(13)	—	—	(3)	—	1	(1)	0	0	0	0	0
2068	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2069	—	—	—	—	—	(63)	—	—	(63)	—	(63)	(7)	(1)	(0)	(0)
סך הכל	69,433	209,280	2,041,188	(269,753)	(342,589)	(10,265)	(335,783)	—	1,082,798	(370,560)	712,238	346,066	190,386	114,994	74,574

סך הכל תזרים מהוון מעתודות מוכחות צפויות (Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)															
שנה	כמות מכירות 100% מנכס הנפט		הכנסות	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה	תמלוגים שישולמו	דמי מפעיל ונייהול	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
	מכירות נפט (אלפי חביות)	מכירות גז טבעי (MMCF)									מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2025	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2026	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2027	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2028	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2029	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2030	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2031	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2032	—	—	—	—	(540)	—	—	—	(540)	—	(540)	(384)	(277)	(203)	(151)
2033	—	—	—	—	(5,470)	—	—	—	(5,470)	—	(5,470)	(3,702)	(2,552)	(1,788)	(1,272)
2034	1,063	1	30,047	(3,395)	(36,500)	—	(4,943)	—	(14,792)	(6,347)	(21,138)	(13,626)	(8,965)	(6,009)	(4,097)
2035	1,034	1	29,220	(3,757)	—	—	(4,807)	—	20,656	(6,061)	14,595	8,960	5,627	3,608	2,357
2036	683	1	19,308	(2,384)	(1,300)	—	(3,177)	—	12,448	(4,029)	8,419	4,922	2,951	1,810	1,133
2037	527	1	14,885	(1,670)	—	—	(2,449)	—	10,766	(3,147)	7,619	4,243	2,428	1,424	855
2038	437	1	12,338	(1,440)	—	—	(2,030)	—	8,868	(2,595)	6,273	3,327	1,817	1,020	586
2039	376	2	10,640	(1,289)	—	—	(1,750)	—	7,600	(2,226)	5,374	2,714	1,415	760	419
2040	334	3	9,438	(1,183)	—	—	(1,553)	—	6,702	(1,965)	4,737	2,279	1,134	582	307
2041	300	4	8,478	(1,099)	—	—	(1,395)	—	5,984	(1,756)	4,228	1,937	920	452	229
2042	274	7	7,742	(1,035)	—	—	(1,274)	—	5,433	(1,596)	3,837	1,674	759	357	173
2043	253	11	7,144	(984)	—	—	(1,175)	—	4,985	(1,466)	3,519	1,462	633	284	132
2044	236	18	6,666	(849)	—	—	(1,097)	—	4,720	(1,385)	3,336	1,320	545	234	104
2045	220	31	6,230	(750)	—	—	(1,025)	—	4,456	(1,305)	3,151	1,187	468	193	82
2046	207	52	5,867	(719)	—	—	(965)	—	4,183	(1,225)	2,957	1,061	400	157	64
2047	194	89	5,535	(691)	—	—	(911)	—	3,934	(1,153)	2,780	950	342	128	50
2048	183	151	5,250	(666)	—	—	(864)	—	3,721	(1,091)	2,630	856	294	106	40
2049	172	257	4,979	(641)	—	—	(819)	—	3,519	(1,033)	2,487	771	252	87	31

סך הכל תזרים מהוון מעתודות מוכחות צפויות (Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)															
שנה	כמות מכירות 100% מנכס הנפט		הכנסות	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה	תמלוגים שישולמו	דמי מפעיל ונייהול	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
	מכירות נפט (אלפי חביות)	מכירות גז טבעי (MMCF)									מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2050	161	436	4,778	(619)	—	—	(786)	—	3,373	(990)	2,383	704	220	72	25
2051	152	741	4,657	(598)	—	—	(766)	—	3,293	(966)	2,327	654	195	61	20
2052	125	520	3,799	(484)	—	—	(625)	—	2,690	(789)	1,901	509	145	44	14
2053	114	686	3,560	(448)	—	—	(586)	—	2,527	(681)	1,845	471	128	37	11
2054	107	1,166	3,607	(434)	—	(188)	(594)	—	2,393	(586)	1,807	439	114	31	9
2055	101	1,982	3,834	(420)	—	—	(631)	—	2,783	(696)	2,087	483	120	32	9
2056	91	2,049	3,586	(387)	—	—	(590)	—	2,610	(657)	1,953	430	102	26	7
2057	75	0	2,119	(323)	—	—	(349)	—	1,448	(340)	1,108	232	52	13	3
2058	70	0	1,992	(314)	—	(125)	(328)	—	1,226	(287)	939	188	40	9	2
2059	66	0	1,873	(305)	—	—	(308)	—	1,260	(296)	964	183	38	8	2
2060	62	0	1,765	(297)	—	—	(290)	—	1,178	(276)	901	163	32	7	2
2061	33	0	924	(159)	—	—	(152)	—	613	(42)	571	99	18	4	1
2062	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2063	—	—	—	—	—	(500)	—	—	(500)	—	(500)	(78)	(13)	(2)	(0)
2064	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2065	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2066	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2067	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2068	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2069	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
סך הכל	7,649	8,207	220,264	(27,338)	(43,810)	(813)	(36,238)	—	112,065	(44,986)	67,080	24,430	9,383	3,542	1,148

סך הכל תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)															
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	דמי מפעיל וניהול	תשלומים שישולמו	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	הכנסות	כמות מכירות 100% מנכס הנפט		שנה
													מכירות נפט (אלפי חביות)	מכירות גז טבעי (MMCF)	
8,305	8,484	8,674	8,879	9,098	(1,672)	10,770	—	(6,043)	—	(14,555)	(5,563)	36,931	1,791	1,398	2025
(9,339)	(9,745)	(10,188)	(10,673)	(11,207)	(1,793)	(9,413)	—	(6,480)	(375)	(35,680)	(6,265)	39,387	1,448	1,430	2026
3,885	4,230	4,623	5,074	5,594	(7,811)	13,405	—	(10,257)	(313)	(29,427)	(8,944)	62,346	1,209	2,231	2027
2,051	2,330	2,663	3,061	3,544	(13,334)	16,878	—	(12,489)	—	(35,720)	(10,825)	75,911	999	2,730	2028
4,805	5,697	6,805	8,197	9,964	(15,949)	25,913	—	(14,563)	(313)	(35,600)	(12,129)	88,517	864	3,169	2029
3,473	4,297	5,366	6,771	8,642	(15,579)	24,221	—	(14,261)	(250)	(36,037)	(11,913)	86,683	767	3,099	2030
8,449	10,907	14,241	18,827	25,230	(18,450)	43,680	—	(16,426)	(188)	(26,460)	(13,087)	99,840	689	3,561	2031
(1,392)	(1,875)	(2,559)	(3,544)	(4,986)	(22,651)	17,664	—	(19,688)	(188)	(66,850)	(15,281)	119,671	634	4,260	2032
4,196	5,898	8,417	12,212	18,043	(31,395)	49,438	—	(26,228)	—	(63,970)	(19,784)	159,420	589	5,665	2033
9,741	14,288	21,316	32,399	50,262	(35,572)	85,834	—	(28,819)	(63)	(38,350)	(22,104)	175,170	558	6,220	2034
10,959	16,773	26,162	41,658	67,857	(27,893)	95,750	—	(22,858)	(63)	(2,150)	(18,118)	138,938	540	4,936	2035
7,389	11,800	19,242	32,099	54,900	(22,272)	77,172	—	(18,365)	—	(1,600)	(14,490)	111,627	540	3,968	2036
5,412	9,019	15,376	26,871	48,256	(18,865)	67,121	—	(15,707)	(63)	—	(12,581)	95,471	552	3,395	2037
3,985	6,930	12,352	22,614	42,642	(16,552)	59,193	—	(13,924)	(63)	—	(11,455)	84,635	615	3,008	2038
2,993	5,431	10,120	19,409	38,429	(14,813)	53,242	—	(12,575)	(63)	—	(10,555)	76,435	748	2,717	2039
2,288	4,333	8,440	16,958	35,255	(13,504)	48,759	—	(11,562)	(63)	—	(9,893)	70,276	1,008	2,494	2040
1,760	3,478	7,082	14,908	32,543	(12,378)	44,920	—	(10,668)	(98)	—	(9,159)	64,845	1,438	2,294	2041
1,375	2,835	6,036	13,310	30,507	(11,526)	42,033	—	(9,976)	(98)	—	(8,531)	60,638	2,229	2,130	2042
1,089	2,344	5,216	12,051	29,002	(10,889)	39,891	—	(9,435)	(125)	—	(7,899)	57,350	3,599	1,989	2043
879	1,973	4,592	11,113	28,082	(10,488)	38,570	—	(9,065)	(160)	—	(7,305)	55,100	5,969	1,866	2044
721	1,688	4,107	10,414	27,631	(10,275)	37,906	—	(8,824)	(63)	—	(6,842)	53,635	9,966	1,742	2045
607	1,484	3,775	10,027	27,934	(10,382)	38,316	—	(8,854)	(125)	—	(6,521)	53,816	16,600	1,630	2046
534	1,361	3,618	10,069	29,454	(10,969)	40,423	—	(9,194)	(188)	—	(6,077)	55,881	27,310	1,513	2047
425	1,132	3,148	9,177	28,187	(10,432)	38,619	—	(8,740)	(188)	—	(5,579)	53,125	28,745	1,389	2048
355	986	2,866	8,754	28,232	(10,419)	38,651	—	(8,640)	(160)	—	(5,063)	52,514	34,947	1,257	2049

סך הכל תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)															
שנה	כמות מכירות 100% מנכס הנפט		הכנסות	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה	תשלומים שישולמו	דמי מפעיל ונייהול	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
	מכירות נפט (אלפי חביות)	מכירות גז טבעי (MMCF)									מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2050	1,117	25,335	43,770	(4,517)	—	(688)	(7,201)	—	31,364	(8,335)	23,030	6,801	2,126	700	241
2051	1,008	20,123	38,130	(4,142)	—	(250)	(6,273)	—	27,465	(7,187)	20,278	5,703	1,701	536	177
2052	866	7,422	28,192	(3,649)	—	(875)	(4,638)	—	19,030	(4,780)	14,250	3,817	1,087	327	104
2053	793	5,237	25,017	(3,416)	—	(500)	(4,116)	—	16,985	(4,170)	12,814	3,269	889	256	78
2054	707	8,880	24,426	(3,119)	—	(438)	(4,019)	—	16,851	(4,144)	12,707	3,087	801	221	64
2055	628	3,946	19,727	(2,844)	—	(438)	(3,245)	—	13,200	(3,180)	10,020	2,318	574	151	42
2056	532	2,072	16,065	(2,462)	—	—	(2,643)	—	10,961	(2,618)	8,342	1,838	435	110	29
2057	461	22	13,048	(2,202)	—	(563)	(2,147)	—	8,136	(1,905)	6,231	1,308	295	71	18
2058	377	21	10,667	(1,860)	—	(563)	(1,755)	—	6,489	(1,517)	4,971	994	214	49	12
2059	293	19	8,277	(1,502)	—	(375)	(1,362)	—	5,038	(1,178)	3,860	735	151	33	8
2060	157	15	4,437	(834)	—	(313)	(730)	—	2,561	(597)	1,963	356	70	15	3
2061	37	11	1,049	(238)	—	(938)	(173)	—	(300)	(48)	(347)	(60)	(11)	(2)	(0)
2062	4	7	104	(66)	—	(1,313)	(17)	—	(1,292)	(5)	(1,297)	(213)	(38)	(7)	(2)
2063	3	7	98	(66)	—	(563)	(16)	—	(546)	(4)	(551)	(86)	(15)	(3)	(1)
2064	3	6	94	(66)	—	—	(15)	—	13	(4)	8	1	0	0	0
2065	3	6	89	(65)	—	—	(15)	—	9	(4)	5	1	0	0	0
2066	3	6	84	(65)	—	—	(14)	—	5	(4)	1	0	0	0	0
2067	1	1	17	(13)	—	—	(3)	—	1	(1)	0	0	0	0	0
2068	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
2069	—	—	—	—	—	(63)	—	—	(63)	—	(63)	(7)	(1)	(0)	(0)
סך הכל	77,082	217,488	2,261,452	(297,091)	(386,399)	(11,078)	(372,021)	—	1,194,863	(415,546)	779,318	370,496	199,768	118,536	75,723

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 והגז הטבעי שיופקו, קצב ומשך מכירות הנפט והגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הנפט והגז הטבעי, 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 הגז הטבעי ו/או מהביצועים בפועל של הבארות שבשטח הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

ד. 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 השותפות⁸:

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%
גיידול במחיר הנפט בשיעור של 10%						קיטון במחיר הנפט בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved) (Reserves)	429,856	248,112	161,403	114,284	85,963	עתודות מוכחות 1P (Proved) (Reserves)	298,782	162,780	99,388	65,880	46,323
עתודות צפויות (Probable Reserves)	417,338	177,876	82,465	39,581	18,555	עתודות צפויות (Probable Reserves)	278,500	103,364	37,515	10,243	(1,691)
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	847,194	425,988	243,868	153,865	104,518	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	577,282	266,144	136,903	76,123	44,631
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	81,904	31,512	13,166	5,720	2,470	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	52,255	17,349	5,600	1,364	(174)
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	929,098	457,500	257,034	159,585	106,987	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	629,537	283,493	142,503	77,487	44,458

⁸ ניתוחי הרגישות להלן מתייחסים לשינוי במכירות הנפט הגולמי ולשינוי במחירי מכירת הנפט הגולמי בלבד, היות וכמויות הגז הטבעי והשפעת מכירתו בשלב זה על שווי העתודות הינה זניחה, ולכן לא בוצעו ניתוחי רגישות לכמות מכירות הגז הטבעי ו/או למחיר מכירת הגז הטבעי.

