מודיעין אנרגיה | Modiin Energy

21 במרץ, 2023

מודיעין-אנרגיה – שותפות מוגבלת

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

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

ג.א.נ.,

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

בהמשך לדוח המיידי מיום 28.3.2022 (אסמכתא 2022-01-036760), כפי שתוקן ביום 29.3.2022 (אסמכתא 2022-01-037117) בדבר דוח הערכת משאבים מותנים בפרויקט (להלן: "**הדוח הקודם**"), ביום 21.3.2023 קיבלה השותפות דוח הערכת משאבים מותנים ביחס לפרויקט וכן נתוני תזרים מהוון נכון ליום 31.12.2022 (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 ועל מידע שהתקבל מהקידוחים שערכו השותפים בפרויקט בשטחו (Chardonnay 47X-35, Bordeaux 1-31 ו- North Chardonnay 2-35[2]), הן מידע גיאולוגי והן נתוני הפקה.

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. כן 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. כן 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 תמלוג לשותף הכללי ומיסים), המשאבים המותנים (estimated Gross (100%) contingent resources) בפרויקט, נכון ליום 31.12.2022, הינם כמפורט להלן:

---

[1] למילון המונחים המקצועיים הכלולים בדוח זה, ראה סעיף 4 להלן.

[2] ביום 2.11.2020 הודיע מפעיל הפרויקט על השבתה זמנית של באר Chardonnay North 2-35 בשטח הפרויקט. לטענת מפעיל הפרויקט סיבת ההשבתה הזמנית נובעת מהפסד תפעולי חודשי שנבע מההפקה בחודש ספטמבר 2022 ומהפסדים תפעוליים חזויים בעתיד. כמו כן, מפעיל הפרויקט הציע לכל שותף בפרויקט את האפשרות להפיק מהבאר על חשבונו. לאור הודעת המפעיל בדבר השבתת הבאר ולאור ההפסד התפעולי החליטה השותפות שלא לבחון את המשך ההפקה באופן עצמאי כפי שהוצע על ידי המפעיל ולמעשה לנטוש זמנית את הבאר בשלב זה.

שכבה	קטגוריית המשאבים המותנים	משאבי נפט (MMSTB)		משאבי גז (BCF)		משאבי נפט אקוויוולנטי Bbls Oil Equivalent (MMSTB)*	
		סה"כ	סה"כ משויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות[3]	סה"כ	סה"כ משויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות[4]	סה"כ	סה"כ משויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות[4]
Upper Stevens Zone	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)	1.3333	עד החזר הוצאות 0.218 לאחר החזר הוצאות 0.203	0.400	עד החזר הוצאות 0.065 לאחר החזר הוצאות 0.061	1.400	עד החזר הוצאות 0.228 לאחר החזר הוצאות 0.213
	האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C)	5.137	עד החזר הוצאות 0.838 לאחר החזר הוצאות 0.781	1.541	עד החזר הוצאות 0.251 לאחר החזר הוצאות 0.234	5.394	עד החזר הוצאות 0.88 לאחר החזר הוצאות 0.82
	האומדן הגבוה High Estimate (3C)	19.849	עד החזר הוצאות 3.239 לאחר החזר הוצאות 3.017	5.943	עד החזר הוצאות 0.97 לאחר החזר הוצאות 0.903	20.839	עד החזר הוצאות 3.4 לאחר החזר הוצאות 3.168
Lower Stevens Zone	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)	0.071	עד החזר הוצאות 0.012 לאחר החזר הוצאות 0.011	0.021	עד החזר הוצאות 0.003 לאחר החזר הוצאות 0.003	0.074	עד החזר הוצאות 0.012 לאחר החזר הוצאות 0.011
	האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C)	0.285	עד החזר הוצאות 0.047 לאחר החזר הוצאות 0.043	0.085	עד החזר הוצאות 0.014 לאחר החזר הוצאות 0.013	0.299	עד החזר הוצאות 0.049 לאחר החזר הוצאות 0.045
	האומדן הגבוה High Estimate (3C)	1.146	עד החזר הוצאות 0.272 לאחר החזר הוצאות 0.254	0.343	עד החזר הוצאות 0.056 לאחר החזר הוצאות 0.052	1.203	עד החזר הוצאות 0.196 לאחר החזר הוצאות 0.183
Total Stevens	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)	1.404	עד החזר הוצאות 0.229 לאחר החזר הוצאות 0.213	0.421	עד החזר הוצאות 0.069 לאחר החזר הוצאות 0.064	1.474	עד החזר הוצאות 0.241 לאחר החזר הוצאות 0.224
	האומדן הטוב ביותר	5.421	עד החזר הוצאות 0.885	1.626	עד החזר הוצאות 0.265	5.692	עד החזר הוצאות 0.929

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- 21.92% ותמלוג לשותף הכללי בשיעור של 4.95% לפני החזר השקעה ו- 9.95% לאחר החזר השקעה.

