



מודיעין-אנרגיה – שותפות מוגבלת

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

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

ג.א.נ.,

הנדון: דוח הערכת עתודות מוכחות מפותחות ומפיקות ונתוני תזרים מהוון בפרויקט Cassini, קליפורניה, ארה"ב (להלן: "הפרויקט")

בהמשך לדוח המידי של השותפות מיום 19.6.2024 (אסמכתא 2024-01-061900) בדבר דוח הערכת עתודות מוכחות (Proved Reserves) ונתוני תזרים מהוון, המשקף את חלקה של השותפות בפרויקט, נכון ליום 30.4.2024 (להלן: "דוח המשאבים הקודם"), ביום 2.2.2025 קיבלה השותפות דוח הערכת עתודות מוכחות מפותחות מפיקות (Proved Developed Producing) ונתוני תזרים מהוון מעודכן, המשקף את חלקה של השותפות בפרויקט, נכון ליום 31.12.2024¹ ("הדוח המעודכן" או "הדוח"). הדוח הוכן על ידי חברת Petrotech Resources Company, Inc., מעריך עתודות מומחה, מוסמך ובלתי תלוי (להלן: "המעריך"), על פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

1. נתוני כמויות

בדוח הוערכו העתודות המוכחות מפותחות מפיקות (Proved Developed Producing) וההכנסות העתידיות, נכון ל- 31.12.2024, ביחס לזכויות של השותפות בפרויקט 35.625% (מתוך 100%). בדוח צוין כי הוא נערך תוך שימוש בפרמטרים של מחיר ועלות שנקבעו על ידי השותפות.

על פי דוח העתודות, העתודות המוכחות מפותחות מפיקות (Proved Developed Producing) בפרויקט, נכון ליום 31.12.2024, מסווגות מוערכות כמפורט להלן:

חלקה של השותפות בנכס הנפט *			סה"כ בנכס הנפט (Gross)			קטגוריית עתודות ²
שווה ערך של חביות נפט (BOE)** MSTB	גז MMCF	נפט MSTB	שווה ערך של חביות נפט (BOE)** MSTB	גז MMCF	נפט MSTB	
194.652	984.270	30.607	658.302	3,328.75	103.51	עתודות מוכחות מפותחות מפיקות (Proved Developed Producing Reserve)

* לאחר תמלוגים לבעלי זכויות הנפט.

** בדוח צוין כי ההמרה ליחידות שוות אנרגיה נערכה לפי היחס הבא:

6 MCCF of gas = 1 MSTB of barrel of Oil Equivalent

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

העתודות המוכחות מפותחות מפיקות (Proved Developed Producing) סווגו בשלב בשלות "בהפקה" (on production).

בדוח ציין המעריך, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן:

א. הערכות, כמקובל בהערכת עתודות על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE (PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים.

ב. המעריך ציין כי לא ביצע בחינה פיזית של שטח הפרויקט.

אזהרת מידע צופה פני עתיד – הערכת המעריך בדבר כמויות עתודות הנפט והגז בפרויקט, הינה מידע צופה פני עתיד, כהגדרת המונח בחוק ניירות ערך, תשכ"ח-1968. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים שנעשו בשטח הפרויקט והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של המעריך ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הנפט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות 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 בפרויקט. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט, לרבות כתוצאה מהמשך הפעילות בפרויקט.

2. נתוני תזרים מזומנים מהוון

2.1. בהתאם לדוח העתודות המעודכן ולחישובי השותפות, התזרים הצפוי המהוון המשווער נטו, המהוון בכל אחד משיעורי ההיוון הבאים: 0%, 5%, 10%, 15% ו- 20% ביחס לחלקה של השתתפות בפרויקט, נכון ליום 31.12.2024, מוערכות כמפורט להלן:

תזרים מזומנים צפוי לפני מס חברות (באלפי דולר ארה"ב) ³					קטגוריית עתודות
מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 1%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%	
3,462.0	2,040.3	1,436.5	1,122.3	933.5	עתודות מוכחות מפותחות מפיקות (Proved Developed Producing Reserve)