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%
קישון במחיר הנפט בשיעור של 15%						גידול במחיר הנפט בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P Proved) (Reserves	462,623	269,445	176,907	126,385	95,873	עתודות מוכחות 1P Proved) (Reserves	266,012	141,440	83,873	53,764	36,395
עתודות צפויות (Probable Reserves)	452,050	196,504	93,702	46,916	23,616	עתודות צפויות (Probable Reserves)	243,791	84,740	26,284	2,918	(6,743)
סה"כ עתודות 2P מסוג (Proved + Probable Reserves)	914,672	465,949	270,609	173,300	119,489	סה"כ עתודות 2P מסוג (Proved + Probable Reserves)	509,803	226,180	110,157	56,681	29,652
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	89,316	35,052	15,057	6,808	3,131	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	44,844	13,809	3,709	275	(834)
סה"כ עתודות 3P מסוג (Proved + Probable + Possible Reserves)	1,003,988	501,001	285,666	180,109	122,620	סה"כ עתודות 3P מסוג (Proved + Probable + Possible Reserves)	554,647	239,988	113,866	56,956	28,818

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 20%						קיטון במחיר הנפט בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	495,389	290,760	192,377	138,440	105,727	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	233,242	120,072	68,309	41,584	26,393
עתודות צפויות (Probable Reserves)	486,761	215,134	104,943	54,254	28,682	עתודות צפויות (Probable Reserves)	209,082	66,132	15,082	(4,371)	(11,751)
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	982,150	505,893	297,320	192,694	134,409	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	442,324	186,204	83,391	37,213	14,642
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	96,729	38,593	16,948	7,897	3,791	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	37,433	10,268	1,817	(814)	(1,495)
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	1,078,879	544,486	314,268	200,591	138,200	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	479,757	196,472	85,208	36,399	13,147

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 בכמות מכירות הנפט בשיעור של 10%						קיטון בכמות מכירות הנפט בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P Proved) (Reserves	412,309	235,216	151,258	105,907	78,796	עתודות מוכחות 1P Proved) (Reserves	314,863	174,777	108,942	73,848	53,200
עתודות צפויות (Probable Reserves)	411,349	174,032	79,925	37,846	17,330	עתודות צפויות (Probable Reserves)	284,500	107,227	40,067	11,985	(463)
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	823,657	409,248	231,183	143,754	96,126	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	599,364	282,004	149,009	85,833	52,737
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	80,191	30,665	12,705	5,452	2,307	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	53,986	18,202	6,062	1,632	(10)
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	903,848	439,913	243,888	149,206	98,433	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	653,350	300,206	155,071	87,465	52,727

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%
קיסון בכמות מכירות הנפט בשיעור של 15%						גידול בכמות מכירות הנפט בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P Proved) (Reserves	435,749	249,768	161,472	113,671	85,018	עתודות מוכחות 1P Proved) (Reserves	289,304	158,846	97,741	65,329	46,372
עתודות צפויות (Probable Reserves)	443,067	190,744	89,896	44,315	21,780	עתודות צפויות (Probable Reserves)	252,824	90,547	30,115	5,525	(4,909)
סה"כ עתודות 2P מסוג (Proved + Probable Reserves)	878,816	440,512	251,368	157,986	106,798	סה"כ עתודות 2P מסוג (Proved + Probable Reserves)	542,128	249,394	127,855	70,854	41,464
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	86,763	33,787	14,368	6,408	2,886	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	47,422	15,084	4,401	677	(590)
סה"כ עתודות 3P מסוג (Proved + Probable + Possible Reserves)	965,579	474,298	265,736	164,394	109,685	סה"כ עתודות 3P מסוג (Proved + Probable + Possible Reserves)	589,550	264,477	132,256	71,531	40,874

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 בכמות מכירות הנפט בשיעור של 20%						קיטון בכמות מכירות הנפט בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved) (Reserves)	458,759	264,023	171,461	121,252	91,084	עתודות מוכחות 1P (Proved) (Reserves)	263,196	142,515	86,214	56,529	39,294
עתודות צפויות (Probable Reserves)	474,791	207,458	99,867	50,783	26,229	עתודות צפויות (Probable Reserves)	221,140	73,874	20,171	(924)	(9,343)
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	933,550	471,481	271,328	172,035	117,313	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	484,336	216,389	106,385	55,605	29,950
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	93,308	36,902	16,029	7,363	3,466	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	40,853	11,964	2,740	(278)	(1,169)
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	1,026,858	508,383	287,356	179,398	120,779	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	525,189	228,354	109,125	55,327	28,782

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

א. כמויות :

ההבדלים העיקריים בין אומדני העתודות על פי הדוח המעודכן לבין אלו שנכללו בדוח הקודם נובעים, בין היתר, מההפקה בפועל שהיתה במהלך החודשים מאי עד וכולל דצמבר 2024, בהם נמכרו כ-260 אלפי חביות נפט (חלק השותפות). כמו כן, עדכון מספר הקידוחים העתידיים בפרויקט השפיע על אומדן העתודות (ראה סעיף ד להלן), וכן עדכון בעקום מחירי הנפט במהלך התקופה (ראה סעיף ג להלן) בין הדוחות, ישפיע על היקפי ההפקה בכל קידוח.

ב. על פי נתונים שהתקבלו ממפעיל הפרויקט והועברו למעריך העתודות, תוכנית הפיתוח של הפרויקט לשנת 2025 תכלול 4 קידוחי פיתוח והפקה. במקביל, השותפות צופה כי חלקה בתכנית הפיתוח לשנה זו, תעמוד על כ-50%.

ג. עודכנה תחזית מחיר הנפט הגולמי על בסיס עקום ה-WTI. תחזית הנפט שנכללה בדוח העתודות המעודכן, מבוססת על עקום הנפט הידוע ליום ה-30.11.2024, חלף עקום הנפט ליום ה-30.04.2024 בו נעשה שימוש בדוח העתודות הקודם. יצוין כי עקום מחירי הנפט מסוג WTI הנוכחי, בסמוך למועד פרסום הדוח, גבוה יותר ביחס לעקום בו נעשה שימוש בדוח זה.

ד. עודכנו סכומי ההשקעות ההוניות והתפעוליות הצפויות בהתאם לתוכנית הפיתוח של נכס הנפט וכפי שנתקבלו ממפעיל הפרויקט בהתאמות לתוכנית הקידוחים שצופה השותפות לתקופה של כ-10 שנים שכוללת כ-100 קידוחי פיתוח.

ה. לאור עדכון הסכם השותפות וביטול תמלוג העל לשותף הכללי, דוח זה אינו כולל תשלומים בגין תמלוג על לשותף הכללי.

ניתוח רגישות נוסף לתזרים המזומנים המהוון בפרויקט⁹ - רגישות לגידול בעלויות הפיתוח החזויות

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 של 5% בעלויות הפיתוח					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	357,335	199,476	125,146	85,390	61,898
עתודות צפויות (Probable Reserves)	337,972	133,337	54,487	20,657	5,076
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	695,307	332,813	179,633	106,047	66,974
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	64,852	23,005	8,443	2,909	714
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	760,159	355,818	188,077	108,956	67,689

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 של 10% בעלויות הפיתוח					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	350,347	193,506	119,897	80,697	57,653
עתודות צפויות (Probable Reserves)	328,028	126,054	48,984	16,403	1,721
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	678,375	319,560	168,881	97,100	59,374
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	62,625	21,580	7,504	2,276	281
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	741,000	341,140	176,385	99,376	59,655

⁹ בנוגע לניתוחי הרגישות האמורים, יצוין כי למעט השינוי בעלויות הפיתוח (להלן: "השקעות"), לא נערכו שינויים בפרמטרים אחרים של תזרים המזומנים החזוי. מובהר כי תחשיבי רגישות אלו ותזרימי המזומנים שבבסיסם, לא נבחנו על ידי מעריך העתודות של 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%
גידול של 15% בעלויות הפיתוח					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	343,360	187,536	114,647	76,005	53,408
עתודות צפויות (Probable Reserves)	318,084	118,771	43,481	12,148	(1,635)
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	661,444	306,307	158,129	88,153	51,773
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	60,398	20,154	6,564	1,644	(153)
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	721,842	326,461	164,693	89,797	51,621

4. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת את נתוני ההפקה של נפט¹⁰

שנת 2024					
רבעון 1	רבעון 2	רבעון 3	רבעון 4 ¹¹		
כ-210.8	כ-203.5	כ-173.6	כ-170.2	סך הכל תפוקה בתקופה [באלפי חביות] – עבור ה-100% ¹²	
כ-119.7	כ-115.9	כ-94.3	כ-88.7	סך הכל תפוקה בתקופה [באלפי חביות] - המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח	
כ-65.1	כ-69	כ-64.8	כ-59.4	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב) ¹³	
כ-11.5	כ-12.1	כ-11.5	כ-10.2	צדדים שלישיים	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)
				שותף כללי	
כ-3.2	כ-3.4	-	-		
כ-31.4	כ-24.3	כ-28	כ-30.6	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית : bbl/דולר ארה"ב) ¹⁴	
כ-19	כ-29.2	כ-25.3	כ-18.6	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב)	
כ-0.3	כ-0.3	כ-0.2	כ-0.2	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בנכס (ב-%)	

¹⁰ הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגלו עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

¹¹ הנתונים לרבעון הרביעי לשנת 2024 אינם סקורים ואינם מבוקרים וייתכן שתהיה סטייה בין המידע שפורסם בדוח זה לבין הנתונים בפועל.

¹² נתוני ההפקה אינם כוללים גז טבעי שנכון למועד הדיווח היקף המכירות זניח. במהלך שנת 2024 נמכרו כ- 992 אלף יחידות גז (חלק השותפות) בתמורה לכ- 908 אלפי דולר.

¹³ מחיר ממוצע ליחידת תפוקה מוצג בניכוי עלות שינוע של 10.4 \$ לחבית נפט בשנת 2024.

¹⁴ עלויות הפקה ממוצעות כוללות בין היתר, הוצאות תחזוקה שוטפת של בארות, עלויות רגולטוריות, דמי מפעיל, קבלני משנה, עלות הובלת מים ועוד. בנוסף, מיסי הפקה שמהווים כ- 2.9 דולר לחבית נפט בממוצע.

5. חוות דעת של המעריך
מצורף לדוח זה **כנספח ב'** דוח העתודות המעודכן וכן הסכמת המעריך להכללתו בדוח זה¹⁵.

6. 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 הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח;
 - (8) הרינו לאשר כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע הדוח הקודם.
 - (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

יהונתן שוחט
מנכ"ל השותף הכללי

הרכב השותפים בפרויקט ושיעור אחזקותיהם (לא כולל בתוכנית הפיתוח לשנת 2023 ולא כולל בתוכנית פיתוח 2024), הינם כדלקמן:

50%	השותפות
40%	Gondola Resources, LLC
*10%	SG Gondola Holdings LLC

* הבהרה: SG Gondola Holdings LLC מחזיקה 10% בהפקה הקיימת (מהעתודות המוכחות והמפותחות); 42.5% מהקידוחים שהתווספו מהשלמת תוכנית הקידוחים של שנת 2022, על חשבון שיעור האחזקה של Gondola Resources LLC.

הרכב השותפים בתוכנית הפיתוח של שנת 2023 ושיעור אחזקותיהם, הינם כדלקמן:

78%	השותפות
13.2%	Surprise Unit Development Company, LLC
8.8%	FEC Non-Op Total Return Fund

¹⁵ הנתונים בדוח העתודות של המעריך, אינם כוללים ניכוי מס, תמלוגים לצד קשור ודמי מפעיל לשותף הכללי.

