



מודיעין אנרגיה | Modiin Energy

2 בינואר 2025

מודיעין-אנרגיה – שותפות מוגבלת

לכבוד
הבורסה לניירות בתל-אביב בע"מ
רח' אחוזת בית 2
תל-אביב 6525216
באמצעות מגנ"א

לכבוד
רשות ניירות ערך
רח' כנפי נשרים 22
ירושלים 95464
באמצעות מגנ"א

ג.א.נ.,

הנדון: דוח הערכת משאבים מותנים בפרויקט Grapevine, בקליפורניה, ארה"ב (להלן: "הפרויקט")

בהמשך לדוח המייד של השותפות מיום 19.6.2024 (אסמכתא 2024-01-061897) כפי שתוקן ביום 14.7.2024 (אסמכתא 2024-01-061897) בדבר דוח הערכת משאבים מותנים בפרויקט (להלן: "הדוח הקודם"), ביום 2.2.2025 קיבלה השותפות דוח הערכת משאבים מותנים ביחס לפרויקט, בו מחזיקה השותפות בשיעור 22.3125%, וכן נתוני תזרים מהווך נכון ליום 31.12.2024 (להלן: "דוח המשאבים"). דוח המשאבים הוכן על ידי חברת Petrotech Resources Company, Inc., מעריך עתודות מומחה, מוסמך ובלתי תלוי (להלן: "המעריך"), נערך על פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS) ¹ והוא מצורף כנספח לדוח זה.

דוח המשאבים מבוסס, בין היתר, על מידע קיים ביחס לאיזור הפרויקט, על עיבוד ופענוח נוסף של מידע סייסמי, על מידע שהתקבל מהקידוחים שערכו השותפים בפרויקט בשטחו (Chardonnay 47X-35, Bordeaux 1-31 ו-North Chardonnay 2-35²) ועל מידע גיאולוגי ונתוני הפקה בפועל.

על פי המעריך, קיימות שתי שכבות מאגר עיקריות בשטחי הפרויקט Upper Stevens ו-Lower Stevens.

בדוח המשאבים צוין כי המידע שנאסף משלוש הבארות האמורות, בשילוב עם מידע נוסף, עשוי להביא לכך שחלק מהמשאבים יסווגו כרזרבות. בנוסף, ציין המעריך כי לא בוצעה הערכה להצלחה מסחרית.

המעריך ציין כי המשאבים המותנים מסווגים בשלב "הצדקת פיתוח בבחינה" (Development Pending), והם מותנים באישור תוכנית פיתוח על ידי השותפים בפרויקט. בנוסף, ציין המעריך כי כאשר תאושר תוכנית פיתוח, חלק מהמשאבים המותנים המוערכים בדוח המשאבים, עשויים להיות מסווגים מחדש כרזרבות.

1. להלן עיקרי הנתונים מתוך הדוח המשאבים:

1.1 על פי דוח המשאבים המעודכן ולחישובי השותפות (הכוללים מיסים), המשאבים המותנים (estimated Gross (100%) contingent resources בפרויקט, נכון ליום 31.12.2024, הינם כמפורט להלן:

¹ למילון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראה סעיף 4 להלן.
² בחודש נובמבר 2022 הודיע מפעיל הפרויקט על השבתה זמנית של באר Chardonnay North 2-35 בשטח הפרויקט.

משאבי נפט אקוויולנטי Bbls Oil Equivalent (MMSTB)*		משאבי גז (BCF)		משאבי נפט (MMSTB)		קטגוריית המשאבים המותנים	שכבה
סה"כ משויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ³	סה"כ	סה"כ משויך למחזיקי הזכויות של ההוניות של השותפות ³	סה"כ	סה"כ משויך למחזיקי הזכויות של ההוניות של השותפות ³	סה"כ		
0.242	1.400	0.069	0.400	0.231	1.3333	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)	Upper Stevens Zone
0.933	5.394	0.267	1.541	0.889	5.137	האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C)	
3.605	20.839	1.028	5.943	3.433	19.849	האומדן הגבוה High Estimate (3C)	
0.013	0.074	0.004	0.021	0.012	0.071	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)	Lower Stevens Zone
0.052	0.299	0.015	0.085	0.049	0.285	האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C)	
0.208	1.203	0.059	0.343	0.198	1.146	האומדן הגבוה High Estimate (3C)	
0.255	1.474	0.073	0.421	0.243	1.404	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)	Total Stevens
0.985	5.693	0.281	1.626	0.938	25.42	האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C)	
3.813	22.042	1.087	6.286	3.631	20.995	האומדן הגבוה High Estimate (3C)	

* בדוח המשאבים צוין כי ההמרה ליחידות שוות אנרגיה נערכה על פי היחס הבא:

$$6 \text{ BCF of gas} = 1 \text{ MMSTB of oil}$$

3 בדוח המשאבים המעודכן לא צוין חלק השותפות במשאבים אלא רק סה"כ משאבים בנכס הנפט. חלק השותפות בטבלה הינו לאחר תשלום תמלוגים לבעלי זכויות הנפט של כ- 22.5%.

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

1.2 יש להניח כי ניתן יהיה לשווק נפט משטח הפרויקט, באיכות מתאימה ובעלויות הפקה כדאיות, בקלות יחסית. הנפט הוא "commodity" אשר מחירו נקבע בשווקים הבינלאומיים וניתן למכירה בהיקף כמעט בלתי מוגבל בשוק הבינלאומי במחירים אלה.

יצוין כי נכון למועד הדוח השותפים בפרויקט מוכרים את הנפט והגז המופקים משני קידוחים בשטח הפרויקט.

כי בחודש אוקטובר 2021, הורה בית המשפט העליון של קליפורניה לרשויות המקומיות במחוז Kern, אשר נמצא בקליפורניה ארה"ב ואשר בשטחו נמצא הפרויקט, על הפסקת תהליך מתן אישורים לקידוחי נפט חדשים. בית המשפט הורה לרשויות המקומיות במחוז לבחון את מתן היתרי קדיחה תוך שימת לב לתקנות סביבתיות, אשר אמורות להיות מאושרות על ידי בית משפט. בחודש יוני 2022, קבע בית המשפט העליון שעל המחוז לבצע מספר תיקונים רגולטוריים כדי להביא את מערכת היתרי הנפט והגז של המחוז לרמת התקן הסביבתי של מדינת קליפורניה ולאחר מכן ידון מחדש בית המשפט העליון במתן חידוש האישור ברמת המחוז להיתרי גז ונפט. במהלך חודשים יולי 2022 ואוגוסט 2022 הודיע המחוז שבכוונתו לבצע את התיקונים הנדרשים. ביום 2 בנובמבר 2022 אישר בית המשפט למחוז Kern לחדש את מתן ההיתרים לקידוחי נפט במחוז בכפוף ליישום הסדרים מסוימים. לאור התפתחויות נוספות, בחודש ינואר 2023, בית משפט מחוזי לערעורים בקליפורניה החליט לאשר את הזכות של הרשויות המקומיות להגביל קידוחי נפט בשטחן, עד להסדרת תקנות בנושא איכות הסביבה. בחודש מרץ 2024, פרסמה California Geologic Energy Management Division הנחיות חדשות למתן היתרי קידוח, הכוללות דרישות לבדיקות ההשפעות הסביבתיות. נכון למועד פרסום הדוח בית המשפט טרם החליט בנדון.