2.2. הנחות עיקריות ששימשו בחישוב התזרים המהוון:

א. בדוח העתודות צוין כי מחירי הנפט בהם נעשה שימוש בדוח מבוססים על מחיר ה-CESU⁴ הממוצע ליום 31.12.2024. מחירים אלו לוקחים בחשבון גורמים משתנים (איכות הנפט, עלויות הובלה, התאמה לכמויות מכירה) וכי המחירים נשאים קבועים לאחר 4 שנים. מחירי הגז בהם נעשה שימוש מבוססים על SoCal Border bidweek average, לוקחים בחשבון את ה-BTU וכמויות הגז שנמכר. המחירים בהם נעשה שימוש הם כדלקמן:

שנה	מחיר נפט (\$/Barrel)	מחיר גז (\$/MMBtu)
2025	74.280	3.020
2026	71.121	3.399
2027	69.302	3.333
2028	68.223	3.221
לאחר מכן	68.223	3.221

ב. עלויות התפעול שנלקחו בחשבון מבוססות על מידע שנמסר על ידי מפעילת הפרויקט

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

² הסכומים בטבלה עשויים לא להסתכם עקב הפרשי עיגול.

³ סיכומים עשויים שלא להסתכם כתוצאה מעיגולים.

⁴ מחיר הנפט אשר מקבלות חברות הנפט הגדולות בקליפורניה (Chevron / ExxonMobil / Shell / Unocal) מבתי הזיקוק עבור הנפט שהם מוכרות.

וכוללות את כל העלויות הנדרשות לשמירה על ההפקה בקשר עם טיפול בנפט, בגז ובמים וכן תקורות ברמת השדה. עלויות התפעול אינן מותאמות לשינויים באינפלציה.

ג. ההשקעות ההוניות שנלקחו בחשבון סופקו על ידי השותפות והן מבוססות על הרשאות להוצאות ועלויות בפועל מהפעילות האחרונה. עלויות הפיתוח כוללות, עלויות תחזוקה של בארות (Workover) ומתקנים. עלויות אלו אינן מותאמות לשינויים באינפלציה ואינן כוללות שווי ניצולת המתקנים בעת נטישה עתידית.

ד. בחישוב התזרים המהווך נלקח בחשבון שיעור תמלוגים ממוצע לצדדים שלישיים (בעלי זכויות הנפט ("Mineral Rights")) בשיעור של כ- 17.0% ומיסוי הפקה בשיעור של כ- 4% מההכנסות.

ה. עלויות הנטישה שנלקחו בחשבון בתזרים, הינן עלויות שסופקו למעריך על ידי השותפות ומבוססות על פעולות נטישה שבוצעה לאחרונה בקידוח אחר של השותפות בקליפורניה. עלויות נטישה בתזרים נכללו בתום תקופת ההפקה של באר. עלויות אלה אינן כוללות את שווי ניצולת המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.

ו. יצוין, כי התזרים אשר מיוחס לחלקה של השותפות מתחשב בהפסדים המשוערים לצרכי מס של נכס הנפט שנבעו בשנים קודמות (יובהר כי נכס הנפט אינו נישום למס) ועל כן לא קיימים תשלומי מס בתזרים. יצוין כי, שיעור מס הכנסה פדראלי בארה"ב הינו 21% ושיעור מס הכנסה מדינתי בקליפורניה הינו 8.84%.