שכבה	קטגוריית המשאבים המותנים	משאבי נפט (MMSTB)		משאבי גז (BCF)		משאבי נפט אקוויוולנטי Bbls Oil Equivalent (MMSTB)*	
		סה"כ	סה"כ משויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות[3]	סה"כ	סה"כ משויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות[4]	סה"כ	סה"כ משויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות[4]
	Best Estimate (2C)		לאחר החזר הוצאות 0.824		לאחר החזר הוצאות 0.247		לאחר החזר הוצאות 0.865
	האומדן הגבוה High Estimate (3C)	20.995	עד החזר הוצאות 3.426 לאחר החזר הוצאות 3.191	6.286	עד החזר הוצאות 1.026 לאחר החזר הוצאות 0.956	22.043	עד החזר הוצאות 3.597 לאחר החזר הוצאות 3.351

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

6 BCF of gas = 1 MMSTB of oil

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 יהיו לשווק נפט משטח הפרויקט, באיכות מתאימה ובעלויות הפקה כדאיות, בקלות יחסית. הנפט הוא "commodity" אשר מחירו נקבע בשווקים הבינלאומיים והניתן 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.

יצוין, 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 שוב להשהות את יכולת מתן האישורים לקידוחים חדשים של המחוז עד להסדרת תקנות בנושא איכות הסביבה.

1.3 <u>**אזהרה**</u>
<u>**אין וודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק שיעור כלשהו מהמשאבים המותנים.**</u>

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 הנחות שונות שסופקו למעריך, שעיקריהן מפורטים להלן:

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

ב. מחיר הנפט מבוסס על עקומת מחיר הברנט העתידי נכון ליום 30.12.2022 (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)
2023	83.74
2024	78.99
2025	75.04
2026	72.12
2027	69.86
2028	68.32
2029	67.36
2030 ואילך	67.13

ג. עלויות התפעול הצפויות שנלקחו בחשבון בתזרים החזוי מבוססות על נתונים משוערים שנתקבלו ממפעיל הפרויקט, המבוססות בין היתר, על עלויות התפעול שהתהוו 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 בארות חדשות, השלמות של בארות, ומתקנים ומבוססות 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%, שיעור תמלוגים ממוצע לצדדים שלישיים (בעלי זכויות הנפט ("Mineral Rights")) כ- 22.0% ושיעור תמלוג לשותף הכללי של 4.95% לפני מועד החזר השקעה ו-9.95% לאחר מועד החזר השקעה.

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, 2022, מהוון בשיעורים של 0%, 5%, 10%, 15% ו- 20%, במיליוני דולר, הינו:

קטגוריית המשאבים	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
האומדן הנמוך Low Estimate (1C)	2	1.5	1.09	0.8	0.65
האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C)	26.25	14	9.1	6.16	4.46
האומדן הגבוה High Estimate (3C)	137.5	61	38.27	25.8	19.29

2.3. בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון של המשאבים המותנים (The estimated net contingent cash flow), המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, נכון ליום 31.12.2022, במיליוני דולר:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות C1 ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)