הרכב השותפים בתוכנית הפיתוח של שנת 2024 ושיעור אחזקותיהם, הינם כדלקמן:

25%	השותפות
50%	River Styx Exploration, LLC
2.5%	PennBuff Janet, LLC
1.25%	MEG Fund II, LLC
1.25%	Friday Energy II, LLC
0.25%	Osage Manka Energy Fund I, LLC
15%	Gondola Resources, LLC
4.75%	64/78 Energy Partners, LLC

בכבוד רב,

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

נספח א' - מילון מונחים מקצועיים בתחום הנפט והגז

"איגוד מהנדסי הערכת פטרולים (SPEE)" - Society of Petroleum Evaluation Engineers.

"איגוד מהנדסי פטרולים (SPE)" - Society of Petroleum Engineers.

"אקספלורציה" - סך הפעולות הקשורות לחיפושי נפט וגז.

"הידרוקרבונים" - 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 בקרבנו.

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

"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 העניין).

"נפט" - נפט ניגר, בין נוזלי ובין אדי, לרבות שמן, גז טבעי, גזולין טבעי, קונדנסאטים ופחמימנים (הידרוקרבונים) 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 פטרולים (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.

"פטרולים (PETROLEUM)"; "משאבים מנובאים (מנובאים) (PROSPECTIVE RESOURCES)";

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

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

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

ראו:

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

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

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

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

"MMCF" – מיליוני רגל מעוקב גז.

"MBBL" - אלף חביות נפט.

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

נספח ב' - דוח העתודות נכון ליום 31.12.2024

MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP

**Estimated
Future Reserves and Income
Attributable to Certain
Leasehold Interests
Located in the
North Park Basin
Colorado**

NYMEX Futures Oil Strip Price and Varying Cost Parameters

**As of
December 31, 2024**


Scott J. Wilson, P.E., MBA
Colorado License 36112
Senior Vice President

RYDER SCOTT COMPANY, L.P.
TBPELS Firm Registration No. F-1580





RYDER SCOTT COMPANY
PETROLEUM CONSULTANTS

TBPELS REGISTERED ENGINEERING FIRM F-1580
633 17TH STREET SUITE 1700

DENVER, COLORADO 80202

TELEPHONE (303) 339-8110

February 2, 2025

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

Dear Mr. Shohat, CEO:

At your request, Ryder Scott Company, L.P. (Ryder Scott) has prepared an estimate of the proved, probable and possible reserves, future production and income attributable to certain leasehold interests of Modiin Energy Limited Partnership (Modiin) as of December 31, 2024. The subject properties are located in the state of Colorado. The reserves volumes included herein were estimated based on the definitions and disclosure guidelines contained in the Society of Petroleum Engineers (SPE), World Petroleum Council (WPC), American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE), Society of Exploration Geophysicists (SEG), Society of Petrophysicists and Well Log Analysts (SPWLA), and European Association of Geoscientists & Engineers (EAGE) 2018 Petroleum Resources Management System (SPE-PRMS), which were revised in June 2018. These definitions are in accordance with internationally recognized standards as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). The reserves volumes were estimated based on NYMEX Futures Oil Strip price and varying cost parameters (SPE-PRMS forecast case), provided by Modiin and the operator. Such forecasts were based on projected escalations or other forward looking changes to current prices and costs as noted. The income data for the reserves volumes were estimated using NYMEX Futures Strip prices. The results of our third party study, completed on February 2, 2025, are presented herein.

The properties evaluated by Ryder Scott represent all of the total net proved, probable and possible liquid hydrocarbon reserves of Modiin in Colorado as of December 31, 2024. This report 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.

The estimated reserves presented in this report, as of December 31, 2024, are related to hydrocarbon prices based on NYMEX Futures Strip oil price and contract gas price parameters. As a result of both economic and political forces, there is substantial uncertainty regarding the forecasting of future hydrocarbon prices. Consequently, actual future prices may vary considerably from the prices assumed in this report. The reserves volumes and the income attributable thereto have a direct relationship to the hydrocarbon prices actually received; therefore, volumes of reserves actually recovered and amounts of income actually received may differ significantly from the estimated quantities presented in this report. The results of this study are summarized as follows.

NYMEX FUTURES OIL STRIP PRICE AND VARYING COST PARAMETERS

Estimated Net Reserves and Income Data

Certain Leasehold Interests of

Modiin Energy Limited Partnership

As of December 31, 2024

	Proved			
	Developed			Total
	Producing	Non-Producing	Undeveloped	Proved
<u>Net Reserves</u>				
Oil – Mbbl	2,431	202	10,970	13,603
Gas – MMcf	5,287	836	34,747	40,870
MBOE – Mbbl	3,312	341	16,761	20,414
<u>Income Data (\$M)</u>				
Future Gross Revenue	\$143,640	\$12,249	\$648,927	\$804,816
Deductions	<u>57,116</u>	<u>8,185</u>	<u>266,851</u>	<u>332,152</u>
Future Net Income (FNI)	\$ 86,524	\$ 4,064	\$382,076	\$472,664
Discounted FNI @ 10%	\$ 52,056	\$ 2,795	\$106,508	\$161,359

	Total Probable Undeveloped	Total Possible Undeveloped
<u>Net Reserves</u>		
Oil – Mbbl	14,932	3,195
Gas – MMcf	47,002	3,429
MBOE – Mbbl	22,766	3,767
<u>Income Data (\$M)</u>		
Future Gross Revenue	\$880,793	\$181,914
Deductions	363,779	79,874
Future Net Income (FNI)	\$517,014	\$102,040
Discounted FNI @ 10%	\$101,317	\$ 16,058

Gross (100%) reserves are shown for all owners and royalty owners in the following table. Working interest reserve volumes for Modiin's share of the gross volumes are shown prior to subtracting royalty share of reserve volumes. Modiin's working interest reserve volumes in the table below are defined as gross volumes multiplied by Modiin's working interest.

Gross 100% and Modiin working interest volumes.

	Oil Reserves (Mbbl)		Gas Reserves (MMcf)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
<u>Proved (1P)</u>	33,688	16,844	96,769	48,384
<u>Probable</u>	35,745	17,873	112,511	56,256
Proved + Probable (2P)	69,433	34,717	209,280	104,640
<u>Possible</u>	7,649	3,824	8,208	4,103
Proved + Probable + Possible (3P)	77,082	38,541	217,488	108,743

Liquid hydrocarbons are expressed in standard 42 U.S. gallon barrels and shown herein as thousands of barrels (Mbbbl). All gas volumes are reported on an "as sold basis" expressed in millions of cubic feet (MMcf) at the official temperature and pressure bases of the areas in which the gas reserves are located. The net reserves volumes are also shown herein on an equivalent unit basis wherein natural gas is converted to oil equivalent using a factor of 6,000 cubic feet of natural gas per one barrel of oil equivalent. MBOE means thousand barrels of oil equivalent. In this report, the revenues, deductions, and income data are expressed as thousands of U.S. dollars (\$M).

The estimates of the reserves, future production, and income attributable to properties in this report were prepared using the economic software package PHDWin Petroleum Economic Evaluation Software, a copyrighted program of TRC Consultants L.C. The program was used at the request of Modiin. Ryder Scott has found this program to be generally acceptable, but notes that certain summaries and calculations may vary due to rounding and may not exactly match the sum of the properties being summarized. Furthermore, one line economic summaries may vary slightly from the more detailed cash flow projections of the same properties, also due to rounding. The rounding differences are not material.

The future gross revenue is after the deduction of production taxes. The deductions incorporate the normal direct costs of operating the wells, ad valorem taxes, development costs, and certain abandonment costs. The future net income is before the deduction of state and federal income taxes and general administrative overhead, and has not been adjusted for outstanding loans that may exist nor does it include any adjustment for cash on hand or undistributed income.

The table below shows the percentage of total future gross revenue derived from various hydrocarbon phases and reserves categories.

	<u>Proved</u>	<u>Probable</u>	<u>Possible</u>
Liquid	95%	95%	98%
Gas	5%	5%	2%

The discounted future net income shown above was calculated using a discount rate of 10 percent per annum compounded monthly. As requested by Modiin, future net income was discounted at five discount rates which were also compounded monthly. These results are shown in summary form as follows.

Discount Rate Percent	Discounted Future Net Income (\$M) As of December 31, 2024		
	Total Proved	Total Probable	Total Possible
0	\$472,664	\$517,014	\$102,040
5	\$262,091	\$221,028	\$ 39,309
10	\$161,359	\$101,317	\$ 16,058
15	\$107,419	\$ 47,903	\$ 6,718
20	\$ 75,760	\$ 22,299	\$ 2,772

The results shown above are presented for your information and should not be construed as our estimate of fair market value.

Reserves Included in This Report

At the request of Modiin, this report includes proved, probable and possible reserves, which conform to the definitions of reserves sponsored and approved by the SPE, WPC, AAPG, SPEE, SEG, SPWLA and EAGE as set forth in the 2018 SPE-PRMS and where applicable, based on NYMEX Futures Strip oil price, contract gas price, and varying cost parameters (SPE-PRMS forecast case). The estimated quantities of reserves presented in this report, based on these parameters (SPE-PRMS forecast case), may differ significantly from the quantities which would be estimated using constant price and cost parameters (SPE-PRMS constant case). Abridged versions of the SPE-PRMS reserves terms and definitions used herein are included as attachments to this report and entitled "PETROLEUM RESERVES and RESOURCES CLASSIFICATIONS and DEFINITIONS." Also refer to the full SPE-PRMS, which can be located at <https://www.spe.org/en/industry/reserves/> for the complete definitions and guidelines.

The various reserves development and production status categories, as described in this report, are also fully defined in the SPE-PRMS located in the website mentioned above. The developed proved non-producing reserves included herein consist of the shut-in status category.

No attempt was made to quantify or otherwise account for any accumulated gas production imbalances that may exist. The gas volumes presented herein do not include volumes of gas consumed in operations as reserves.

Reserves Classification

Recoverable petroleum resources may be classified according to the SPE-PRMS into one of three principal resources classifications: prospective resources, contingent resources, or reserves. The proved, probable, and possible reserves classifications are addressed in this report. The distinction between prospective and contingent resources depends on whether or not there exists one or more wells and other data indicating the potential for moveable hydrocarbons (e.g., the discovery status). Discovered petroleum resources may be classified as either contingent resources or as reserves depending on the chance that if a project is implemented it will reach commercial producing status (e.g., chance of commerciality - P_c). The distinction between various "classifications" of resources and reserves relates to their discovery status and increasing chance of commerciality. Commerciality is not solely determined based on the economic status of a project, which refers to the situation where the income from an operation exceeds the expenses involved in, or attributable to, that operation. Conditions addressed in the determination of commerciality also include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors are generally related to costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms and taxes. At Modiin's request, this report addresses the proved, probable and possible reserves attributable to the properties evaluated herein and not the resources (if any).

Reserves Uncertainty

All reserves estimates involve an assessment of the uncertainty relating the likelihood that the actual remaining quantities recovered will be greater or less than the estimated quantities determined as of the date the estimate is made. The uncertainty depends primarily on the amount of reliable geologic and engineering data available at the time of the estimate and the interpretation of these data. Estimates will generally be revised only as additional geologic or engineering data becomes available or as economic conditions change.

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.” The relative degree of uncertainty may be conveyed by placing reserves into one of two principal categories, either proved or unproved.

Proved oil and gas 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.”

Unproved reserves are less certain to be recovered than proved reserves and may be further sub-categorized as probable and possible reserves to denote progressively increasing uncertainty in their recoverability. Probable reserves are “those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recovered than proved reserves but more certain to be recovered than possible reserves.” For probable 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” (cumulative 2P volumes). Possible reserves are “those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than probable reserves.” For possible reserves, the “total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of the proved plus probable plus possible reserves” (cumulative 3P volumes).

The reserves included herein were estimated using deterministic methods and are presented as incremental quantities. Under the deterministic incremental approach, discrete quantities of reserves are estimated and assigned separately as proved, probable or possible based on their individual level of uncertainty. The reserves volumes and income quantities attributable to the different reserves categories that are included herein have not been adjusted to reflect these varying degrees of risk associated with them and thus are not comparable. Petroleum reserves under different categories such as proved, probable and possible should not be aggregated with each other without due consideration of the appreciable differences in the criteria associated with their categorization.

Moreover, estimates of reserves may increase or decrease as a result of future operations, effects of regulation by governmental agencies or geopolitical risks. As a result, the estimates of oil and gas reserves have an intrinsic uncertainty. The reserves included in this report are therefore estimates only and should not be construed as being exact quantities. They may or may not be actually recovered, and if recovered, the revenues therefrom and the actual costs related thereto could be more or less than the estimated amounts.

Possible Effects of Regulation

Operations may be subject to various levels of governmental controls and regulations. These controls and regulations may include matters relating to land tenure and leasing, the legal rights to produce hydrocarbons, drilling and production practices, environmental protection, marketing and pricing policies, royalties, various taxes and levies including income tax and are subject to change from time to time. Such changes in governmental regulations and policies may cause volumes of reserves actually recovered and amounts of income actually received to differ significantly from the estimated quantities.