2.3. בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכות התזרים המהווך נכון ליום 31.12.2024, באלפי דולר (לפני ולאחר מיסים), המיוחס לחלק השותפות, מהעתודות של הפרויקט בעיני מחזיקי הזכויות ההוניות:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות ומפותחות (Proved Developed Reserves) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)														
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%										
257.6	263.2	269.1	275.4	282.2	(16.6)	298.8	-	-	(34.2)	(68.2)	401.2	211.3	6.6	2025
201.4	214.7	229.5	246.0	264.7	(16.0)	280.7	-	-	(48.8)	(67.5)	397.0	198.6	6.2	2026
65.8	73.2	81.8	91.9	103.8	(14.1)	117.9	-	(121.9)	(46.3)	(58.6)	344.6	176.3	5.5	2027
118.0	136.9	160.0	188.3	223.3	(13.9)	237.2	-	-	(41.8)	(57.1)	336.1	176.6	5.5	2028
31.1	37.7	46.1	56.8	70.7	(12.3)	83.0	-	(121.9)	(42.0)	(50.6)	297.5	156.3	4.9	2029
72.1	91.1	116.4	150.3	196.6	(12.3)	208.9	-	-	(37.8)	(50.5)	297.2	156.2	4.9	2030
14.7	19.4	26.0	35.1	48.2	(10.9)	59.1	-	(121.9)	(38.0)	(44.8)	263.8	138.6	4.3	2031
44.4	61.0	85.2	120.7	174.1	(10.9)	185.0	-	-	(34.4)	(44.9)	264.3	138.9	4.3	2032
6.0	8.6	12.5	18.5	28.1	(9.7)	37.7	-	(121.9)	(34.5)	(39.8)	233.9	122.9	3.8	2033
27.1	40.6	61.9	96.3	153.1	(9.7)	162.8	-	-	(31.2)	(39.7)	233.7	122.8	3.8	2034
20.9	32.7	52.2	85.0	142.0	(9.1)	151.0	-	-	(31.3)	(37.4)	219.7	115.4	3.6	2035
16.4	26.8	44.6	76.2	133.5	(8.6)	142.0	-	-	(29.9)	(35.2)	207.1	108.8	3.4	2036
12.8	21.7	37.8	67.7	124.6	(8.0)	132.6	-	-	(28.5)	(33.0)	194.1	102.0	3.2	2037
10.0	17.7	32.2	60.4	116.8	(7.5)	124.3	-	-	(27.2)	(31.0)	182.5	95.9	3.0	2038
7.8	14.4	27.5	53.9	109.4	(7.1)	116.5		-	(25.9)	(29.2)	171.5	90.1	2.8	2039
27.5	62.6	153.9	417.7	1,291.0	(95.8)	1,386.8	(67.7)	-	(469.5)	(394.1)	2,318.1	1,218.0	37.9	2040 ואילך
933.5	1,122.3	1,436.5	2,040.3	3,462.0	(262.5)	3,724.5	(67.7)	(487.5)	(1,001.2)	(1,081.6)	6,362.6	3,328.8	103.5	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 המהוון 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 שיופקו, קצב ומשך מכירת הנפט מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומכירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין כי כמויות הנפט שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק ו/או תנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגרים בפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

2.4. להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הנפט וכמות מכירות הנפט) ליום 31.12.2024 (באלפי דולר) שבוצע על ידי השותפות:

שווי נוכחי					רגישות/קטגוריה	שווי נוכחי					רגישות/קטגוריה
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%		מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	
קיטון במחיר / כמות הנפט בשיעור של 10%						גידול במחיר / כמות הנפט בשיעור של 10%					
901	1,083	1,386	1,969	3,340	עתודות מוכחות ומפותחות (Proved Developed Reserves)	966	1,162	1,487	2,112	3,584	עתודות מוכחות ומפותחות (Proved Developed Reserves)
קיטון במחיר / כמות הנפט בשיעור של 15%						גידול במחיר / כמות הנפט בשיעור של 15%					
885	1,064	1,361	1,933	3,279	עתודות מוכחות ומפותחות (Proved Developed Reserves)	982	1,181	1,512	2,148	3,645	עתודות מוכחות ומפותחות (Proved Developed Reserves)
קיטון במחיר / כמות הנפט בשיעור של 20%						גידול במחיר / כמות הנפט בשיעור של 20%					
869	1,044	1,336	1,897	3,217	עתודות מוכחות ומפותחות (Proved Developed Reserves)	998	1,201	1,537	2,183	3,707	עתודות מוכחות ומפותחות (Proved Developed Reserves)