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות המעריך בדבר המשאבים המותנים שבפרויקט הינן "מידע צופה פני עתיד" כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על לימוד גיאולוגי, גיאופיזי והנדסי שנעשה על ידי מומחים של מפעיל הפרויקט, סקר סייסמי תלת מימדי (3D) שבוצע בשטח הפרויקט ושלוש בארות שנקדחו בשטח הפרויקט על ידי השותפים בפרויקט והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של המעריך ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הנפט והגז, שיופקו בפועל (ככל שיופקו), עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל לרבות בקשר עם קידוחים ועבודות מתוכננות ובכללן: היתרים, מועדי קידוחים, עלויותיהם, קצבי הפקה וכד' בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או קבלת היתרים מרשויות מדינתיות ופדראליות ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הנפט ו/או מהביצועים בפועל של הפרוספקטים בפרויקט. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וכתוצאה מתנאים תפעוליים ו/או תנאי שוק ו/או תנאים רגולטוריים.

2. נתוני תזרים המזומנים המהוון

2.1 הנחות עיקריות ששימשו בחישוב התזרים המהוון:

נתוני תזרים המזומנים המהוון מבוססים על הערכות והנחות שונות שסופקו למעריך, שעיקריהן מפורטים להלן:

א. בדוח המשאבים המועדכן צוין כי נערך ניתוח כלכלי על חלק מהמשאבים בפרויקט, בהתבסס על ביצועי שלוש הבארות שנקדחו בשטח הפרויקט על ידי השותפים בפרויקט, ובנוסף 5 בארות פיתוח חדשות.

ב. מחיר הנפט מבוסס על עקום מחיר הברנט העתידי נכון ליום 31.12.2024 (CME) מותאם לתנאים המקומיים. מחיר הגז מבוסס על מחיר המכירה המקומי הקיים של \$ 1.80 ל-mcf.

להלן המחירים בהם נעשה שימוש לאחר ההתאמות למחירים המקומיים:

שנה	מחיר הנפט (דולר לחבית)
2025	73.249
2026	70.583
2027	69.173
2028	68.469
לאחר מכן	68.469

ג. עלויות התפעול הצפויות שנלקחו בחשבון בתזרים החזוי, מבוססות על נתונים משוערים שנתקבלו ממפעיל הפרויקט, כפועל יוצא של עלויות התפעול בפועל של הבארות הקיימות. עלויות התפעול בתזרים אינן מתואמות לשינויי אינפלציה. המעריך אישר כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות.

ד. עלויות ההשקעות ההוניות המשוערות שנלקחו בחשבון הן של תחזוקת בארות קיימות, קדיחת בארות חדשות השלמתן, ומתקנים המבוססות על הערכות של הוצאות ביחס לבארות המפיקות. ההשקעות ההוניות בתזרים אינן מותאמות לשינויי אינפלציה. המעריך ציין כי ההוצאות סבירות בהתחשב במידע קיים ביחס לפעילויות דומות באזור.

ה. בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון מס הכנסה פדראלי בארה"ב בשיעור של 21% ומס הכנסה מדינתי בקליפורניה, בשיעור של 8.84%, בנוסף בהתאם לתקנות המס הפדרלי והמס המדינתי בקליפורניה, התזרים מניח פחת נוסף לצרכי מס (Depletion), בשיעור של 15% מההכנסות, וזאת עד להפקה של כ-365 אלף חביות בשנה. מיסי הפקה בשיעור של כ-4.5% מההכנסות בניכוי תמלוגים לבעלי זכויות הנפט. שיעור תמלוגים ממוצע לצדדים שלישיים (בעלי זכויות הנפט ("Mineral Rights")) כ- 22.5%.

ו. יצוין, כי התזרים אשר מיוחס לחלקה של השותפות, כפי שיפורט להלן, משכלל הפסדים צבורים בחברת הבת של השותפות בארה"ב, אשר הקטינו את חבות המס. תשלומי המיסים בתזרים המהוון אינם משכללים מימון והוצאות מטה אשר ניתנים לקיזוז כנגד הכנסה חייבת ועשויים להקטין את חבות המס בפועל.

ז. עלויות הנטישה שנלקחו בחשבון בתזרים הינן עלויות שסופקו למעריך על ידי המפעיל. עלויות אלה אינן כוללת את שווי ניצולת המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה. המעריך אישר כי עלויות התפעול שסופקו על-ידי השותפות הן סבירות.

ח. הכנסות ממכירות נפט וגז טבעי והתמלוגים הנובעים ממכירות נפט שיבוצעו בשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה ללא תלות במועד התקבול ו/או התשלום בפועל.

ט. הוצאות והשקעות המיוחסות לשנה מסוימת נלקחו בחשבון באותה שנה ללא תלות במועד התשלום בפועל.