שנה	כמות מכירות נפט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (MMCF) (100% מנכס הנפט)	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%
2023	51.85	18.93	976.46	(262.39)	(133.88)	-	-	580.20	(27.97)	552.23	538.92	526.53	514.96	504.11
2024	81.60	20.62	1,446.46	(388.69)	(153.96)	(1,668.98)	-	(765.16)	(41.81)	(806.97)	(750.02)	(699.47)	(654.35)	(613.89)
2025	146.74	26.80	2,467.63	(663.10)	(194.12)	(1,668.98)	-	(58.56)	(71.96)	(130.52)	(115.53)	(102.85)	(92.03)	(82.74)
2026	192.47	31.03	3,109.71	(835.64)	(233.09)	(1,668.98)	(37.93)	334.07	(91.37)	242.70	204.60	173.86	148.81	128.21
2027	103.99	20.06	1,628.98	(437.74)	(184.47)	-	(37.93)	968.84	(48.20)	920.64	739.16	599.55	490.85	405.30
2028	73.30	15.88	1,123.88	(302.01)	(174.04)	-	-	647.83	(33.42)	614.41	469.81	363.75	284.85	225.40
2029	30.08	10.37	456.26	(122.61)	(136.25)	(0.00)	(37.93)	159.48	(13.64)	145.84	106.21	78.49	58.80	44.59
2030	25.46	9.29	385.08	(103.48)	(133.88)	-	-	147.73	(11.52)	136.21	94.47	66.64	47.75	34.70
2031	23.43	8.55	354.30	(95.21)	(133.88)	-	-	125.22	(10.60)	114.62	75.71	50.98	34.94	24.33
2032	21.61	7.89	326.83	(87.83)	(133.88)	-	-	105.13	(9.78)	95.35	59.98	38.56	25.28	16.87
2033	19.83	7.24	299.84	(80.57)	(133.88)	-	-	85.39	(8.97)	76.42	45.79	28.09	17.62	11.27
2034	18.24	6.66	275.87	(74.13)	(133.88)	-	-	67.86	(8.25)	59.61	34.01	19.92	11.95	7.32
2035	16.78	6.13	253.82	(68.21)	(133.88)	-	-	51.74	(7.59)	44.14	23.99	13.41	7.69	4.52
2036	15.48	5.65	234.14	(62.92)	(133.88)	-	-	37.35	(7.00)	30.34	15.70	8.38	4.60	2.59
2037	11.43	4.39	172.96	(46.48)	(101.42)	(0.00)	(37.93)	(12.87)	(5.18)	(18.05)	(8.90)	(4.53)	(2.38)	(1.28)
2038 ואילך	24.86	10.45	376.50	(101.17)	(241.77)	-	(37.93)	(4.37)	(11.27)	(15.65)	(79.79)	(70.78)	(67.31)	(63.75)
סך הכל	**857.15**	**209.93**	**13,888.73**	**(3,732.16)**	**(2,490.12)**	**(5,006.93)**	**(189.66)**	**2,469.87**	**(408.54)**	**2,061.33**	**1,454.10**	**1,090.54**	**832.01**	**647.56**

סה"כ תזרים מהוון מעתודות C2 ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)

רכיבי התזרים

שנה	כמות מכירות נפט (אלפי חביות) (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (MMCF) (100% מנכס הנפט)	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%
2023	51.83	18.93	975.98	(262.26)	(133.88)	-	-	579.84	(27.95)	551.89	538.59	526.21	514.64	503.80
2024	93.65	30.87	1,662.92	(446.86)	(153.96)	(1,668.98)	-	(606.87)	(48.12)	(654.99)	(608.76)	(567.73)	(531.11)	(498.26)
2025	182.09	56.76	3,071.59	(825.39)	(194.12)	(1,668.98)	-	383.10	(89.74)	293.36	259.68	231.17	206.85	185.97
2026	245.96	75.47	3,988.28	(1,071.73)	(234.28)	(1,668.98)	-	1,013.30	(117.44)	895.86	755.22	641.75	549.28	473.26
2027	321.05	97.53	5,043.57	(1,355.30)	(294.53)	(1,414.61)	-	1,979.13	(149.49)	1,829.64	1,468.98	1,191.51	975.50	805.47
2028	347.63	100.12	5,339.64	(1,568.35)	(334.69)	(1,414.61)	-	2,021.99	(282.89)	1,739.10	1,329.79	1,029.59	806.28	638.01
2029	290.11	84.03	4,393.78	(1,400.38)	(334.69)	-	-	2,658.71	(185.18)	2,473.53	1,801.30	1,331.27	997.20	756.20
2030	250.06	72.72	3,774.47	(1,202.99)	(334.69)	-	-	2,236.79	(153.73)	2,083.06	1,444.72	1,019.20	730.25	530.69
2031	219.97	64.15	3,320.29	(1,058.24)	(334.69)	-	-	1,927.36	(462.01)	1,465.35	967.91	651.78	446.69	311.10
2032	196.90	57.54	2,972.07	(947.25)	(334.69)	-	-	1,690.13	(152.81)	1,537.32	967.09	621.63	407.51	271.98
2033	177.29	51.88	2,676.18	(852.95)	(334.69)	-	-	1,488.54	(690.22)	798.33	478.29	293.47	184.02	117.70
2034	161.56	47.33	2,438.67	(777.25)	(334.69)	-	-	1,326.73	(158.15)	1,168.58	666.78	390.52	234.23	143.57
2035	148.31	43.47	2,238.69	(713.51)	(334.69)	-	-	1,190.49	(142.80)	1,047.69	569.33	318.29	182.60	107.27
2036	136.94	40.15	2,067.17	(658.85)	(330.19)	-	(37.93)	1,040.20	(132.27)	907.93	469.89	250.76	137.60	77.47
2037	121.54	35.59	1,834.63	(584.73)	(267.75)	-	-	982.15	(158.15)	824.01	406.15	206.89	108.60	58.59
2038 ואילך	1,929.61	538.67	29,116.56	(9,279.99)	(7,268.85)	-	(227.53)	12,340.18	(3,051.33)	9,288.86	2,488.13	968.25	208.02	(25.98)
סך הכל	**4,874.48**	**1,415.22**	**74,914.48**	**(23,006.05)**	**(11,555.05)**	**(7,836.15)**	**(265.46)**	**32,251.78**	**(6,002.25)**	**26,249.53**	**14,003.09**	**9,104.54**	**6,158.15**	**4,456.86**