3. פירוט בדבר נתוני הפקת נפט מהפריקט לשנת 2024

2024				נפט	
רבעון 1	רבעון 2	רבעון 3	רבעון 4 ⁵		
כ-1.4	כ-1.9	כ-1.8	כ-1.4	סך הכל תפוקה בתקופה [באלפי חביות] – עבור ה-100%	
כ-0.49	כ-0.67	כ-0.64	כ-0.5	סך הכל תפוקה בתקופה [באלפי חביות] – המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח	
כ-82.1	כ-84.9	כ-80.4	כ-75.3	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב)	
כ-14	כ-14.4	כ-13.7	כ-12.8	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-4.1	כ-4.2	-	-	שותף כללי	
כ-13.5	כ-16.6	כ-17.6	כ-14.8	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב)	
כ-50.5	כ-49.7	כ-49.1	כ-47.7	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב)	
כ-1.34	כ-1.82	כ-1.74	כ-1.37	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בנכס (ב-%)	

2024				גז טבעי	
רבעון 1	רבעון 2	רבעון 3	רבעון 4 ⁵		
כ-22	כ-39.77	כ-52.91	כ-20.37	סך הכל תפוקה בתקופה [ב-MMCF] – עבור ה-100%	
כ-7.85	כ-14.17	כ-18.85	כ-62.82	סך הכל תפוקה בתקופה [ב-MMCF] - המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח	
כ-3.1	כ-1.5	כ-2.3	כ-3.1	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח (דולר ל-MCF)	
כ-0.5	כ-0.3	כ-0.4	כ-0.5	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) (דולר ל-MCF)
כ-0.2	כ-0.1	-	-	שותף כללי	
כ-0.5	כ-0.1	כ-0.5	כ-0.6	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (דולר ל-MCF)	
כ-1.9	כ-1	כ-1.4	כ-2	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (דולר ל-MCF)	
כ-1.9	כ-1.14	כ-1.51	כ-1.63	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בנכס (ב-%)	

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

4. **השוואה בין נתוני הדוח לבין נתוני הדוח הקודם**
 הדוח הנוכחי הינו דוח עתודות מוכחות מפותחות ומפיקות מעודכן נכון ליום 31.12.2024. השינויים בכמויות המוערכות בדוח המעודכן לעומת הדוח הקודם נובעים מעדכון תחזית המשאבים כתוצאה מנתוני ההפקה בפועל. כמו כן נעשו שינויים במחירי הנפט והגז בדוח זה לעומת הדוח הקודם. כמו כן לאור עדכון הסכם השותפות וביטול תמלוג העל לשותף הכללי, דוח זה אינו כולל תמלוג על לשותף הכללי כאמור.

5. דוח העתודות מצורף כנספח ב' לדוח זה.

6. **הצהרת הנהלה**
- (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 System (2007) Petroleum KPI 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 את הדוח הקודם.
 - (9) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

יהונתן שוחט
 מנכ"ל השותף הכללי

השותפים בפרויקט ושיעור אחזקותיהם הינם כדלקמן:

השותפות – 35.625%
 35.625% - BL Cassini Holdings LLC
 28.75% - Aera Energy LLC (המפעיל)

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

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

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

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

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

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

"פטרוליום (PETROLEUM)" ; "משאבים מנובאים (מנובאים) (PROSPECTIVE RESOURCES)" ; "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)" ; "רזרבות (עתודות) נמוך (LOW ESTIMATE)" ; "אומדן כמויות הטוב ביותר (BEST)" ; "רזרבות (עתודות) גבוה (HIGH ESTIMATE)" ; "משאבים מותנים בקטגוריית (1C,2C,3C)" ; "רזרבות (עתודות) (ON PRODUCTION)" ; "אושר לפיתוח (APPROVED FOR DEVELOPMENT)" ; "מוצדק לפיתוח (JUSTIFIED FOR DEVELOPMENT)" ; "הצדקת פיתוח בבחינה (DEVELOPMENT UNCLARIFIED OR ON HOLD)" ; "תוכנית פיתוח הושעתה או בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי (PENDING)" ; "נטישת באר (ABANDONMENT WELL)" ; "פיתוח אינו מעשי (DEVELOPMENT NOT VIABLE)" ; קונדנסט (CONDENSATE) ; "קידוח יבש (DRY HOLE)" ; "רזרבות (עתודות) בקטגוריה 1P/2P/3P 1P/2P/3P" – כמשמעות מונחים אלה במערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

"פיתוח" - קידוחו וציודו 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 תזקיקי נפט או כחומר בעירה בתעשיות כבדות (כגון: תעשיות מלט) או כחומר גלם בייצור תזקיק 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.