Estimates of reserves presented herein were based upon a detailed study of the properties in which Modiin owns an interest; however, we have not made any field examination of the properties. No consideration was given in this report to potential environmental liabilities that may exist nor were any costs included for potential liability to restore and clean up damages, if any, caused by past operating practices.

Methodology Employed for Estimates of Reserves

The estimation of reserves quantities involves two distinct determinations. The first determination results in the estimation of the quantities of recoverable oil and gas and the second determination results in the estimation of the uncertainty associated with those estimated quantities. The process of estimating the quantities of recoverable oil and gas reserves relies on the use of certain generally accepted analytical procedures. These analytical procedures fall into three broad categories or methods: (1) performance-based methods, (2) volumetric-based methods and (3) analogy. These methods may be used individually or in combination by the reserves evaluator in the process of estimating the quantities of reserves. Reserves evaluators must select the method or combination of methods which in their professional judgment is most appropriate given the nature and amount of reliable geoscience and engineering data available at the time of the estimate, the established or anticipated performance characteristics of the reservoir being evaluated, and the stage of development or producing maturity of the property.

In many cases, the analysis of the available geoscience and engineering data and the subsequent interpretation of these data may indicate a range of possible outcomes in an estimate, irrespective of the method selected by the evaluator. When a range in the quantity of recoverable hydrocarbons is identified, the evaluator must determine the uncertainty associated with the incremental quantities of those recoverable hydrocarbons. If the quantities are estimated using the deterministic incremental approach, the uncertainty for each discrete incremental quantity is addressed by the reserves category assigned by the evaluator. Therefore, it is the categorization of incremental recoverable quantities that addresses the inherent uncertainty in the estimated quantities reported.

Estimates of reserves quantities and their associated categories or classifications may be revised in the future as additional geoscience or engineering data become available. Furthermore, estimates of the recoverable quantities and their associated categories or classifications may also be revised due to other factors such as changes in economic conditions, results of future operations, effects of regulation by governmental agencies or geopolitical or economic risks as previously noted herein.

The reserves for the properties included herein were estimated by performance methods, analogy, or a combination of methods. In general, reserves attributable to producing wells and/or reservoirs were estimated by performance methods. These performance methods include, but may not be limited to, decline curve analysis which utilizes extrapolations of historical production and pressure data available through November 2024 in those cases where such data were considered to be definitive. The data used in these analyses were furnished to Ryder Scott by Modiin, the operator, third party, or obtained from public data sources and were considered sufficient for the purpose thereof. In certain cases, producing reserves were estimated by analogy, or a combination of methods. These methods were used where there were inadequate historical performance data to establish a definitive trend.

Reserves attributable to non-producing and undeveloped status categories included herein were estimated by analogy or a combination of methods. The data utilized from the analogues were considered sufficient for the purpose thereof.

Assumptions and Data Considered for Estimates of Reserves

To estimate recoverable oil and gas reserves and related future net cash flows, we consider many factors and assumptions including, but not limited to, the use of reservoir parameters derived from geological, geophysical and engineering data which cannot be measured directly, economic criteria based on the cost and price assumptions as noted herein, and forecasts of future production rates. Under the SPE-PRMS Section 1.1.0.6, "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.”

Modiin and the operator have informed us that they have furnished us all of the material accounts, records, geological and engineering data, and reports and other data required for this investigation. In preparing our forecasts of future production and income, we have relied upon data furnished by the operator with respect to property interests owned, production and well tests from examined wells, normal direct costs of operating the wells or leases, other costs such as transportation and/or processing fees, ad valorem and production taxes, development costs, development plans, abandonment costs, product prices, geological structure maps, and well logs. Ryder Scott reviewed such factual data for its reasonableness; however, we have not conducted an independent verification of the data supplied by Modiin and the operator.

In summary, we consider the assumptions, data, methods and analytical procedures used in this report appropriate for the purpose hereof, and we have used all such methods and procedures that we consider necessary and appropriate to prepare the estimates of reserves herein.

Future Production Rates

For wells currently on production, our forecasts of future production rates are based on historical performance data. If no production decline trend has been established, future production rates were held varying, or adjusted for the effects of curtailment where appropriate, until a decline in ability to produce was anticipated. An estimated rate of decline was then applied until depletion of the reserves. If a decline trend has been established, this trend was used as the basis for estimating future production rates.

Test data and other related information were used to estimate the anticipated initial production rates for those wells or locations that are not currently producing. For reserves not yet on production, sales were estimated to commence at an anticipated date furnished by the operator. Wells or locations that are not currently producing may start producing earlier or later than anticipated in our estimates due to unforeseen factors causing a change in the timing to initiate production. Such factors may include delays due to weather, the availability of rigs, the sequence of drilling, completing and/or recompleting wells and/or constraints set by regulatory bodies.

The future production rates from wells currently on production or wells or locations that are not currently producing may be more or less than estimated because of changes including, but not limited to, reservoir performance, operating conditions related to surface facilities, compression and artificial lift, pipeline capacity and/or operating conditions, producing market demand and/or allowables or other constraints set by regulatory bodies.

Hydrocarbon Prices

The forecast hydrocarbon price parameters used in this report were specified by Modiin and are noted below. Estimates of future price parameters have been revised in the past because of changes in governmental policies, changes in hydrocarbon supply and demand, and variations in general economic conditions. The price parameters used in this report may be revised in the future for similar reasons.

Oil

The NYMEX Futures Strip prices for West Texas Intermediate (WTI) crude delivered to Cushing, Oklahoma are estimated to average \$69.73/bbl for 2025, \$64.96 for 2026, \$63.37 for 2027, \$62.52 for 2028 and held constant after that.

Gas

Sales gas prices are held constant at \$1.00/mscf as per current contracts.

Product prices which were actually used for each property reflect adjustments for gravity, quality, local conditions, and/or distance from market, referred to herein as “differentials.” The differentials used in the preparation of this report were furnished to us by Modiin. The differentials furnished to us were accepted as factual data and reviewed by us for their reasonableness; however, we have not conducted an independent verification of the data used by Modiin to determine these differentials.

The effects of derivative instruments designated as price hedges of oil and gas quantities are not reflected in our estimated individual property evaluations.

Costs

Operating costs for the leases and wells in this report were furnished by the operator and are based on the operating expense reports and include only those costs directly applicable to the leases or wells. The operating costs for non-operated properties include the COPAS overhead costs that are allocated directly to the leases and wells under terms of operating agreements. The operating costs were reviewed by us for their reasonableness; however, we have not conducted an independent verification of the operating cost data used by the operator. No deduction was made for loan repayments, interest expenses, or exploration and development prepayments that were not charged directly to the leases or wells.

Development costs were furnished to us by the operator and are based on authorizations for expenditure for the proposed work or actual costs for similar projects. The development costs furnished to us were accepted as factual data and reviewed by us for their reasonableness; however, we have not conducted an independent verification of these costs. The estimated cost of abandonment was included and was provided to Modiin by a third party. The estimates of the net abandonment costs furnished were accepted without independent verification.

Because of the direct relationship between volumes of undeveloped reserves and development plans, we include in the undeveloped reserves category only those volumes assigned to undeveloped locations that we have been assured will definitely be drilled. In accordance with SPE-PRMS guidelines, “a reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of an economic project is deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives.” Modiin has assured us of their intent, commitment, and ability to proceed with the development activities included in this report and that they are not aware of any legal, regulatory, or political obstacles that would significantly alter their plans. Furthermore, Modiin has assured us that for the evaluated properties, any development initiated beyond “a reasonable time frame” is in accordance with the above mentioned guidelines.

Costs are held constant for the life of each well. Costs for new wells include stimulation flowback costs .

Standards of Independence and Professional Qualification

Ryder Scott is an independent petroleum engineering consulting firm that has been providing petroleum consulting services throughout the world since 1937. Ryder Scott is employee-owned and maintains offices in Houston, Texas; Denver, Colorado; and Calgary, Alberta, Canada. We have approximately eighty engineers and geoscientists on our permanent staff. By virtue of the size of our firm and the large number of clients for which we provide services, no single client or job represents a material portion of our annual revenue. We do not serve as officers or directors of any privately-owned or publicly-traded oil and gas company and are separate and independent from the operating and investment decision-making process of our clients. This allows us to bring the highest level of independence and objectivity to each engagement for our services.

Ryder Scott actively participates in industry related professional societies and organizes an annual public forum focused on the subject of reserves evaluations and SEC regulations. Many of our staff have authored or co-authored technical papers on the subject of reserves related topics. We encourage our staff to maintain and enhance their professional skills by actively participating in ongoing continuing education.

Prior to becoming an officer of the Company, Ryder Scott requires that staff engineers and geoscientists receive professional accreditation in the form of a registered or certified professional engineer's license or a registered or certified professional geoscientist's license, or the equivalent thereof, from an appropriate governmental authority or a recognized self-regulating professional organization. Regulating agencies require that, in order to maintain active status, a certain amount of continuing education hours be completed annually, including an hour of ethics training. Ryder Scott fully supports this technical and ethics training with our internal requirement mentioned above.

We are independent petroleum engineers with respect to Modiin. Neither we nor any of our employees have any financial interest in the subject properties and neither the employment to do this work nor the compensation is contingent on our estimates of reserves for the properties which were reviewed.

The results of this study, presented herein, are based on technical analysis conducted by teams of geoscientists and engineers from Ryder Scott. The professional qualifications of the undersigned, the technical person primarily responsible for overseeing the evaluation of the reserves information discussed in this report, are included as an attachment to this letter.

Terms of Usage

This report was prepared for the exclusive use and sole benefit of Modiin Energy Limited Partnership and may not be put to other use without our prior written consent for such use. The data and work papers used in the preparation of this report are available for examination by authorized parties in our offices. Please contact us if we can be of further service.

Very truly yours,

RYDER SCOTT COMPANY, L.P.
TBPELS Firm Registration No. F-1580



Scott J. Wilson, PE, MBA
Colorado License 36112
Senior Vice President



SJW (DRO)/pl

Professional Qualifications of Primary Technical Person

The conclusions presented in this report are the result of technical analysis conducted by teams of geoscientists and engineers from Ryder Scott Company, L.P. Mr. Scott James Wilson was the primary technical person responsible for the estimate of the reserves, future production, and income presented herein.

Mr. Wilson, an employee of Ryder Scott Company L.P. (Ryder Scott) since 2000, is a Senior Vice President responsible for coordinating and supervising staff and consulting engineers of the company in ongoing reservoir evaluation studies worldwide. Before joining Ryder Scott, Mr. Wilson served in a number of engineering positions with Atlantic Richfield Company. For more information regarding Mr. Wilson's geographic and job specific experience, please refer to the Ryder Scott Company website at www.ryderscott.com.

Mr. Wilson earned a Bachelor of Science degree in Petroleum Engineering from the Colorado School of Mines in 1983 and an MBA in Finance from the University of Colorado in 1985, graduating from both with High Honors. He is a registered Professional Engineer by exam in the States of Alaska, Colorado, Texas, and Wyoming. He is also an active member of the Society of Petroleum Engineers; serving as co-Chairman of the SPE Reserves and Economics Technology Interest Group, and Gas Technology Editor for SPE's Journal of Petroleum Technology. He is a member and past chairman of the Denver section of the Society of Petroleum Evaluation Engineers. Mr. Wilson has published several technical papers, one chapter in Marine and Petroleum Geology and two in SPEE monograph 4, which was published in 2016. He is the primary inventor on four US patents and won the 2017 Reservoir Description and Dynamics award for the SPE Rocky Mountain Region.

In addition to gaining experience and competency through prior work experience, several state Boards of Professional Engineers require a minimum number of hours of continuing education annually, including at least one hour in the area of professional ethics, which Mr. Wilson fulfills as part of his registration in four states. As part of his continuing education, Mr. Wilson attends internally presented training as well as public forums relating to the definitions and disclosure guidelines contained in the United States Securities and Exchange Commission Title 17, Code of Federal Regulations, Modernization of Oil and Gas Reporting, and Final Rule released January 14, 2009 in the Federal Register. Mr. Wilson attends additional hours of formalized external training covering such topics as the SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System, reservoir engineering and petroleum economics evaluation methods, procedures and software and ethics for consultants.

Based on his educational background, professional training and more than 35 years of practical experience in the estimation and evaluation of petroleum reserves, Mr. Wilson has attained the professional qualifications as a Reserves Estimator and Reserves Auditor set forth in Article III of the "Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information" promulgated by the Society of Petroleum Engineers as of June 2019.



MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP
ESTIMATED NET RESERVES AND INCOME DATA
ATTRIBUTABLE TO CERTAIN LEASEHOLD INTERESTS
STRIP PRICE AND VARYING COST PARAMETERS
NORTH PARK ASSETS
AS OF DECEMBER 31, 2024

GRAND SUMMARY

INITIAL FINAL REMARKS	REVENUE INTEREST						PRODUCT PRICES			TOTAL PROVED (1P) ALL CATEGORIES	
	Expense Interest	Oil/ Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY			
								0.00 %		472,663,637	
								5.00 %		262,090,645	
								10.00 %		161,359,385	
								15.00 %		107,419,308	
								20.00 %		75,759,998	

Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (Mcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (Mcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2025	62	1,398,036	0	1,791,323	485,707	0	804,346	61.53	0.00	1.00
2026	67	1,429,570	0	1,447,742	547,197	0	648,090	58.96	0.00	1.00
2027	72	2,055,598	0	1,208,979	825,089	0	547,125	57.37	0.00	1.00
2028	72	2,274,662	0	998,819	923,845	0	454,872	56.52	0.00	1.00
2029	75	2,231,290	0	863,163	909,870	0	393,325	56.52	0.00	1.00
2030	77	2,066,303	0	764,773	843,735	0	348,592	56.52	0.00	1.00
2031	79	2,581,352	0	686,321	1,060,954	0	312,916	56.52	0.00	1.00
2032	81	2,171,244	0	629,894	891,178	0	287,075	56.52	0.00	1.00
2033	80	1,807,622	0	581,372	740,589	0	264,739	56.52	0.00	1.00
2034	79	1,534,798	0	546,203	627,659	0	248,292	56.52	0.00	1.00
2035	79	1,357,990	0	523,029	554,671	0	237,041	56.52	0.00	1.00
2036	78	1,230,263	0	513,689	502,032	0	231,774	56.52	0.00	1.00
2037	77	1,122,485	0	510,602	457,742	0	229,170	56.52	0.00	1.00
2038	76	1,036,687	0	545,618	422,568	0	242,645	56.52	0.00	1.00
2039	74	961,577	0	631,997	390,919	0	275,506	56.52	0.00	1.00
Sub-Total		25,259,477	0	12,243,525	10,183,755	0	5,525,508	56.96	0.00	1.00
Remainder		8,428,987	0	84,525,695	3,419,189	0	35,344,791	56.52	0.00	1.00
Total Future		33,688,464	0	96,769,220	13,602,944	0	40,870,299	56.85	0.00	1.00
Cumulative		9,441,544	0	12,307,680						
Ultimate		43,130,009	0	109,076,900						

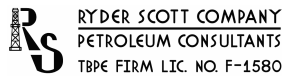
Year	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/ Condensate	Plant Prod./ Other	Gas	
2025	29,885,525	0	804,346	0	30,689,871	343,684	0	9,250	30,336,937
2026	32,262,724	0	648,090	0	32,910,814	371,021	0	7,453	32,532,339
2027	47,335,334	0	547,125	0	47,882,459	544,356	0	6,292	47,331,811
2028	52,215,695	0	454,872	0	52,670,567	600,480	0	5,231	52,064,856
2029	51,425,878	0	393,325	0	51,819,203	591,398	0	4,523	51,223,282
2030	47,687,913	0	348,592	0	48,036,505	548,411	0	4,009	47,484,086
2031	59,965,124	0	312,916	0	60,278,040	689,599	0	3,599	59,584,842
2032	50,369,409	0	287,075	0	50,656,484	579,248	0	3,301	50,073,934
2033	41,858,087	0	264,739	0	42,122,826	481,368	0	3,045	41,638,413
2034	35,475,302	0	248,292	0	35,723,594	407,966	0	2,855	35,312,772
2035	31,349,988	0	237,041	0	31,587,029	360,525	0	2,726	31,223,778
2036	28,374,877	0	231,774	0	28,606,650	326,311	0	2,665	28,277,674
2037	25,871,605	0	229,170	0	26,100,775	297,523	0	2,635	25,800,616
2038	23,883,520	0	242,645	0	24,126,165	274,660	0	2,790	23,848,714
2039	22,094,736	0	275,506	0	22,370,242	254,089	0	3,168	22,112,984
Sub-Total	580,055,716	0	5,525,508	0	585,581,224	6,670,641	0	63,543	578,847,040
Remainder	193,252,545	0	35,344,791	0	228,597,336	2,222,404	0	406,465	225,968,466
Total Future	773,308,261	0	40,870,299	0	814,178,560	8,893,045	0	470,008	804,815,507

Year	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME BEFORE TAXES - \$		
	Operating Costs	Ad Valorem Taxes	Development Costs	Other	Total	Undiscounted Annual	Discounted Cumulative	Discounted @ 10.00 %
2025	5,562,878	1,319,664	14,554,560	0	21,437,102	8,899,835	8,899,835	8,368,444
2026	6,265,454	1,415,165	35,245,000	0	42,925,619	-10,393,279	-1,493,444	-8,673,647
2027	8,363,884	2,058,946	19,389,900	0	29,812,730	17,519,081	16,025,636	13,897,521
2028	9,145,298	2,264,834	22,330,000	0	33,740,132	18,324,724	34,350,360	12,723,206
2029	8,760,198	2,228,226	13,847,500	0	24,835,924	26,387,358	60,737,718	16,793,053
2030	8,028,964	2,065,570	24,912,000	0	35,006,534	12,477,552	73,215,270	7,454,123
2031	9,584,958	2,591,956	9,587,500	0	21,764,414	37,820,428	111,035,698	19,730,737
2032	8,567,018	2,178,229	7,237,500	0	17,982,747	32,091,187	143,126,885	15,182,997
2033	7,254,119	1,811,282	700,000	0	9,765,400	31,873,013	174,999,898	13,695,672
2034	6,429,413	1,536,115	412,500	0	8,378,027	26,934,745	201,934,643	10,475,834
2035	5,896,932	1,358,242	62,500	0	7,317,674	23,906,104	225,840,747	8,414,247
2036	5,511,092	1,230,086	0	0	6,741,178	21,536,496	247,377,243	6,860,175
2037	5,091,968	1,122,333	62,500	0	6,276,801	19,523,815	266,901,058	5,628,983
2038	4,751,801	1,037,425	62,500	0	5,851,726	17,996,988	284,898,046	4,696,377
2039	4,451,744	961,920	62,500	0	5,476,164	16,636,820	301,534,866	3,930,039
Sub-Total	103,665,722	25,179,993	148,466,460	0	277,312,174	301,534,866		139,177,761
Remainder	40,307,509	9,829,685	4,702,500	0	54,839,695	171,128,771	472,663,637	22,181,624
Total Future	143,973,231	35,009,678	153,168,960	0	332,151,869	472,663,637		161,359,385

Life of summary is: 42.20 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.

Table 2



MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP
ESTIMATED NET RESERVES AND INCOME DATA
ATTRIBUTABLE TO CERTAIN LEASEHOLD INTERESTS
STRIP PRICE AND VARYING COST PARAMETERS
NORTH PARK ASSETS
AS OF DECEMBER 31, 2024

GRAND SUMMARY

INITIAL FINAL REMARKS	REVENUE INTEREST							PRODUCT PRICES			PROVED PRODUCING
	Expense Interest	Oil/ Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY
											0.00 % 86,523,476
											5.00 % 64,847,961
											10.00 % 52,055,471
											15.00 % 43,782,286
											20.00 % 38,023,510

Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (Mcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (Mcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2025	41	1,112,405	0	1,622,555	366,418	0	734,003	61.53	0.00	1.00
2026	38	701,734	0	1,262,140	243,177	0	570,679	58.96	0.00	1.00
2027	37	544,686	0	1,023,193	191,957	0	463,259	57.37	0.00	1.00
2028	34	455,942	0	846,125	162,079	0	384,266	56.52	0.00	1.00
2029	33	394,941	0	729,351	141,115	0	331,684	56.52	0.00	1.00
2030	31	348,182	0	644,798	124,619	0	293,537	56.52	0.00	1.00
2031	30	313,549	0	579,033	112,397	0	263,843	56.52	0.00	1.00
2032	30	288,301	0	528,763	103,533	0	241,063	56.52	0.00	1.00
2033	30	265,301	0	482,832	95,350	0	220,226	56.52	0.00	1.00
2034	29	246,621	0	445,063	88,673	0	203,025	56.52	0.00	1.00
2035	29	231,030	0	413,023	83,103	0	188,349	56.52	0.00	1.00
2036	29	217,750	0	385,601	78,331	0	175,757	56.52	0.00	1.00
2037	29	204,396	0	358,883	73,537	0	163,482	56.52	0.00	1.00
2038	29	191,156	0	331,290	68,715	0	150,975	56.52	0.00	1.00
2039	27	176,204	0	300,406	62,235	0	135,004	56.52	0.00	1.00
Sub-Total		5,692,196	0	9,953,056	1,995,238	0	4,519,154	57.82	0.00	1.00
Remainder		1,291,161	0	1,764,997	436,315	0	767,975	56.52	0.00	1.00
Total Future		6,983,357	0	11,718,053	2,431,553	0	5,287,129	57.59	0.00	1.00
Cumulative		6,815,051	0	9,008,432						
Ultimate		13,798,408	0	20,726,485						

Year	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/ Condensate	Plant Prod./ Other	Gas	
2025	22,545,698	0	734,003	0	23,279,701	259,276	0	8,441	23,011,984
2026	14,337,718	0	570,679	0	14,908,397	164,884	0	6,563	14,736,951
2027	11,012,587	0	463,259	0	11,475,846	126,645	0	5,327	11,343,873
2028	9,160,707	0	384,266	0	9,544,973	105,348	0	4,419	9,435,206
2029	7,975,816	0	331,684	0	8,307,500	91,722	0	3,814	8,211,964
2030	7,043,441	0	293,537	0	7,336,978	81,000	0	3,376	7,252,603
2031	6,352,665	0	263,843	0	6,616,508	73,056	0	3,034	6,540,418
2032	5,851,699	0	241,063	0	6,092,762	67,295	0	2,772	6,022,696
2033	5,389,157	0	220,226	0	5,609,383	61,975	0	2,533	5,544,875
2034	5,011,804	0	203,025	0	5,214,829	57,636	0	2,335	5,154,858
2035	4,696,958	0	188,349	0	4,885,307	54,015	0	2,166	4,829,126
2036	4,427,257	0	175,757	0	4,603,014	50,913	0	2,021	4,550,080
2037	4,156,287	0	163,482	0	4,319,770	47,797	0	1,880	4,270,092
2038	3,883,788	0	150,975	0	4,034,763	44,664	0	1,736	3,988,363
2039	3,517,529	0	135,004	0	3,652,534	40,452	0	1,553	3,610,529
Sub-Total	115,363,110	0	4,519,154	0	119,882,264	1,326,676	0	51,970	118,503,618
Remainder	24,660,526	0	767,975	0	25,428,501	283,596	0	8,832	25,136,073
Total Future	140,023,636	0	5,287,129	0	145,310,765	1,610,272	0	60,802	143,639,692

Year	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME BEFORE TAXES - \$		
	Operating Costs	Ad Valorem Taxes	Development Costs	Other	Total	Undiscounted Annual	Discounted Cumulative	Discounted @ 10.00 %
2025	4,345,896	1,001,027	2,034,560	0	7,381,483	15,630,501	15,630,501	14,965,373
2026	3,437,032	641,061	600,000	0	4,678,094	10,058,857	25,689,359	8,701,823
2027	2,874,945	493,461	312,500	0	3,680,906	7,662,967	33,352,326	5,982,793
2028	2,565,324	410,434	0	0	2,975,758	6,459,448	39,811,773	4,566,832
2029	2,369,867	357,223	125,000	0	2,852,090	5,359,874	45,171,647	3,429,481
2030	2,167,000	315,490	62,500	0	2,544,990	4,707,613	49,879,260	2,725,717
2031	2,039,020	284,510	62,500	0	2,386,030	4,154,389	54,033,649	2,177,561
2032	1,975,222	261,989	125,000	0	2,362,211	3,660,484	57,694,133	1,736,129
2033	1,901,814	241,203	0	0	2,143,018	3,401,857	61,095,990	1,460,738
2034	1,840,126	224,238	0	0	2,064,364	3,090,494	64,186,485	1,201,238
2035	1,779,227	210,068	62,500	0	2,051,795	2,777,331	66,963,816	977,166
2036	1,746,332	197,930	0	0	1,944,262	2,605,818	69,569,634	829,959
2037	1,714,377	185,750	0	0	1,900,127	2,369,965	71,939,599	683,215
2038	1,653,747	173,495	0	0	1,827,241	2,161,122	74,100,720	563,998
2039	1,555,805	157,059	0	0	1,712,864	1,897,665	75,998,386	448,572
Sub-Total	33,965,735	5,154,937	3,384,560	0	42,505,233	75,998,386		50,450,595
Remainder	11,787,558	1,093,426	1,730,000	0	14,610,983	10,525,090	86,523,476	1,604,876
Total Future	45,753,293	6,248,363	5,114,560	0	57,116,216	86,523,476		52,055,471

Life of summary is: 42.20 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.