סה"כ תזרים מהוון מעתודות C3 ליום 31.12.2022 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)

רכיבי התזרים

שנה	כמות מכירות נפט (אלפי חביות (100% מנכס הנפט)	כמות מכירות (MMCF) (100% מנכס הנפט)	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%
2023	210.52	73.40	3,963.03	(1,064.94)	(133.88)	-	-	2,764.22	(202.15)	2,562.06	2,500.32	2,442.83	2,389.14	2,338.83
2024	283.85	91.55	5,039.78	(1,354.28)	(153.96)	(1,668.98)	-	1,862.57	(217.40)	1,645.17	1,529.07	1,426.01	1,334.03	1,251.52
2025	439.93	130.57	7,418.43	(2,364.39)	(194.12)	(1,668.98)	-	3,190.94	(338.56)	2,852.38	2,524.84	2,247.63	2,011.23	1,808.23
2026	583.96	171.06	9,465.71	(3,016.90)	(234.28)	(1,668.98)	-	4,545.55	(794.39)	3,751.16	3,162.30	2,687.15	2,299.98	1,981.67
2027	687.46	203.64	10,797.80	(3,441.46)	(274.44)	(1,414.61)	-	5,667.28	(2,101.81)	3,565.48	2,862.63	2,321.94	1,900.98	1,569.65
2028	779.27	231.84	11,972.69	(3,815.92)	(314.61)	(1,414.61)	-	6,427.55	(1,858.36)	4,569.19	3,493.80	2,705.08	2,118.37	1,676.26
2029	795.93	237.16	12,057.12	(3,842.83)	(334.69)	-	-	7,879.60	(1,823.28)	6,056.32	4,410.40	3,259.54	2,441.59	1,851.53
2030	751.74	223.82	11,348.83	(3,617.09)	(334.69)	-	-	7,397.06	(1,699.41)	5,697.65	3,951.63	2,787.73	1,997.39	1,451.57
2031	712.22	211.91	10,752.23	(3,426.94)	(334.69)	-	-	6,990.61	(1,596.56)	5,394.04	3,562.91	2,399.26	1,644.31	1,145.18
2032	678.49	201.75	10,242.88	(3,264.60)	(334.69)	-	-	6,643.59	(1,508.76)	5,134.83	3,230.19	2,076.33	1,361.12	908.46
2033	644.45	191.52	9,728.96	(3,100.80)	(334.69)	-	-	6,293.47	(1,420.17)	4,873.30	2,919.68	1,791.43	1,123.30	718.49
2034	615.24	182.74	9,287.96	(2,960.25)	(334.69)	-	-	5,993.02	(1,344.15)	4,648.87	2,652.59	1,553.57	931.80	571.17
2035	588.57	174.74	8,885.38	(2,831.94)	(334.69)	-	-	5,718.75	(1,293.44)	4,425.32	2,404.79	1,344.42	771.30	453.08
2036	565.65	167.86	8,539.24	(2,721.62)	(334.69)	-	-	5,482.93	(1,261.79)	4,221.14	2,184.61	1,165.81	639.75	360.15
2037	541.59	160.66	8,176.04	(2,605.86)	(334.69)	-	-	5,235.49	(1,236.55)	3,998.95	1,971.06	1,004.04	527.02	284.33
2038 ואילך	11,569.25	3,420.88	174,649.60	(55,664.11)	(11,539.80)	-	(265.45)	107,180.25	(33,127.06)	74,053.19	17,881.38	7,054.59	2,345.12	916.91
סך הכל	**20,448**	**6,075**	**312,325**	**(99,093.92)**	**(15,857.27)**	**(7,836.15)**	**(265.45)**	**189,272.88**	**(51,823.84)**	**137,449.05**	**61,242.22**	**38,267.35**	**25,836.41**	**19,287.03**