2.2. בהתאם לדוח המשאבים המעודכן ולחישובי השותפות, התזרים הצפוי המהוון המותנה הנקי לאחר מס הכנסה לחלקה של השותפות בפרויקט (Net contingent cash flow after income taxes), נכון ליום 31 בדצמבר, 2024, מהוון בשיעורים של 0%, 5%, 10%, 15% ו- 20%, במיליוני דולר, הינו:

מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	קטגוריית המשאבים
2.64	2.93	3.32	3.86	4.63	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)
6.04	8.13	11.68	18.27	32.32	האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C)
18.99	26.55	40.11	69.4	159.5	האומדן הגבוה High Estimate (3C)

2.3. בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון של המשאבים המותנים (The estimated net contingent cash flow), המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, נכון ליום 31.12.2024, במיליוני דולר :

סה"כ תזרים מהוון מעתודות 1C ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
רכיבי התזרים														
שנה	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות (MMCF)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
										100% מנכס הנפט)				
2025	103.33	35.50	1,703.11	(382.84)	(133.88)	-	-	1,186.40	(58.30)	1,128.10	1,100.91	1,075.60	1,051.96	1,029.81
2026	74.87	21.87	1,187.89	(267.03)	(133.88)	-	-	786.99	(41.10)	745.89	693.25	646.53	604.82	567.42
2027	59.65	16.10	927.11	(208.40)	(133.88)	-	-	584.83	(32.27)	552.56	489.11	435.41	389.61	350.29
2028	50.12	12.87	770.84	(173.28)	(133.88)	(44.63)	-	419.06	(29.34)	389.72	328.54	279.18	238.95	205.88
2029	43.23	10.73	664.76	(149.43)	(133.88)	-	-	381.45	(25.42)	356.03	285.85	231.86	189.82	156.74
2030	38.19	8.62	586.88	(131.92)	(133.88)	(44.63)	-	276.46	(22.06)	254.40	194.52	150.61	117.94	93.33
2031	34.17	3.25	523.36	(117.65)	(133.88)	-	-	271.84	(19.77)	252.07	183.56	135.66	101.62	77.06
2032	30.94	2.98	473.89	(106.52)	(133.88)	(44.63)	-	188.86	(17.55)	171.31	118.81	83.82	60.06	43.64
2033	28.06	2.73	429.75	(96.60)	(133.88)	-	-	199.27	(16.09)	183.18	121.00	81.48	55.84	38.89
2034	25.66	2.51	393.01	(88.35)	(133.88)	(22.31)	-	148.48	(14.51)	133.98	84.28	54.17	35.51	23.70
2035	23.57	2.31	360.99	(81.15)	(133.88)	-	-	145.97	(13.38)	132.58	79.43	48.74	30.56	19.55
2036	21.74	2.13	332.99	(74.85)	(133.88)	(22.31)	-	101.95	(12.14)	89.81	51.24	30.01	18.00	11.03
2037	19.95	1.96	305.50	(68.67)	(133.88)	-	-	102.95	(11.20)	91.75	49.86	27.87	15.99	9.39
2038	18.35	1.80	281.07	(63.18)	(133.88)	-	-	84.02	(10.24)	73.78	38.18	20.38	11.18	6.29
2039	16.88	1.66	258.60	(58.13)	(133.88)	-	-	66.60	(9.35)	57.24	28.22	14.37	7.54	4.07
ואילך 2040	50.47	3.79	772.59	(173.67)	(473.57)	-	(75.86)	49.49	(27.19)	22.30	13.18	7.43	4.14	2.30
סך הכל	639.18	130.82	9,972.35	(2,241.67)	(2,481.70)	(178.50)	(75.86)	4,994.62	(359.92)	4,634.70	3,859.95	3,323.12	2,933.56	2,639.41

סה"כ תזרים מהוון מעתודות 2C ליוום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
רכיבי התזרים														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
1,272.32	1,299.69	1,328.90	1,360.17	1,393.76	(70.60)	1,464.36	-	-	(133.88)	(463.44)	2,061.68	46.87	124.99	2025
767.91	818.53	874.97	938.20	1,009.44	(53.49)	1,062.93	-	-	(133.88)	(347.04)	1,543.84	35.21	97.13	2026
(471.56)	(524.50)	(586.14)	(658.44)	(743.85)	(50.41)	(693.44)	-	(1,668.98)	(143.92)	(324.61)	1,444.06	37.59	92.58	2027
16.24	18.84	22.02	25.91	30.73	(92.56)	123.29	-	(1,735.91)	(184.08)	(592.49)	2,635.77	51.05	171.19	2028
404.28	489.62	598.05	737.31	918.34	(147.04)	1,065.38	-	(1,668.98)	(224.24)	(857.91)	3,816.50	73.04	247.90	2029
581.22	734.52	937.95	1,211.43	1,584.31	(181.90)	1,766.21	-	(1,481.55)	(264.40)	(1,018.42)	4,530.58	84.64	294.33	2030
541.25	713.74	952.85	1,289.28	1,770.43	(462.53)	2,232.95	-	(1,436.93)	(304.57)	(1,152.47)	5,126.92	93.90	333.13	2031
834.34	1,148.07	1,602.35	2,271.34	3,274.94	(336.76)	3,611.69	-	(89.25)	(334.69)	(1,170.22)	5,205.85	91.45	338.36	2032
584.09	838.66	1,223.72	1,817.23	2,751.18	(284.20)	3,035.38	-	(44.63)	(334.69)	(990.16)	4,404.85	78.48	286.27	2033
387.94	581.25	886.66	1,379.40	2,192.75	(333.00)	2,525.75	-	(111.56)	(334.69)	(861.79)	3,833.79	68.92	249.14	2034
288.67	451.32	719.76	1,173.07	1,957.99	(296.06)	2,254.06	-	(44.63)	(334.69)	(763.60)	3,396.97	61.46	220.74	2035
207.53	338.56	564.48	963.81	1,689.14	(258.01)	1,947.15	-	(89.25)	(334.69)	(687.55)	3,058.64	55.59	198.75	2036
156.95	267.18	465.71	833.03	1,532.94	(233.56)	1,766.51	-	(44.63)	(334.69)	(622.23)	2,768.05	50.49	179.86	2037
113.86	202.25	368.57	690.66	1,334.50	(205.77)	1,540.27	-	(89.25)	(334.69)	(569.56)	2,533.77	46.34	164.64	2038
81.35	150.79	287.28	563.96	1,144.18	(211.26)	1,355.44	-	(120.49)	(334.69)	(525.03)	2,335.64	42.81	151.76	2039
273.96	606.13	1,431.36	3,671.23	10,488.01	(2,375.30)	12,863.31	(227.59)	(966.13)	(3,901.80)	(5,207.54)	23,166.37	418.00	1,505.42	ואילך 2040
6,040.37	8,134.67	11,678.48	18,267.59	32,328.79	(5,592.45)	37,921.24	(227.59)	(9,592.15)	(7,968.26)	(16,154.06)	71,863.28	1,335.82	4,656.18	סך הכל