Table 3



MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP
ESTIMATED NET RESERVES AND INCOME DATA
ATTRIBUTABLE TO CERTAIN LEASEHOLD INTERESTS
STRIP PRICE AND VARYING COST PARAMETERS
NORTH PARK ASSETS
AS OF DECEMBER 31, 2024

GRAND SUMMARY

INITIAL FINAL REMARKS	REVENUE INTEREST						PRODUCT PRICES			PROVED NON-PRODUCING	
	Expense Interest	Oil/ Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY
											0.00 % 4,064,116
											5.00 % 3,339,361
											10.00 % 2,795,440
											15.00 % 2,391,132
											20.00 % 2,083,018

Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (Mcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (Mcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2025	17	43,132	0	168,549	17,984	0	70,251	61.53	0.00	1.00
2026	15	50,628	0	184,912	21,116	0	77,122	58.96	0.00	1.00
2027	15	50,023	0	184,269	22,845	0	83,232	57.37	0.00	1.00
2028	12	39,212	0	150,429	18,376	0	69,660	56.52	0.00	1.00
2029	12	32,341	0	130,865	15,131	0	60,410	56.52	0.00	1.00
2030	10	27,855	0	116,009	13,008	0	53,399	56.52	0.00	1.00
2031	9	24,360	0	101,201	11,359	0	46,530	56.52	0.00	1.00
2032	9	21,575	0	92,291	10,059	0	42,319	56.52	0.00	1.00
2033	8	19,311	0	84,964	9,002	0	38,842	56.52	0.00	1.00
2034	8	17,748	0	79,360	8,264	0	36,169	56.52	0.00	1.00
2035	8	16,175	0	74,159	7,538	0	33,717	56.52	0.00	1.00
2036	7	14,089	0	67,981	6,610	0	30,907	56.52	0.00	1.00
2037	6	10,920	0	50,556	5,236	0	23,427	56.52	0.00	1.00
2038	5	9,528	0	42,920	4,612	0	20,064	56.52	0.00	1.00
2039	5	8,974	0	40,526	4,343	0	18,910	56.52	0.00	1.00
Sub-Total		385,870	0	1,568,992	175,483	0	704,957	57.44	0.00	1.00
Remainder		60,025	0	304,975	26,122	0	130,937	56.52	0.00	1.00
Total Future		445,895	0	1,873,967	201,605	0	835,894	57.32	0.00	1.00
Cumulative		2,626,493	0	3,299,247						
Ultimate		3,072,388	0	5,173,215						

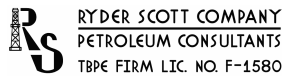
Year	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/ Condensate	Plant Prod./ Other	Gas	
2025	1,106,576	0	70,251	0	1,176,827	12,726	0	808	1,163,293
2026	1,244,976	0	77,122	0	1,322,098	14,317	0	887	1,306,894
2027	1,310,614	0	83,232	0	1,393,846	15,072	0	957	1,377,817
2028	1,038,629	0	69,660	0	1,108,289	11,944	0	801	1,095,544
2029	855,198	0	60,410	0	915,608	9,835	0	695	905,078
2030	735,195	0	53,399	0	788,594	8,455	0	614	779,525
2031	642,002	0	46,530	0	688,532	7,383	0	535	680,613
2032	568,514	0	42,319	0	610,834	6,538	0	487	603,809
2033	508,793	0	38,842	0	547,635	5,851	0	447	541,337
2034	467,105	0	36,169	0	503,273	5,372	0	416	497,486
2035	426,038	0	33,717	0	459,755	4,899	0	388	454,468
2036	373,600	0	30,907	0	404,507	4,296	0	355	399,855
2037	295,942	0	23,427	0	319,369	3,403	0	269	315,696
2038	260,663	0	20,064	0	280,727	2,998	0	231	277,498
2039	245,474	0	18,910	0	264,384	2,823	0	217	261,343
Sub-Total	10,079,319	0	704,957	0	10,784,276	115,912	0	8,107	10,660,257
Remainder	1,476,443	0	130,937	0	1,607,380	16,979	0	1,506	1,588,895
Total Future	11,555,762	0	835,894	0	12,391,656	132,891	0	9,613	12,249,152

Year	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME BEFORE TAXES - \$		
	Operating Costs	Ad Valorem Taxes	Development Costs	Other	Total	Undiscounted Annual	Discounted Cumulative	Discounted @ 10.00 %
2025	415,839	50,604	0	0	466,442	696,851	696,851	658,215
2026	528,455	56,850	125,000	0	710,305	596,589	1,293,440	514,620
2027	533,704	59,935	257,400	0	851,040	526,777	1,820,217	404,600
2028	435,001	47,656	0	0	482,658	612,886	2,433,102	433,586
2029	384,494	39,371	187,500	0	611,365	293,713	2,726,815	192,866
2030	356,440	33,910	187,500	0	577,849	201,675	2,928,491	117,011
2031	332,144	29,607	125,000	0	486,751	193,862	3,122,353	101,008
2032	313,415	26,266	62,500	0	402,181	201,628	3,323,981	96,980
2033	299,623	23,548	0	0	323,171	218,166	3,542,147	93,731
2034	294,883	21,641	62,500	0	379,024	118,462	3,660,609	45,843
2035	285,246	19,769	0	0	305,016	149,452	3,810,061	52,621
2036	258,364	17,394	0	0	275,758	124,097	3,934,158	39,553
2037	198,954	13,733	62,500	0	275,187	40,509	3,974,667	12,060
2038	177,903	12,071	62,500	0	252,475	25,024	3,999,691	6,400
2039	176,123	11,369	62,500	0	249,991	11,352	4,011,043	2,375
Sub-Total	4,990,590	463,724	1,194,900	0	6,649,214	4,011,043		2,771,469
Remainder	1,119,206	69,117	347,500	0	1,535,823	53,072	4,064,116	23,971
Total Future	6,109,795	532,841	1,542,400	0	8,185,036	4,064,116		2,795,440

Life of summary is: 36.76 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.

Table 4



MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP
ESTIMATED NET RESERVES AND INCOME DATA
ATTRIBUTABLE TO CERTAIN LEASEHOLD INTERESTS
STRIP PRICE AND VARYING COST PARAMETERS
NORTH PARK ASSETS
AS OF DECEMBER 31, 2024

GRAND SUMMARY

								PROVED UNDEVELOPED	
INITIAL FINAL REMARKS	REVENUE INTEREST				PRODUCT PRICES			DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY	
	Expense Interest	Oil/ Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)		
								0.00 %	382,076,046
								5.00 %	193,903,323
								10.00 %	106,508,474
								15.00 %	61,245,889
								20.00 %	35,653,471

Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (Mcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (Mcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2025	4	242,500	0	219	101,304	0	92	61.53	0.00	1.00
2026	14	677,209	0	691	282,904	0	288	58.96	0.00	1.00
2027	20	1,460,889	0	1,517	610,286	0	634	57.37	0.00	1.00
2028	26	1,779,507	0	2,266	743,389	0	947	56.52	0.00	1.00
2029	30	1,804,009	0	2,947	753,625	0	1,231	56.52	0.00	1.00
2030	36	1,690,267	0	3,965	706,109	0	1,656	56.52	0.00	1.00
2031	40	2,243,443	0	6,086	937,198	0	2,543	56.52	0.00	1.00
2032	42	1,861,368	0	8,840	777,587	0	3,693	56.52	0.00	1.00
2033	42	1,523,010	0	13,576	636,237	0	5,672	56.52	0.00	1.00
2034	42	1,270,429	0	21,780	530,722	0	9,099	56.52	0.00	1.00
2035	42	1,110,785	0	35,847	464,030	0	14,975	56.52	0.00	1.00
2036	42	998,424	0	60,107	417,092	0	25,110	56.52	0.00	1.00
2037	42	907,169	0	101,164	378,970	0	42,261	56.52	0.00	1.00
2038	42	836,003	0	171,408	349,240	0	71,606	56.52	0.00	1.00
2039	42	776,399	0	291,065	324,341	0	121,592	56.52	0.00	1.00
Sub-Total		19,181,412	0	721,477	8,013,035	0	301,397	56.73	0.00	1.00
Remainder		7,077,801	0	82,455,723	2,956,751	0	34,445,878	56.52	0.00	1.00
Total Future		26,259,212	0	83,177,200	10,969,786	0	34,747,275	56.68	0.00	1.00
Cumulative		0	0	0						
Ultimate		26,259,212	0	83,177,200						

Year	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/ Condensate	Plant Prod./ Other	Gas	
2025	6,233,252	0	92	0	6,233,343	71,682	0	1	6,161,660
2026	16,680,031	0	288	0	16,680,319	191,820	0	3	16,488,495
2027	35,012,133	0	634	0	35,012,767	402,640	0	7	34,610,120
2028	42,016,359	0	947	0	42,017,305	483,188	0	11	41,534,106
2029	42,594,864	0	1,231	0	42,596,096	489,841	0	14	42,106,241
2030	39,909,277	0	1,656	0	39,910,934	458,957	0	19	39,451,958
2031	52,970,457	0	2,543	0	52,973,000	609,160	0	29	52,363,810
2032	43,949,195	0	3,693	0	43,952,888	505,416	0	42	43,447,429
2033	35,960,136	0	5,672	0	35,965,808	413,542	0	65	35,552,201
2034	29,996,393	0	9,099	0	30,005,491	344,959	0	105	29,660,428
2035	26,226,992	0	14,975	0	26,241,967	301,610	0	172	25,940,185
2036	23,574,019	0	25,110	0	23,599,129	271,101	0	289	23,327,739
2037	21,419,376	0	42,261	0	21,461,637	246,323	0	486	21,214,828
2038	19,739,070	0	71,606	0	19,810,675	226,999	0	823	19,582,853
2039	18,331,732	0	121,592	0	18,453,325	210,815	0	1,398	18,241,111
Sub-Total	454,613,287	0	301,397	0	454,914,684	5,228,053	0	3,466	449,683,165
Remainder	167,115,576	0	34,445,878	0	201,561,454	1,921,829	0	396,128	199,243,498
Total Future	621,728,863	0	34,747,275	0	656,476,138	7,149,882	0	399,594	648,926,663

Year	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME BEFORE TAXES - \$		
	Operating Costs	Ad Valorem Taxes	Development Costs	Other	Total	Undiscounted Annual	Discounted Cumulative	Discounted @ 10.00 %
2025	801,143	268,034	12,520,000	0	13,589,177	-7,427,518	-7,427,518	-7,255,143
2026	2,299,967	717,254	34,520,000	0	37,537,220	-21,048,725	-28,476,243	-17,890,090
2027	4,955,235	1,505,549	18,820,000	0	25,280,784	9,329,337	-19,146,906	7,510,129
2028	6,144,972	1,806,744	22,330,000	0	30,281,716	11,252,390	-7,894,516	7,722,787
2029	6,005,837	1,831,632	13,535,000	0	21,372,469	20,733,771	12,839,256	13,170,706
2030	5,505,524	1,716,170	24,662,000	0	31,883,695	7,568,263	20,407,519	4,611,395
2031	7,213,794	2,277,839	9,400,000	0	18,891,633	33,472,177	53,879,696	17,452,167
2032	6,278,380	1,889,974	7,050,000	0	15,218,355	28,229,075	82,108,771	13,349,888
2033	5,052,682	1,546,530	700,000	0	7,299,212	28,252,990	110,361,761	12,141,203
2034	4,294,404	1,290,236	350,000	0	5,934,640	23,725,789	134,087,549	9,228,754
2035	3,832,459	1,128,405	0	0	4,960,864	20,979,321	155,066,870	7,384,460
2036	3,506,396	1,014,763	0	0	4,521,158	18,806,581	173,873,451	5,990,663
2037	3,178,637	922,850	0	0	4,101,487	17,113,341	190,986,792	4,933,708
2038	2,920,151	851,859	0	0	3,772,010	15,810,842	206,797,634	4,125,978
2039	2,719,816	793,493	0	0	3,513,309	14,727,803	221,525,437	3,479,091
Sub-Total	64,709,397	19,561,331	143,887,000	0	228,157,728	221,525,437		85,955,696
Remainder	27,400,746	8,667,143	2,625,000	0	38,692,889	160,550,609	382,076,046	20,552,777
Total Future	92,110,143	28,228,474	146,512,000	0	266,850,617	382,076,046		106,508,474

Life of summary is: 34.49 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.

**MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP
ESTIMATED NET RESERVES AND INCOME DATA
ATTRIBUTABLE TO CERTAIN LEASEHOLD INTERESTS
STRIP PRICE AND VARYING COST PARAMETERS
NORTH PARK ASSETS
AS OF DECEMBER 31, 2024**

GRAND SUMMARY

**TOTAL PROBABLE
ALL UNDEVELOPED**

INITIAL FINAL REMARKS	REVENUE INTEREST				PRODUCT PRICES			DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY	
	Expense Interest	Oil/ Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)		
								0.00%	517,013,533
								5.00%	221,028,346
								10.00%	101,317,169
								15.00%	47,902,897
								20.00%	22,299,187

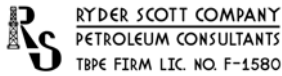
Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (Mcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (Mcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Plt Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2025	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2026	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2027	3	175,593	0	158	73,354	0	66	57.37	0.00	1.00
2028	6	455,457	0	527	190,267	0	220	56.52	0.00	1.00
2029	13	937,511	0	1,211	391,645	0	506	56.52	0.00	1.00
2030	17	1,032,763	0	1,859	431,437	0	776	56.52	0.00	1.00
2031	20	979,849	0	2,601	409,332	0	1,087	56.52	0.00	1.00
2032	38	2,089,033	0	4,548	872,693	0	1,900	56.52	0.00	1.00
2033	58	3,856,940	0	7,756	1,611,237	0	3,240	56.52	0.00	1.00
2034	58	3,622,034	0	10,958	1,513,105	0	4,578	56.52	0.00	1.00
2035	58	2,544,294	0	15,903	1,062,879	0	6,643	56.52	0.00	1.00
2036	58	2,054,686	0	25,107	858,345	0	10,488	56.52	0.00	1.00
2037	58	1,745,384	0	40,820	729,134	0	17,052	56.52	0.00	1.00
2038	58	1,535,195	0	67,804	641,328	0	28,325	56.52	0.00	1.00
2039	58	1,378,705	0	113,938	575,954	0	47,598	56.52	0.00	1.00
Sub-Total		22,407,445	0	293,190	9,360,710	0	122,480	56.53	0.00	1.00
Remainder		13,337,242	0	112,218,000	5,571,633	0	46,879,070	56.52	0.00	1.00
Total Future		35,744,687	0	112,511,190	14,932,343	0	47,001,549	56.52	0.00	1.00
Cumulative Ultimate		0	0	0						
		35,744,687	0	112,511,190						

	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
Year	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/Condensate	Plant Prod./Other	Gas	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	4,208,324	0	66	0	4,208,390	48,396	0	1	4,159,994
2028	10,753,889	0	220	0	10,754,109	123,670	0	3	10,630,437
2029	22,135,792	0	506	0	22,136,298	254,562	0	6	21,881,731
2030	24,384,808	0	776	0	24,385,584	280,425	0	9	24,105,150
2031	23,135,451	0	1,087	0	23,136,538	266,058	0	12	22,870,468
2032	49,324,630	0	1,900	0	49,326,530	567,233	0	22	48,759,275
2033	91,067,098	0	3,240	0	91,070,338	1,047,272	0	37	90,023,029
2034	85,520,676	0	4,578	0	85,525,254	983,488	0	53	84,541,714
2035	60,073,915	0	6,643	0	60,080,558	690,850	0	76	59,389,632
2036	48,513,671	0	10,488	0	48,524,160	557,907	0	121	47,966,132
2037	41,210,663	0	17,052	0	41,227,715	473,923	0	196	40,753,597
2038	36,247,846	0	28,325	0	36,276,171	416,850	0	326	35,858,995
2039	32,552,921	0	47,598	0	32,600,518	374,359	0	547	32,225,613
Sub-Total	529,129,685	0	122,480	0	529,252,165	6,084,991	0	1,409	523,165,765
Remainder	314,908,688	0	46,879,070	0	361,787,757	3,621,450	0	539,109	357,627,198
Total Future	844,038,372	0	47,001,549	0	891,039,922	9,706,441	0	540,518	880,792,965

	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME BEFORE TAXES - \$		
	Operating	Ad Valorem	Development			Undiscounted		Discounted
Year	Costs	Taxes	Costs	Other	Total	Annual	Cumulative	@ 10.00 %
2025	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	810,000	0	810,000	-810,000	-810,000	-708,513
2027	580,392	180,961	10,350,000	0	11,111,353	-6,951,359	-7,761,359	-5,514,917
2028	1,679,240	462,427	13,390,000	0	15,531,667	-4,901,229	-12,662,588	-3,599,999
2029	3,368,431	951,861	22,065,000	0	26,385,292	-4,503,561	-17,166,150	-3,197,438
2030	3,884,430	1,048,580	11,375,000	0	16,308,010	7,797,140	-9,369,010	4,341,906
2031	3,501,971	994,871	17,060,000	0	21,556,842	1,313,625	-8,055,384	656,215
2032	6,713,664	2,121,041	59,260,000	0	68,094,704	-19,335,429	-27,390,814	-9,341,486
2033	12,529,678	3,916,025	57,800,000	0	74,245,702	15,777,327	-11,613,487	6,564,226
2034	12,279,388	3,677,586	1,500,000	0	17,456,974	67,084,740	55,471,253	26,174,627
2035	8,463,471	2,583,464	2,150,000	0	13,196,935	46,192,696	101,663,949	16,279,382
2036	6,595,271	2,086,539	300,000	0	8,981,810	38,984,322	140,648,271	12,423,378
2037	5,819,215	1,772,792	0	0	7,592,007	33,161,589	173,809,861	9,565,126
2038	5,262,512	1,559,875	0	0	6,822,387	29,036,608	202,846,468	7,580,350
2039	4,814,327	1,401,822	0	0	6,216,149	26,009,463	228,855,932	6,145,854
Sub-Total	75,491,990	22,757,843	196,060,000	0	294,309,833	228,855,932		67,368,711
Remainder	50,287,722	15,556,874	3,625,000	0	69,469,596	288,157,602	517,013,533	33,948,458
Total Future	125,779,713	38,314,717	199,685,000	0	363,779,429	517,013,533		101,317,169

Life of summary is: 35.99 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.



**MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP
ESTIMATED NET RESERVES AND INCOME DATA
ATTRIBUTABLE TO CERTAIN LEASEHOLD INTERESTS
STRIP PRICE AND VARYING COST PARAMETERS
NORTH PARK ASSETS
AS OF DECEMBER 31, 2024**

GRAND SUMMARY

2P SUMMARY
ALL CATEGORIES

INITIAL FINAL REMARKS	REVENUE INTEREST			PRODUCT PRICES			DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY	
	Expense Interest	Oil/ Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	
								0.00% 989,677,171
								5.00% 483,118,991
								10.00% 262,676,553
								15.00% 155,322,204
								20.00% 98,059,186

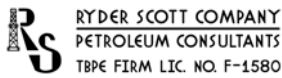
Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (Mcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (Mcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Plt Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2025	62	1,398,036	0	1,791,323	485,707	0	804,346	61.53	0.00	1.00
2026	67	1,429,570	0	1,447,742	547,197	0	648,090	58.96	0.00	1.00
2027	75	2,231,191	0	1,209,137	898,443	0	547,191	57.37	0.00	1.00
2028	78	2,730,118	0	999,346	1,114,112	0	455,092	56.52	0.00	1.00
2029	88	3,168,802	0	864,374	1,301,516	0	393,831	56.52	0.00	1.00
2030	94	3,099,067	0	766,631	1,275,172	0	349,369	56.52	0.00	1.00
2031	99	3,561,201	0	688,922	1,470,286	0	314,003	56.52	0.00	1.00
2032	119	4,260,277	0	634,442	1,763,872	0	288,975	56.52	0.00	1.00
2033	138	5,664,562	0	589,128	2,351,826	0	267,979	56.52	0.00	1.00
2034	137	5,156,832	0	557,161	2,140,764	0	252,870	56.52	0.00	1.00
2035	137	3,902,284	0	538,932	1,617,550	0	243,685	56.52	0.00	1.00
2036	136	3,284,949	0	538,796	1,360,378	0	242,262	56.52	0.00	1.00
2037	135	2,867,869	0	551,422	1,186,877	0	246,223	56.52	0.00	1.00
2038	134	2,571,882	0	613,422	1,063,895	0	270,970	56.52	0.00	1.00
2039	132	2,340,282	0	745,936	966,873	0	323,104	56.52	0.00	1.00
Sub-Total		47,666,922	0	12,536,714	19,544,465	0	5,647,988	56.75	0.00	1.00
Remainder		21,766,229	0	196,743,695	8,990,822	0	82,223,860	56.52	0.00	1.00
Total Future		69,433,151	0	209,280,410	28,535,287	0	87,871,848	56.68	0.00	1.00
Cumulative		9,441,544	0	12,307,680						
Ultimate		78,874,695	0	221,588,090						

Year	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/ Condensate	Plant Prod./ Other	Gas	
2025	29,885,525	0	804,346	0	30,689,871	343,684	0	9,250	30,336,937
2026	32,262,724	0	648,090	0	32,910,814	371,021	0	7,453	32,532,339
2027	51,543,658	0	547,191	0	52,090,849	592,752	0	6,293	51,491,804
2028	62,969,584	0	455,092	0	63,424,677	724,150	0	5,234	62,695,293
2029	73,561,671	0	393,831	0	73,955,501	845,959	0	4,529	73,105,013
2030	72,072,721	0	349,369	0	72,422,090	828,836	0	4,018	71,589,236
2031	83,100,575	0	314,003	0	83,414,578	955,657	0	3,611	82,455,310
2032	99,694,039	0	288,975	0	99,983,014	1,146,481	0	3,323	98,833,209
2033	132,925,185	0	267,979	0	133,193,164	1,528,640	0	3,082	131,661,442
2034	120,995,978	0	252,870	0	121,248,848	1,391,454	0	2,908	119,854,486
2035	91,423,903	0	243,685	0	91,667,587	1,051,375	0	2,802	90,613,410
2036	76,888,548	0	242,262	0	77,130,810	884,218	0	2,786	76,243,806
2037	67,082,268	0	246,223	0	67,328,491	771,446	0	2,832	66,554,213
2038	60,131,366	0	270,970	0	60,402,336	691,511	0	3,116	59,707,709
2039	54,647,657	0	323,104	0	54,970,761	628,448	0	3,716	54,338,597
Sub-Total	1,109,185,401	0	5,647,988	0	1,114,833,389	12,755,632	0	64,952	1,102,012,805
Remainder	508,161,232	0	82,223,860	0	590,385,093	5,843,854	0	945,574	583,595,664
Total Future	1,617,346,634	0	87,871,848	0	1,705,218,482	18,599,486	0	1,010,526	1,685,608,469

Year	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME BEFORE TAXES - \$		
	Operating Costs	Ad Valorem Taxes	Development Costs	Other	Total	Undiscounted Annual	Discounted Cumulative	Discounted @ 10.00 %
2025	5,562,878	1,319,664	14,554,560	0	21,437,102	8,899,835	8,899,835	8,368,444
2026	6,265,454	1,415,165	36,055,000	0	43,735,619	-11,203,279	-2,303,444	-9,382,160
2027	8,944,276	2,239,907	29,739,900	0	40,924,082	10,567,722	8,264,277	8,382,605
2028	10,824,538	2,727,261	35,720,000	0	49,271,799	13,423,494	21,687,772	9,123,206
2029	12,128,630	3,180,087	35,912,500	0	51,221,216	21,883,797	43,571,568	13,595,615
2030	11,913,394	3,114,150	36,287,000	0	51,314,544	20,274,692	63,846,260	11,796,029
2031	13,086,930	3,586,827	26,647,500	0	43,321,257	39,134,053	102,980,314	20,386,952
2032	15,280,682	4,299,270	66,497,500	0	86,077,451	12,755,758	115,736,071	5,841,511
2033	19,783,797	5,727,306	58,500,000	0	84,011,103	47,650,340	163,386,411	20,259,898
2034	18,708,801	5,213,700	1,912,500	0	25,835,001	94,019,485	257,405,896	36,650,461
2035	14,360,403	3,941,706	2,212,500	0	20,514,610	70,098,800	327,504,696	24,693,629
2036	12,106,363	3,316,625	300,000	0	15,722,988	60,520,818	388,025,514	19,283,553
2037	10,911,183	2,895,125	62,500	0	13,868,808	52,685,405	440,710,919	15,194,109
2038	10,014,313	2,597,300	62,500	0	12,674,114	47,033,595	487,744,514	12,276,727
2039	9,266,071	2,363,743	62,500	0	11,692,313	42,646,283	530,390,798	10,075,893
Sub-Total	179,157,712	47,937,836	344,526,460	0	571,622,007	530,390,798		206,546,472
Remainder	90,595,232	25,386,559	8,327,500	0	124,309,291	459,286,373	989,677,171	56,130,082
Total Future	269,752,944	73,324,395	352,853,960	0	695,931,298	989,677,171		262,676,553

Life of summary is: 42.20 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.



MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP
ESTIMATED NET RESERVES AND INCOME DATA
ATTRIBUTABLE TO CERTAIN LEASEHOLD INTERESTS
STRIP PRICE AND VARYING COST PARAMETERS
NORTH PARK ASSETS
AS OF DECEMBER 31, 2024

GRAND SUMMARY

INITIAL FINAL REMARKS	REVENUE INTEREST						PRODUCT PRICES			TOTAL POSSIBLE ALL UNDEVELOPED	
	Expense Interest	Oil/ Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)				
										DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$	COMPOUNDED MONTHLY
										0.00%	102,039,857
										5.00%	39,309,191
										10.00%	16,057,888
										15.00%	6,717,795
										20.00%	2,772,063

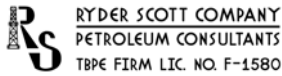
Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (Mcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (Mcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Plt Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2025	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2026	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2027	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2028	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2029	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2030	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2031	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2032	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2033	0	0	0	0	0	0	0	0.00	0.00	0.00
2034	13	1,063,209	0	812	444,155	0	339	56.52	0.00	1.00
2035	13	1,033,959	0	896	431,936	0	375	56.52	0.00	1.00
2036	13	683,224	0	799	285,417	0	334	56.52	0.00	1.00
2037	13	526,709	0	901	220,033	0	376	56.52	0.00	1.00
2038	13	436,584	0	1,173	182,383	0	490	56.52	0.00	1.00
2039	13	376,463	0	1,678	157,267	0	701	56.52	0.00	1.00
Sub-Total		4,120,148	0	6,259	1,721,192	0	2,615	56.52	0.00	1.00
Remainder		3,528,834	0	8,201,134	1,474,170	0	3,426,024	56.52	0.00	1.00
Total Future		7,648,982	0	8,207,393	3,195,362	0	3,428,638	56.52	0.00	1.00
Cumulative		0	0	0						
Ultimate		7,648,982	0	8,207,393						

Year	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/ Condensate	Plant Prod./ Other	Gas	
2025	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2026	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2027	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2028	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2033	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2034	25,103,662	0	339	0	25,104,002	288,692	0	4	24,815,305
2035	24,413,034	0	375	0	24,413,409	280,750	0	4	24,132,655
2036	16,131,758	0	334	0	16,132,091	185,515	0	4	15,946,572
2037	12,436,256	0	376	0	12,436,632	143,017	0	4	12,293,611
2038	10,308,291	0	490	0	10,308,781	118,545	0	6	10,190,230
2039	8,888,757	0	701	0	8,889,458	102,221	0	8	8,787,229
Sub-Total	97,281,758	0	2,615	0	97,284,373	1,118,740	0	30	96,165,602
Remainder	83,320,112	0	3,426,024	0	86,746,136	958,181	0	39,399	85,748,555
Total Future	180,601,870	0	3,428,638	0	184,030,508	2,076,922	0	39,429	181,914,158

Year	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME BEFORE TAXES - \$		
	Operating Costs	Ad Valorem Taxes	Development Costs	Other	Total	Undiscounted Annual	Discounted Cumulative	Discounted @ 10.00 %
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	0	0	0	0	0	0	0	0
2029	0	0	0	0	0	0	0	0
2030	0	0	0	0	0	0	0	0
2031	0	0	0	0	0	0	0	0
2032	0	0	540,000	0	540,000	-540,000	-540,000	-244,708
2033	0	0	5,470,000	0	5,470,000	-5,470,000	-6,010,000	-2,336,960
2034	3,395,271	1,079,472	36,500,000	0	40,974,743	-16,159,437	-22,169,437	-6,641,350
2035	3,757,197	1,049,777	0	0	4,806,974	19,325,681	-2,843,756	6,828,361
2036	2,383,582	693,680	1,300,000	0	4,377,262	11,569,310	8,725,554	3,693,672
2037	1,670,239	534,775	0	0	2,205,014	10,088,597	18,814,151	2,911,745
2038	1,440,367	443,278	0	0	1,883,645	8,306,585	27,120,736	2,169,437
2039	1,288,885	382,247	0	0	1,671,131	7,116,098	34,236,833	1,682,036
Sub-Total	13,935,541	4,183,228	43,810,000	0	61,928,769	34,236,833		8,062,232
Remainder	13,402,947	3,730,084	812,500	0	17,945,531	67,803,024	102,039,857	7,995,656
Total Future	27,338,489	7,913,312	44,622,500	0	79,874,301	102,039,857		16,057,888

Life of summary is: 36.70 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.



MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP
ESTIMATED NET RESERVES AND INCOME DATA
ATTRIBUTABLE TO CERTAIN LEASEHOLD INTERESTS
STRIP PRICE AND VARYING COST PARAMETERS
NORTH PARK ASSETS
AS OF DECEMBER 31, 2024

GRAND SUMMARY**3P SUMMARY
ALL CATEGORIES**

INITIAL FINAL REMARKS	REVENUE INTEREST			PRODUCT PRICES			DISCOUNTED FUTURE NET INCOME - \$ COMPOUNDED MONTHLY	
	Expense Interest	Oil/ Condensate	Plant Products	Gas	Oil/Cond (\$/bbl)	Plt. Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)	
								0.00% 1,091,717,028
								5.00% 522,428,182
								10.00% 278,734,441
								15.00% 162,040,000
								20.00% 100,831,249

Year	Number of Wells	ESTIMATED 8/8THS PRODUCTION			COMPANY NET PRODUCTION			AVERAGE PRICES		
		Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Gas (Mcf)	Oil/Cond. (Barrels)	Plant Products (Barrels)	Sales Gas (Mcf)	Oil/Cond. (\$/bbl)	Plt Prod. (\$/bbl)	Gas (\$/Mcf)
2025	62	1,398,036	0	1,791,323	485,707	0	804,346	61.53	0.00	1.00
2026	67	1,429,570	0	1,447,742	547,197	0	648,090	58.96	0.00	1.00
2027	75	2,231,191	0	1,209,137	898,443	0	547,191	57.37	0.00	1.00
2028	78	2,730,118	0	999,346	1,114,112	0	455,092	56.52	0.00	1.00
2029	88	3,168,802	0	864,374	1,301,516	0	393,831	56.52	0.00	1.00
2030	94	3,099,067	0	766,631	1,275,172	0	349,369	56.52	0.00	1.00
2031	99	3,561,201	0	688,922	1,470,286	0	314,003	56.52	0.00	1.00
2032	119	4,260,277	0	634,442	1,763,872	0	288,975	56.52	0.00	1.00
2033	138	5,664,562	0	589,128	2,351,826	0	267,979	56.52	0.00	1.00
2034	150	6,220,040	0	557,973	2,584,919	0	253,209	56.52	0.00	1.00
2035	150	4,936,242	0	539,828	2,049,486	0	244,059	56.52	0.00	1.00
2036	149	3,968,173	0	539,595	1,645,795	0	242,596	56.52	0.00	1.00
2037	148	3,394,579	0	552,323	1,406,909	0	246,599	56.52	0.00	1.00
2038	147	3,008,466	0	614,595	1,246,278	0	271,460	56.52	0.00	1.00
2039	145	2,716,745	0	747,613	1,124,140	0	323,805	56.52	0.00	1.00
Sub-Total		51,787,070	0	12,542,974	21,265,657	0	5,650,603	56.73	0.00	1.00
Remainder		25,295,063	0	204,944,829	10,464,992	0	85,649,884	56.52	0.00	1.00
Total Future		77,082,133	0	217,487,803	31,730,649	0	91,300,487	56.66	0.00	1.00
Cumulative		9,441,544	0	12,307,680						
Ultimate		86,523,677	0	229,795,482						

Year	COMPANY FUTURE GROSS REVENUE (FGR) - \$					PRODUCTION TAXES - \$			FGR AFTER PRODUCTION TAXES - \$
	From Oil/Condensate	From Plant Products	From Gas	Other	Total	Oil/ Condensate	Plant Prod./ Other	Gas	
2025	29,885,525	0	804,346	0	30,689,871	343,684	0	9,250	30,336,937
2026	32,262,724	0	648,090	0	32,910,814	371,021	0	7,453	32,532,339
2027	51,543,658	0	547,191	0	52,090,849	592,752	0	6,293	51,491,804
2028	62,969,584	0	455,092	0	63,424,677	724,150	0	5,234	62,695,293
2029	73,561,671	0	393,831	0	73,955,501	845,959	0	4,529	73,105,013
2030	72,072,721	0	349,369	0	72,422,090	828,836	0	4,018	71,589,236
2031	83,100,575	0	314,003	0	83,414,578	955,657	0	3,611	82,455,310
2032	99,694,039	0	288,975	0	99,983,014	1,146,481	0	3,323	98,833,209
2033	132,925,185	0	267,979	0	133,193,164	1,528,640	0	3,082	131,661,442
2034	146,099,640	0	253,209	0	146,352,849	1,680,146	0	2,912	144,669,791
2035	115,836,937	0	244,059	0	116,080,996	1,332,125	0	2,807	114,746,065
2036	93,020,306	0	242,596	0	93,262,901	1,069,734	0	2,790	92,190,378
2037	79,518,524	0	246,599	0	79,765,123	914,463	0	2,836	78,847,824
2038	70,439,657	0	271,460	0	70,711,117	810,056	0	3,122	69,897,939
2039	63,536,414	0	323,805	0	63,860,218	730,669	0	3,724	63,125,826
Sub-Total	1,206,467,159	0	5,650,603	0	1,212,117,762	13,874,372	0	64,982	1,198,178,408
Remainder	591,481,345	0	85,649,884	0	677,131,228	6,802,035	0	984,974	669,344,219
Total Future	1,797,948,504	0	91,300,487	0	1,889,248,990	20,676,408	0	1,049,956	1,867,522,627

Year	DEDUCTIONS - \$					FUTURE NET INCOME BEFORE TAXES - \$		
	Operating Costs	Ad Valorem Taxes	Development Costs	Other	Total	Undiscounted Annual	Discounted Cumulative	Discounted @ 10.00 %
2025	5,562,878	1,319,664	14,554,560	0	21,437,102	8,899,835	8,899,835	8,368,444
2026	6,265,454	1,415,165	36,055,000	0	43,735,619	-11,203,279	-2,303,444	-9,382,160
2027	8,944,276	2,239,907	29,739,900	0	40,924,082	10,567,722	8,264,277	8,382,605
2028	10,824,538	2,727,261	35,720,000	0	49,271,799	13,423,494	21,687,772	9,123,206
2029	12,128,630	3,180,087	35,912,500	0	51,221,216	21,883,797	43,571,568	13,595,615
2030	11,913,394	3,114,150	36,287,000	0	51,314,544	20,274,692	63,846,260	11,796,029
2031	13,086,930	3,586,827	26,647,500	0	43,321,257	39,134,053	102,980,314	20,386,952
2032	15,280,682	4,299,270	67,037,500	0	86,617,451	12,215,758	115,196,071	5,596,803
2033	19,783,797	5,727,306	63,970,000	0	89,481,103	42,180,340	157,376,411	17,922,938
2034	22,104,072	6,293,173	38,412,500	0	66,809,744	77,860,447	235,236,458	30,009,111
2035	18,117,600	4,991,483	2,212,500	0	25,321,583	89,424,482	324,660,940	31,521,990
2036	14,489,946	4,010,305	1,600,000	0	20,100,251	72,090,128	396,751,067	22,977,225
2037	12,581,422	3,429,900	62,500	0	16,073,822	62,774,002	459,525,069	18,105,854
2038	11,454,681	3,040,578	62,500	0	14,557,759	55,340,180	514,865,250	14,446,164
2039	10,554,956	2,745,989	62,500	0	13,363,445	49,762,381	564,627,631	11,757,928
Sub-Total	193,093,253	52,121,064	388,336,460	0	633,550,777	564,627,631		214,608,704
Remainder	103,998,179	29,116,643	9,140,000	0	142,254,822	527,089,397	1,091,717,028	64,125,738
Total Future	297,091,432	81,237,707	397,476,460	0	775,805,599	1,091,717,028		278,734,441

Life of summary is: 42.20 years.

These data are part of a Ryder Scott report and are subject to the conditions in the text of the report.



RYDER SCOTT COMPANY
PETROLEUM CONSULTANTS

TBPELS REGISTERED ENGINEERING FIRM F-1580
633 SEVENTEENTH STREET, SUITE 1700

DENVER, COLORADO 80202

(303) 339-8110

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

CONSENT OF INDEPENDENT PETROLEUM ENGINEERS

As independent consultants, the undersigned hereby grants 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 Security Authority (ISA) and the Tel Aviv Stock Exchange (TASE). This report sets forth our estimate of the proved, probable and possible reserves, future production and income attributable to certain leasehold interests of Modiin Energy Limited Partnership (Modiin) as of December 31, 2024. The subject properties are located in the state of Colorado.

Very truly yours,

Ryder Scott Company, L.P.

Denver, Colorado
February 2, 2025