"BOE" - barrel of oil equivalent – חבית שווה ערך לנפט.

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

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

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

"MMbtu" – מיליון BTU (British Thermal Unit).

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

נספח ב' – דוח העתודות

February 2, 2024

 Mr. Yehonatan Shohat-CEO
 Modiin Energy Limited Partnership
 3 Azrieli Center, Triangle Tower, 45th Floor
 Tel Aviv, 67023

RE: Cassini Cash Flow for the period ended December 31, 2024

Per your request we have estimated the proved reserves and future revenue of Modiin Energy Limited Partnership's (Modiin) net interest in Cassini well 857Z-34 as of December 31, 2024. The well is located in the South Belridge area, Kern County, California, United States of America and is operated by Aera Energy, LLC. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Modiin. 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).

Per PRMS, the Maturity Sub-Class for this report is: On Production.

As of December 31, 2024						
Modiin 35.625% Working Interest						
Aera Energy, LLC Operator						
	Gross			Working Interest ¹		
	Oil (MSTB)	Gas (MMCF)	BOE ² (MSTB)	Oil (MSTB)	Gas (MMCF)	BOE ² (MSTB)
Remaining Reserves:						
Proved Developed Producing	103.510	3,328.750	658.302	30.607	984.270	194.652

¹After mineral rights royalties. ²Conversion to energy-equivalent units: Gas converted to BOE using ratio of 6 MMcf = 1 MSTB
 Totals may not add due to rounding

The cash flow of Modiin's interest in the subject well is summarized as follows:

Working Interest Net Reserves Cash Flow Before Income Taxes (M\$)				
Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
3,462.000	2,040.339	1,436.500	1,122.334	933.509

Working interest revenue shown in this report is Modiin's share of the revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for production taxes, ad valorem taxes, capital costs, royalties to mineral owners and operating expenses but before consideration of State or Federal income taxes. Future net revenue is discounted to present worth at a rate of 10% percent. The resulting estimated discounted future net cash flow may or may not be indicative of fair market value.

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

This report has been prepared using product prices based on December 31, 2024 CESU average market prices for the month adjusted for gravity, then escalated per CESU average market prices for the production month and then adjusted for gravity of the production. The forecast is held flat after year four. This price takes into account local conditions (quality, transportation fees, market differentials). Natural gas prices are based SoCal Border bidweek average, adjusted for BTU, then escalated per SoCal Border bidweek average at volumes and BTU provided monthly. Prices used in the report are as follows:

Calendar Year	Oil Price (\$/Barrel)	Gas Price (\$/MMBtu)
2025	74.280	3.020
2026	71.121	3.399
2027	69.302	3.333
2028	68.223	3.221
Thereafter	68.223	3.221

Operating costs were based on historic costs of the operator and include all costs required to maintain production including field level overhead. Operating costs are not escalated for inflation. The operating costs were reviewed by us for reasonableness; however, we have not conducted an independent verification of the operating cost data used.

Capital costs used in this report were provided by Modiin and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for workovers, facilities, maintenance, and all related equipment. Capital costs are not escalated for inflation and do not include any salvage value upon future abandonment.

The primary author of this report has not made a physical inspection of the subject area.

The estimates shown in this report are for proved reserves. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable. If the reserves are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts.

The reserves in this report have been estimated using deterministic methods in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the Society of Petroleum Engineers and also in accordance with the 2018 Petroleum Resources Management System definitions and guidelines 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.

Information used in the report was obtained from Modiin. Neither Petrotech Resources Company, Inc. nor any of its staff have any personal, corporate, or fiduciary interests in the subject properties or Modiin. Neither the employment to make this study nor the compensation is contingent on Petrotech's estimates of reserves or future revenues associated with the subject interests.

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.