סה"כ תזרים מהוון מעתודות 3C ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
רכיבי התזרים														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
1,717.87	1,754.82	1,794.26	1,836.48	1,881.83	(93.23)	1,975.06	-	-	(133.88)	(611.53)	2,720.47	67.04	164.81	2025
1,302.71	1,388.59	1,484.33	1,591.61	1,712.46	(86.47)	1,798.93	-	-	(133.88)	(560.46)	2,493.26	63.55	156.69	2026
203.68	226.54	253.17	284.40	321.29	(100.57)	421.86	-	(1,668.98)	(143.92)	(648.01)	2,882.76	69.23	184.98	2027
1,033.99	1,200.08	1,402.10	1,650.02	1,957.28	(182.04)	2,139.32	-	(1,713.60)	(184.08)	(1,170.61)	5,207.61	107.35	338.05	2028
1,671.25	2,024.03	2,472.23	3,047.93	3,796.27	(298.68)	4,094.95	-	(1,668.98)	(224.24)	(1,736.39)	7,724.55	149.78	501.69	2029
1,947.26	2,460.83	3,142.39	4,058.62	5,307.87	(391.81)	5,699.68	-	(1,481.55)	(264.40)	(2,159.02)	9,604.65	185.27	623.82	2030
2,022.04	2,666.44	3,559.72	4,816.57	6,614.06	(476.94)	7,091.00	-	(1,436.93)	(304.57)	(2,561.17)	11,393.65	218.93	740.04	2031
2,096.80	2,885.24	4,026.90	5,708.16	8,230.30	(1,058.22)	9,288.52	-	(89.25)	(334.69)	(2,816.33)	12,528.79	239.83	813.80	2032
1,516.68	2,177.72	3,177.58	4,718.73	7,143.87	(1,612.75)	8,756.63	-	(44.63)	(334.69)	(2,649.16)	11,785.10	225.43	765.49	2033
1,177.97	1,764.93	2,692.32	4,188.50	6,658.20	(1,541.70)	8,199.91	-	(111.56)	(334.69)	(2,507.13)	11,153.29	213.20	724.46	2034
899.63	1,406.50	2,243.07	3,655.77	6,101.91	(1,725.33)	7,827.24	-	(44.63)	(334.69)	(2,379.66)	10,586.22	202.24	687.63	2035
662.10	1,080.15	1,800.91	3,074.90	5,388.99	(1,995.40)	7,384.39	-	(111.56)	(334.69)	(2,270.66)	10,101.30	192.87	656.13	2036
531.39	904.60	1,576.78	2,820.42	5,190.16	(1,879.36)	7,069.52	-	(44.63)	(334.69)	(2,159.94)	9,608.77	183.38	624.14	2037
415.73	738.48	1,345.74	2,521.77	4,872.61	(1,801.95)	6,674.56	-	(111.56)	(334.69)	(2,064.83)	9,185.64	175.22	596.66	2038
337.12	624.88	1,190.48	2,337.06	4,741.49	(1,699.80)	6,441.29	-	(44.63)	(334.69)	(1,977.78)	8,798.37	167.77	571.51	2039
1,459.48	3,244.43	7,946.19	23,096.67	89,633.70	(39,869.75)	129,503.45	(227.59)	(2,782.37)	(11,654.02)	(41,804.38)	185,971.80	3,534.74	12,080.28	ואילך 2040
18,995.70	26,548.26	40,108.16	69,407.61	159,552.29	(54,814.00)	214,366.29	(227.59)	(11,354.83)	(15,720.47)	(70,077.06)	311,746.25	5,995.82	20,230.18	סך הכל

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

אזהרת מידע צופה פני עתיד – נתוני התזרים המהווך כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד, כהגדרת המונח בחוק ניירות ערך, תשכ"ח-1968. הנתונים לעיל מבוססים, על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הנפט והגז שיופקו, קצב ומשך מכירת הנפט והגז, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומכירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין כי כמויות הנפט והגז 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 ו/או תנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגרים בשדות ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

2.4. להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהווך (מחיר הנפט והגז) ליום 31.12.2024 (בדולר) שבוצע על ידי השותפות:

קטגוריה/רגישות	הון 0%	הון 5%	הון 10%	הון 15%	הון 20%	קטגוריה/רגישות	הון 0%	הון 5%	הון 10%	הון 15%	הון 20%
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%					
C1	5,382	4,432	3,788	3,328	2,985	C1	3,887	3,282	2,853	2,536	2,292
C2	35,724	28,981	26,627	25,765	25,434	C2	28,916	22,213	19,872	19,015	18,686
C3	167,834	103,334	85,625	80,466	78,880	C3	151,262	86,913	69,246	64,099	62,516
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
C1	5,755	4,719	4,022	3,527	3,158	C1	3,514	2,995	2,619	2,337	2,119
C2	37,422	30,669	28,312	27,448	27,117	C2	27,200	20,506	18,169	17,313	16,985
C3	171,976	107,437	89,718	84,556	82,969	C3	147,110	82,798	65,141	59,997	58,415
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
C1	6,129	5,007	4,256	3,725	3,331	C1	3,140	2,708	2,386	2,139	1,946
C2	39,120	32,357	29,996	29,131	28,800	C2	25,472	18,788	16,454	15,599	15,272
C3	176,117	111,541	93,811	88,646	87,058	C3	142,949	78,675	61,029	55,888	54,307

להלן טבלה הכוללת את נתוני ההפקה של הנפט בשנת 2024⁴

2024					
רבעון 1	רבעון 2	רבעון 3	רבעון 4 ⁵		
כ-37.1	כ-35.1	כ-33.2	כ-31.9	סך הכל תפוקה בתקופה [באלפי חביות] – עבור ה-100% ⁶	
כ-8.3	כ-7.8	כ-7.4	כ-7.1	סך הכל תפוקה בתקופה [באלפי חביות] - המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח	
כ-79.7	כ-88.1	כ-78.5	כ-74.2	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב)	
כ-17.8	כ-19.7	כ-17.6	כ-16.6	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)
כ-3.9	כ-4.4	-	-	שותף כללי	
כ-8.8	כ-7.3	כ-10.7	כ-9.4	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית) : (bbl/דולר ארה"ב) ⁷	
כ-49.2	כ-56.7	כ-50.2	כ-48.2	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב)	
כ-0.74	כ-0.7	כ-0.66	כ-0.64	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בנכס (ב-%)	

⁴ הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגל עד שתי ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

⁵ הנתונים אינם סופיים ו/או סקורים ואינם מבוקרים וייתכן שהיו פערים בין המידע בדוח זה לבין המספריים הסופיים.

⁶ נתוני ההפקה אינם כוללים גז טבעי. נכון למועד הדוח היקף המכירות זניח. במהלך שנת 2024 נמכרו כ-3 אלף יחידות גז טבעי (חלק השותפות) בתמורה לכ-6 אלפי דולר.

⁷ עלויות הפקה ממוצעות כוללות, בין היתר, מיסי הפקה.

"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 בקרבתו.

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

"מערכת לניהול משאבי 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 שתתקן מעת לעת.

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

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

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

"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.

"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 1C,2C,3C" ; "מוצדק לפיתוח (Justified for Development)" ; "הצדקת פיתוח בבחינה (Approved for Development)" ; "תוכנית פיתוח הושעתה או בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי (Pending Development)" ; "נטישת באר (Abandonment Well)" ; "פיתוח אינו מעשי (Development not Viable)" ; "קונדנסט (Condensate)" ; "קידוח יבש (Dry Hole)" ; "רזרבות (עתודות) בקטגוריה 1P/2P/3P" - כמשמעות מונחים אלה במערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS).

ראו:

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

"MMSTB" - מיליוני חביות נפט בתנאים סטנדרטים על פני הקרקע (Millions of stock tank barrels).

"BCF" - מיליארדי רגל מעוקב (Billions of cubic feet). מידת נפח גז בתנאים סטנדרטיים.

5.

השוואה בין נתוני דוח המשאבים לדוח הקודם והסבר על הפערים

- א. לא קיימים שינויים ו/או פערים בכמויות המשאבים ביחס לדוח הקודם.
- ב. בדוח המשאבים עודכנו נתוני תזרים המזומנים המהוון כמפורט בסעיף 2 לעיל בהתאם לעקומת מחיר הברנט העתידי נכון ליום 31.12.2024 (CME) מותאם לתנאים המקומיים.
- ג. כמו כן לאור עדכון הסכם השותפות וביטול תמלוג העל לשותף הכללי, דוח זה אינו כולל תמלוג על לשותף הכללי כאמור.

6.

חוות דעת של מעריך המשאבים

מצורף בזה כנספח דוח המשאבים הכולל את הסכמת המעריך להכללתו בדוח זה.

7.

הצהרת הנהלה

א. תאריך ההצהרה: 2.2.2025 ;

- ב. ציון שם התאגיד המדווח: מודיעין-אנרגיה, שותפות מוגבלת ;
- ג. שם הנושא בתפקיד להערכת המשאבים: יהונתן שוחט, מנכ"ל השותף הכללי בשותפות ;
- ד. הריני לאשר כי, למיטב ידיעתי, נמסרו למעריך כל הנתונים הרלוונטיים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- ה. הריני לאשר, כי לא בא לידיעתי כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
- ו. הריני לאשר, כי למיטב ידיעתי המשאבים המותנים שדווחו ע"י המעריך הינם האומדנים הרלוונטיים, הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
- ז. הריני לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Resources Management System (2007) Petroleum כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת פרסום הדוח ;
- ח. הריני לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר המשאבים בפרויקט, האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
- ט. הריני מסכים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

יהונתן שוחט
מנכ"ל השותף הכללי

השותפים בפרויקט ושיעור אחזקותיהם הינם כדלקמן:

22.3125% – השותפות
33.75% – Grapevine Energy LLC
10.7344% – BYLO Grapevine Holdings LLC
25% – California Resources Production Corporation
3.5156% – California Resources Petroleum Corporation
4.6875% – FGE Oil, LLC

בכבוד רב,

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

נספח א'

February 2, 2025

Mr. Yehonatan Shohat -CEO
Modiin Energy Limited Partnership and
Modiin Energy Management (1992) LTD
3 Azrieli Center, Triangle Tower, 45th Floor
Tel Aviv, 67023

**Re: Resource Evaluation – Grapevine Project, Southern San Joaquin Valley,
Kern County, California**

Dear Mr. Shohat:

This letter of February 2, 2025 relates to Petrotech's estimated gross (100%) contingent resources as of December 31, 2024 for the Grapevine project area of the Grapevine prospect located in the Southern San Joaquin Valley, Kern County, California, United States of America. All data used in or generated for this report are available for inspection and review only by parties authorized in our office or authorized by Modiin Energy Limited Partnership and Modiin Energy Management (1992) Ltd (Modiin).

This report has been prepared for use by Modiin in filing with the Israel Securities Authority (ISA); in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

Since the date of the original report additional geologic interpretations have been developed based on a second inversion reprocessing of seismic data. The additional information resulted in the delineation of an additional reservoir volume adjacently above the Upper Stevens zone in a portion of the Bordeaux block ("Upper+ Stevens). The third well, "North Chardonnay" 2-35 started commercial production in June 2019 which provides sufficient technical basis to maintain the existing resources classified as Contingent (this well was temporarily abandoned in November 2022). Further evaluation of the three wells combined with other relevant information may result in a portion of the resources to be classified as reserves.

In addition to general technical information available for this area of the southern San Joaquin valley this resource evaluation used data obtained from three wells drilled in the Grapevine project area. The data include, but not limited to, electric logs, production data, pressure build-up data, geologic maps based on reinterpreted seismic surveys, and property ownership interests. All necessary data to prepare the estimated was provided without any limitation to access to any material believed to be relevant. The contingent resources identified in this report have been estimated using probabilistic methods and have not been risked relative to commercial success.

The subject resources were evaluated as two distinct main zones, Upper Stevens and Lower Stevens Zones. These zones were adopted for evaluation after the drilling of the last well and the reinterpreted seismic data.

Contingent resources are defined as those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. The contingent resources identified in this report are sub-classified as development pending and these resources are contingent upon approval of a development plan by the partners.

Once a development plan is approved some portion of the contingent resources may be reclassified in the future as reserves.