This evaluation was primarily prepared by myself Mr. Bradford A. DeWitt, President, Petrotech Resources Company, Inc., Registered Professional Petroleum Engineer No. P-1804, State of California, with a Master of Science in Petroleum Engineering. I am a member of both the Society of Petroleum Engineers and the Society of Petroleum Evaluation Engineers and am knowledgeable in their professional standards and have been practicing petroleum engineering in California for over thirty-five years.

Sincerely,



Bradford A. DeWitt
California Registered Petroleum Engineer #P1804



Table 1

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
PROVED DEVELOPED PRODUCING RESERVES
CAASSINI 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	6.6	211.3	173.9	227.3	401.2	68.2	0.0	0.0	34.2	298.8
2026	6.2	198.6	156.5	240.5	397.0	67.5	0.0	0.0	48.8	280.7
2027	5.5	176.3	135.3	209.3	344.6	58.6	121.9	0.0	46.3	117.9
2028	5.5	176.6	133.5	202.7	336.1	57.1	0.0	0.0	41.8	237.2
2029	4.9	156.3	118.1	179.4	297.5	50.6	121.9	0.0	42.0	83.0
2030	4.9	156.2	118.0	179.2	297.2	50.5	0.0	0.0	37.8	208.9
2031	4.3	138.6	104.8	159.1	263.8	44.8	121.9	0.0	38.0	59.1
2032	4.3	138.9	105.0	159.4	264.3	44.9	0.0	0.0	34.4	185.0
2033	3.8	122.9	92.9	141.0	233.9	39.8	121.9	0.0	34.5	37.7
2034	3.8	122.8	92.8	140.9	233.7	39.7	0.0	0.0	31.2	162.8
2035	3.6	115.4	87.2	132.5	219.7	37.4	0.0	0.0	31.3	151.0
2036	3.4	108.8	82.2	124.9	207.1	35.2	0.0	0.0	29.9	142.0
2037	3.2	102.0	77.1	117.0	194.1	33.0	0.0	0.0	28.5	132.6
2038	3.0	95.9	72.5	110.0	182.5	31.0	0.0	0.0	27.2	124.3
2039	2.8	90.1	68.1	103.4	171.5	29.2	0.0	0.0	25.9	116.5
Subtotal	65.6	2,110.8	1,617.9	2,426.6	4,044.4	687.6	487.5	0.0	531.7	2,337.7
Remainder	37.9	1,218.0	920.5	1,397.6	2,318.1	394.1	0.0	67.7	469.5	1,386.8
Total	103.5	3,328.8	2,538.4	3,824.2	6,362.6	1,081.6	487.5	67.7	1,001.2	3,724.5
Ult	137.2	3,824.9								

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	8.3	8.3	282.2	275.4	269.1	263.2	257.6
2026	7.8	8.2	264.7	246.0	229.5	214.7	201.4
2027	6.9	7.2	103.8	91.9	81.8	73.2	65.8
2028	6.9	7.0	223.3	188.3	160.0	136.9	118.0
2029	6.1	6.2	70.7	56.8	46.1	37.7	31.1
2030	6.1	6.2	196.6	150.3	116.4	91.1	72.1
2031	5.4	5.5	48.2	35.1	26.0	19.4	14.7
2032	5.4	5.5	174.1	120.7	85.2	61.0	44.4
2033	4.8	4.9	28.1	18.5	12.5	8.6	6.0
2034	4.8	4.8	153.1	96.3	61.9	40.6	27.1
2035	4.5	4.6	142.0	85.0	52.2	32.7	20.9
2036	4.3	4.3	133.5	76.2	44.6	26.8	16.4
2037	4.0	4.0	124.6	67.7	37.8	21.7	12.8
2038	3.8	3.8	116.8	60.4	32.2	17.7	10.0
2039	3.5	3.6	109.4	53.9	27.5	14.4	7.8
Subtotal	82.7	83.9	2,171.0	1,622.7	1,282.6	1,059.7	906.0
Remainder	47.7	48.1	1,291.0	417.7	153.9	62.6	27.5
Total	130.5	132.0	3,462.00	2,040.34	1,436.50	1,122.33	933.51

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