Contingent Resources:

The estimated gross (100%) contingent resources for the Grapevine project in the Upper and Lower Stevens zones, as of December 31, 2024, are as follows:

Upper Stevens Zone: Un-Risked Gross (100%) Contingent Resources

	Oil	Gas	Bbls Oil Equivalent*
<u>Category</u>	<u>(MMSTB)</u>	<u>(BCF)</u>	<u>(MMSTB)</u>
Low Estimate (1C)	1.333	0.400	1.400
Best Estimate (2C)	5.137	1.541	5.394
High Estimate (3C)	19.849	5.943	20.839

*Gas converted to BOE using ratio of 6 BCF = 1 MMSTB

Lower Stevens Zone: Un-Risked Gross (100%) Contingent Resources

	Oil	Gas	Bbls Oil Equivalent*
<u>Category</u>	<u>(MMSTB)</u>	<u>(BCF)</u>	<u>(MMSTB)</u>
Low Estimate (1C)	0.071	0.021	0.074
Best Estimate (2C)	0.285	0.085	0.299
High Estimate (3C)	1.146	0.343	1.203

*Gas converted to BOE using ratio of 6 BCF = 1 MMSTB

Total Stevens: Un-Risked Gross (100%) Contingent Resources

	Oil	Gas	Bbls Oil Equivalent*
<u>Category</u>	<u>(MMSTB)</u>	<u>(BCF)</u>	<u>(MMSTB)</u>
Low Estimate (1C)	1.404	0.421	1.474
Best Estimate (2C)	5.421	1.626	5.692
High Estimate (3C)	20.995	6.286	22.043

*Gas converted to BOE using ratio of 6 BCF = 1 MMSTB

Forty Years of Excellence 1984 - 2025

4520 California Ave., Suite 310 • Bakersfield, CA 93309 • Tel 661.635.0465 Fax 661.635.0468
www.PetrotechResources.com

The estimated gross (100%) contingent resources and the net revenue interest contingent resources to Modiin's interest is as follows:

<u>Category</u>	<u>Contingent Oil Resources (MMSTB)</u>		<u>Contingent Gas Resources (BCF)</u>		<u>Contingent Resources (BOE)</u>	
	<u>Gross</u> <u>(100%)</u>	<u>Working</u> <u>Interest</u>	<u>Gross</u> <u>(100%)</u>	<u>Working</u> <u>Interest</u>	<u>Gross</u> <u>(100%)</u>	<u>Working</u> <u>Interest</u>
Low Estimate (1C)	1.404	0.245	0.421	0.073	1.474	0.257
Best Estimate (2C)	5.421	0.944	1.626	0.283	5.692	0.992
High Estimate (3C)	20.995	3.658	6.286	1.095	22.043	3.840

*Gas converted to BOE using ratio of 6 BCF = 1 MMSTB. Working Interest volumes are before royalty.

An economic analysis was made on a portion of the resources based on the performance of the three existing wells plus five additional offsets. The oil price is based on the December 31, 2024 Brent forward curve (CME) and takes into account all local conditions. The forecast is held flat after year four. The gas price is based on the existing local sale price of \$1.80/Mcf and is held constant. Prices used in the report are as follows:

<u>Calendar</u> <u>Year</u>	<u>Oil Price</u> <u>(\$/Barrel)</u>	<u>Gas Price</u> <u>(\$/MMBtu)</u>
2025	73.249	1.800
2026	70.583	1.800
2027	69.173	1.800
2028	68.469	1.800
Thereafter	68.469	1.800

Projected operating costs are based on actual realized operating expenses for the three existing wells as provided by the Operator, Grapevine Energy LLC.

Projected capital costs as provided by the Operator are included for new wells, recompletions, stimulations, workovers, and facilities and where applicable based on actual realized expenses for the existing wells. The expenses (operating, capital, and abandonment) appear reasonable based upon knowledge of similar operations in the area.

The estimated net contingent cash flow before income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent to Modiin's interest in these properties as of December 31, 2024 is:

<u>Category</u>	<u>Net Contingent Cash Flow Before Income Taxes (MM\$)</u>				
	<u>Discounted</u> <u>at 0%</u>	<u>Discounted</u> <u>at 5%</u>	<u>Discounted</u> <u>at 10%</u>	<u>Discounted</u> <u>at 15%</u>	<u>Discounted</u> <u>at 20%</u>
Low Estimate (1C)	4.649	3.870	3.330	2.939	2.644
Best Estimate (2C)	35.413	19.776	12.503	8.627	6.356
High Estimate (3C)	203.477	84.906	46.581	29.711	20.747

All resource estimates are functions of engineering data, judgement, and interpretation and should be accepted with the understanding that events subsequent to the effective

Forty Years of Excellence 1984 - 2025

4520 California Ave., Suite 310 • Bakersfield, CA 93309 • Tel 661.635.0465 Fax 661.635.0468
www.PetrotechResources.com

date could necessitate revisions. The estimates of resources in this report were based upon a detailed study of the subject property and sound engineering practices. The accuracy of resource evaluation is subject to uncertainty and the estimates in this report were prepared using sound petroleum engineering principles based on a technical analysis of the available data. Additional information available after the effective date of this resource evaluation may justify revisions.

The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). The relevant definitions as contained in PRMS are attached to this document.

Petrotech has obtained certain data, and been furnished certain data, required for this report and has accepted some or all of that data with in-depth independent verification. The technical data includes, but is not limited to, well logs, geologic maps, petro physical data, and seismic data. Petrotech was also provided access to various technical personnel associated with the specific project. The primary author of this report has made several physical inspections of the subject area over the past few decades.

All data used in or generated for this report are available for inspection and review only by parties authorized in our office or authorized by Modiin. We hereby grant permission to Modiin to use this report in public reports to be filed with the Israel Security Authority (ISA) and the Tel Aviv Stock Exchange (TASE); in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purposes.

Neither Petrotech nor any of its staff have any personal, corporate, or fiduciary interest in the subject property, Modiin Energy-Limited Partnership or Modiin Energy Management (1992) Ltd. Neither the employment to make this study nor the compensation is contingent on Petrotech's conclusions or estimates of resources associated with the subject property.

Sincerely,


Bradford A. DeWitt,
P.E., P1804 State of California



Forty Years of Excellence 1984 - 2025

4520 California Ave., Suite 310 • Bakersfield, CA 93309 • Tel 661.635.0465 Fax 661.635.0468
www.PetrotechResources.com

Table 1

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES
GRAPEVINE PROJECT, KERN COUNTY, CALIFORNIA
MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Gross Production		Working Interest Revenue			Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)	Future Net Cash Flow Before Taxes Discounted at 0% (M\$)
	Oil Mbbbl	Gas MMcf	Oil (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)					
2025	103.3	35.5	1,688.9	14.3	1,703.1	382.8	0.0	0.0	133.9	1,186.4
2026	74.9	21.9	1,179.1	8.8	1,187.9	267.0	0.0	0.0	133.9	787.0
2027	59.6	16.1	920.6	6.5	927.1	208.4	0.0	0.0	133.9	584.8
2028	50.1	12.9	765.7	5.2	770.8	173.3	44.6	0.0	133.9	419.1
2029	43.2	10.7	660.5	4.3	664.8	149.4	0.0	0.0	133.9	381.5
2030	38.2	8.6	583.4	3.5	586.9	131.9	44.6	0.0	133.9	276.5
2031	34.2	3.2	522.1	1.3	523.4	117.6	0.0	0.0	133.9	271.8
2032	30.9	3.0	472.7	1.2	473.9	106.5	44.6	0.0	133.9	188.9
2033	28.1	2.7	428.7	1.1	429.8	96.6	0.0	0.0	133.9	199.3
2034	25.7	2.5	392.0	1.0	393.0	88.3	22.3	0.0	133.9	148.5
2035	23.6	2.3	360.1	0.9	361.0	81.1	0.0	0.0	133.9	146.0
2036	21.7	2.1	332.1	0.9	333.0	74.9	22.3	0.0	133.9	102.0
2037	19.9	2.0	304.7	0.8	305.5	68.7	0.0	0.0	133.9	102.9
2038	18.4	1.8	280.3	0.7	281.1	63.2	0.0	0.0	133.9	84.0
2039	16.9	1.7	257.9	0.7	258.6	58.1	0.0	0.0	133.9	66.6
Subtotal	588.7	127.0	9,148.7	51.0	9,199.8	2,068.0	178.5	0.0	2,008.1	4,945.1
Remainder	50.5	3.8	771.1	1.5	772.6	173.7	0.0	75.9	473.6	49.5
Total	639.2	130.8	9,919.8	52.5	9,972.4	2,241.7	178.5	75.9	2,481.7	4,994.6
Ult	1,404.0	421.0								

Period Ending	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Future Net Cash Flow Before Income Taxes				
			Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
2025	18.7	39.6	1,128.1	1,100.9	1,075.6	1,052.0	1,029.8
2026	13.5	27.6	745.9	693.3	646.5	604.8	567.4
2027	10.7	21.6	552.6	489.1	435.4	389.6	350.3
2028	9.0	17.9	392.1	330.6	280.9	240.4	207.2
2029	7.7	15.5	358.2	287.6	233.3	191.0	157.7
2030	6.8	13.6	256.0	195.7	151.5	118.7	93.9
2031	6.0	12.2	253.6	184.7	136.5	102.3	77.5
2032	5.5	11.0	172.4	119.6	84.3	60.4	43.9
2033	5.0	10.0	184.3	121.8	82.0	56.2	39.1
2034	4.5	9.1	134.8	84.8	54.5	35.7	23.9
2035	4.2	8.4	133.4	79.9	49.0	30.8	19.7
2036	3.8	7.7	90.4	51.6	30.2	18.1	11.1
2037	3.5	7.1	92.3	50.2	28.0	16.1	9.5
2038	3.2	6.5	74.2	38.4	20.5	11.3	6.3
2039	3.0	6.0	57.6	28.4	14.5	7.6	4.1
Subtotal	105.2	214.0	4,626.0	3,856.5	3,322.9	2,934.9	2,641.4
Remainder	8.9	18.0	22.6	13.3	7.5	4.2	2.3
Total	114.1	231.9	4,648.6	3,869.8	3,330.4	2,939.1	2,643.7

All estimates and exhibits herein are part of this PRC report and are subject to its parameters and conditions.

*Includes prior recovered volumes

Forty Years of Excellence 1984 - 2025

4520 California Ave., Suite 310 • Bakersfield, CA 93309 • Tel 661.635.0465 Fax 661.635.0468
www.PetrotechResources.com

Table 2

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES
GRAPEVINE PROJECT, KERN COUNTY, CALIFORNIA
MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP
AS OF DECEMBER 31, 2024

Period Ending	Gross Production		Working Interest Revenue			Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)	Future Net Cash Flow Before Taxes Discounted at 0% (M\$)
	Oil Mbbl	Gas MMcf	Oil (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)					
2025	125.0	46.9	2,042.9	18.8	2,061.7	463.4	0.0	0.0	133.9	1,464.4
2026	97.1	35.2	1,529.7	14.1	1,543.8	347.0	0.0	0.0	133.9	1,062.9
2027	92.6	37.6	1,429.0	15.1	1,444.1	324.6	1,669.0	0.0	143.9	-693.4
2028	171.2	51.0	2,615.3	20.5	2,635.8	592.5	1,735.9	0.0	184.1	123.3
2029	247.9	73.0	3,787.2	29.3	3,816.5	857.9	1,669.0	0.0	224.2	1,065.4
2030	294.3	84.6	4,496.6	34.0	4,530.6	1,018.4	1,481.6	0.0	264.4	1,766.2
2031	333.1	93.9	5,089.2	37.7	5,126.9	1,152.5	1,436.9	0.0	304.6	2,233.0
2032	338.4	91.5	5,169.1	36.7	5,205.8	1,170.2	89.3	0.0	334.7	3,611.7
2033	286.3	78.5	4,373.3	31.5	4,404.9	990.2	44.6	0.0	334.7	3,035.4
2034	249.1	68.9	3,806.1	27.7	3,833.8	861.8	111.6	0.0	334.7	2,525.7
2035	220.7	61.5	3,372.3	24.7	3,397.0	763.6	44.6	0.0	334.7	2,254.1
2036	198.7	55.6	3,036.3	22.3	3,058.6	687.5	89.3	0.0	334.7	1,947.2
2037	179.9	50.5	2,747.8	20.3	2,768.0	622.2	44.6	0.0	334.7	1,766.5
2038	164.6	46.3	2,515.2	18.6	2,533.8	569.6	89.3	0.0	334.7	1,540.3
2039	151.8	42.8	2,318.4	17.2	2,335.6	525.0	120.5	0.0	334.7	1,355.4
Subtotal	3,150.8	917.8	48,328.3	368.6	48,696.9	10,946.5	8,626.0	0.0	4,066.5	25,057.9
Remainder	1,505.4	418.0	22,998.5	167.9	23,166.4	5,207.5	966.1	227.6	3,901.8	12,863.3
Total	4,656.2	1,335.8	71,326.8	536.5	71,863.3	16,154.1	9,592.1	227.6	7,968.3	37,921.2
Ult	5,421.0	1,626.0								

Period Ending	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Future Net Cash Flow Before Income Taxes				
			Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
2025	22.7	47.9	1,393.8	1,360.2	1,328.9	1,299.7	1,272.3
2026	17.6	35.9	1,009.4	938.2	875.0	818.5	767.9
2027	16.8	33.6	-743.9	-658.4	-586.1	-524.5	-471.6
2028	30.8	61.3	31.2	26.3	22.3	19.1	16.5
2029	44.6	88.8	932.0	748.3	607.0	496.9	410.3
2030	52.9	105.4	1,607.9	1,229.5	951.9	745.5	589.9
2031	59.8	119.2	2,053.9	1,495.7	1,105.4	828.0	627.9
2032	60.7	121.1	3,429.9	2,378.8	1,678.2	1,202.4	873.8
2033	51.4	102.4	2,881.6	1,903.3	1,281.7	878.4	611.8
2034	44.7	89.2	2,391.9	1,504.7	967.2	634.0	423.2
2035	39.6	79.0	2,135.4	1,279.4	785.0	492.2	314.8
2036	35.7	71.1	1,840.3	1,050.1	615.0	368.9	226.1
2037	32.3	64.4	1,669.8	907.4	507.3	291.0	171.0
2038	29.6	58.9	1,451.8	751.4	401.0	220.0	123.9
2039	27.3	54.3	1,273.9	627.9	319.8	167.9	90.6
Subtotal	566.5	1,132.5	23,359.0	15,542.7	10,859.5	7,938.1	6,048.4
Remainder	270.3	538.8	12,054.2	4,233.4	1,643.0	689.3	308.0
Total	836.8	1,671.3	35,413.2	19,776.1	12,502.5	8,627.5	6,356.4

All estimates and exhibits herein are part of this PRC report and are subject to its parameters and conditions.

*Includes prior recovered volumes

Forty Years of Excellence 1984 - 2025

4520 California Ave., Suite 310 • Bakersfield, CA 93309 • Tel 661.635.0465 Fax 661.635.0468
www.PetrotechResources.com

Table 3

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES
GRAPEVINE PROJECT, KERN COUNTY, CALIFORNIA
MODIIN ENERGY LIMITED PARTNERSHIP
AS OF DECEMBER 31, 2024

	Gross Production		Working Interest Revenue				Net Capital	Net Abandonment	Net Operating	Future Net Cash
Period	Oil	Gas	Oil	Gas	Total	Royalties	Costs	Costs	Expenses	Flow Before Taxes
Ending	Mbbl	MMcf	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	(M\$)	Discounted at 0%
										(M\$)
2025	164.8	67.0	2,693.5	26.9	2,720.5	611.5	0.0	0.0	133.9	1,975.1
2026	156.7	63.6	2,467.7	25.5	2,493.3	560.5	0.0	0.0	133.9	1,798.9
2027	185.0	69.2	2,855.0	27.8	2,882.8	648.0	1,669.0	0.0	143.9	421.9
2028	338.1	107.3	5,164.5	43.1	5,207.6	1,170.6	1,713.6	0.0	184.1	2,139.3
2029	501.7	149.8	7,664.4	60.2	7,724.6	1,736.4	1,669.0	0.0	224.2	4,094.9
2030	623.8	185.3	9,530.2	74.4	9,604.7	2,159.0	1,481.6	0.0	264.4	5,699.7
2031	740.0	218.9	11,305.7	87.9	11,393.7	2,561.2	1,436.9	0.0	304.6	7,091.0
2032	813.8	239.8	12,432.5	96.3	12,528.8	2,816.3	89.3	0.0	334.7	9,288.5
2033	765.5	225.4	11,694.6	90.5	11,785.1	2,649.2	44.6	0.0	334.7	8,756.6
2034	724.5	213.2	11,067.7	85.6	11,153.3	2,507.1	111.6	0.0	334.7	8,199.9
2035	687.6	202.2	10,505.0	81.2	10,586.2	2,379.7	44.6	0.0	334.7	7,827.2
2036	656.1	192.9	10,023.8	77.5	10,101.3	2,270.7	111.6	0.0	334.7	7,384.4
2037	624.1	183.4	9,535.1	73.6	9,608.8	2,159.9	44.6	0.0	334.7	7,069.5
2038	596.7	175.2	9,115.3	70.4	9,185.6	2,064.8	111.6	0.0	334.7	6,674.6
2039	571.5	167.8	8,731.0	67.4	8,798.4	1,977.8	44.6	0.0	334.7	6,441.3
Subtotal	8,149.9	2,461.1	124,786.0	988.4	125,774.4	28,272.7	8,572.5	0.0	4,066.5	84,862.8
Remainder	12,080.3	3,534.7	184,552.2	1,419.6	185,971.8	41,804.4	2,782.4	227.6	11,654.0	129,503.4
Total	20,230.2	5,995.8	309,338.2	2,408.1	311,746.2	70,077.1	11,354.8	227.6	15,720.5	214,366.3
Ult	20,995.0	6,286.0								

Period Ending			Future Net Cash Flow Before Income Taxes				
	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
2025	30.0	63.3	1,881.8	1,836.5	1,794.3	1,754.8	1,717.9
2026	28.5	58.0	1,712.5	1,591.6	1,484.3	1,388.6	1,302.7
2027	33.5	67.0	321.3	284.4	253.2	226.5	203.7
2028	60.9	121.1	1,957.3	1,650.0	1,402.1	1,200.1	1,034.0
2029	90.3	179.6	3,825.0	3,071.0	2,491.0	2,039.4	1,683.9
2030	112.2	223.4	5,364.1	4,101.6	3,175.7	2,486.9	1,967.9
2031	133.1	265.0	6,692.9	4,874.0	3,602.2	2,698.2	2,046.1
2032	146.4	291.4	8,850.8	6,138.5	4,330.5	3,102.8	2,254.9
2033	137.7	274.1	8,344.9	5,512.0	3,711.8	2,543.8	1,771.7
2034	130.3	259.4	7,810.2	4,913.2	3,158.2	2,070.3	1,381.8
2035	123.7	246.2	7,457.4	4,467.9	2,741.3	1,718.9	1,099.5
2036	118.0	234.9	7,031.5	4,012.1	2,349.8	1,409.4	863.9
2037	112.2	223.5	6,733.8	3,659.3	2,045.7	1,173.6	689.4
2038	107.3	213.6	6,353.6	3,288.3	1,754.8	962.9	542.1
2039	102.8	204.6	6,133.9	3,023.4	1,540.1	808.4	436.1
Subtotal	1,466.8	2,925.1	80,471.0	52,423.7	35,834.8	25,584.7	18,995.5
Remainder	2,172.2	4,325.0	123,006.3	32,482.4	10,746.3	4,126.0	1,751.0
Total	3,638.9	7,250.1	203,477.3	84,906.1	46,581.2	29,710.7	20,746.6

All estimates and exhibits herein are part of this PRC report and are subject to its parameters and conditions.

*Includes prior recovered volumes

Forty Years of Excellence 1984 - 2025

4520 California Ave., Suite 310 • Bakersfield, CA 93309 • Tel 661.635.0465 Fax 661.635.0468
www.PetrotechResources.com