יובהר כי נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או בלא שיעור היוון, מייצגים ערך נוכחי אך לאו 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. הנותנים 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 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. <u>להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הנפט והגז) ליום 31.12.2022 (בדולר) שבוצע על ידי השותפות</u> :

רגישות/ קטגוריה	הוון 0%	הוון 5%	הוון 10%	הוון 15%	הוון 20%
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%					
C1	3,077	2,341	1,835	1,474	1,211
C2	30,036	16,219	10,369	7,321	5,482
C3	153,235	71,175	41,628	28,458	21,367
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
C1	3,585	2,746	2,172	1,762	1,461
C2	31,930	17,296	11,113	7,893	5,944
C3	160,918	74,783	43,777	29,956	22,513
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
C1	4,092	3,152	2,509	2,050	1,711
C2	33,823	18,373	11,858	8,464	6,406
C3	168,601	78,392	45,925	31,455	23,660

רגישות/ קטגוריה	הוון 0%	הוון 5%	הוון 10%	הוון 15%	הוון 20%
קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%					
C1	1,046	718	485	323	211
C2	22,402	11,873	7,366	5,021	3,622
C3	122,502	56,741	33,033	22,463	16,780
קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
C1	538	313	148	36	(39)
C2	20,455	10,763	6,601	4,437	3,151
C3	114,819	53,133	30,884	20,964	15,633
קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
C1	30	(93)	(189)	(252)	(289)
C2	18,491	9,644	5,831	3,849	2,678
C3	107,136	49,524	28,735	19,466	14,486

3. <u>נתוני הפקה</u>

להלן טבלה הכוללת את נתוני ההפקה של נפט בתקופה[4]

<table>
<tr><th colspan="2"></th><th>2020</th><th>2021</th><th>2022</th></tr>
<tr><td colspan="2">סך הכל תפוקה בתקופה [באלפי חביות] – עבור ה-100% [5]</td><td>113.8</td><td>91.8</td><td>59</td></tr>
<tr><td colspan="2">סך הכל תפוקה בתקופה [באלפי חביות] - המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח</td><td>25.5</td><td>20.5</td><td>13.2</td></tr>
<tr><td colspan="2">מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח (בדולר ארה״ב לחבית) (bbl/דולר ארה״ב)</td><td>44.7</td><td>70.3</td><td>100.1</td></tr>
<tr><td rowspan="2">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)</td><td>צדדים שלישיים</td><td>10</td><td>15.6</td><td>22.3</td></tr>
<tr><td>שותף כללי</td><td>2.2</td><td>3.5</td><td>4.95</td></tr>
<tr><td colspan="2">עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה״ב לחבית: bbl/דולר ארה״ב)[6]</td><td>22.6</td><td>13.9</td><td>14</td></tr>
<tr><td colspan="2">תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה״ב לחבית) (bbl/דולר ארה״ב)</td><td>9.9</td><td>37.3</td><td>58.9</td></tr>
<tr><td colspan="2">שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בנכס (ב-%)</td><td>1.41%</td><td>1.16%</td><td>0.75%</td></tr>
</table>

[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] נתוני ההפקה אינם כוללים גז טבעי.

[6] עלויות הפקה ממוצעות כוללות, בין היתר, מיסי הפקה.

4. **<u>מילון מונחים</u>**

"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 טלטולו, 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.

"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 במישרין ובין בעקיפין, בזכות בעלת מהות דומה שהוענקה על ידי הגוף המוסמך לכך. כן יראו כנכס נפט זכות לקבלת טובות הנאה הנובעות מהחזקה, במישרין או בעקיפין, בנכס נפט או בזכות בעלת מהות דומה (לפי הענין).

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

"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 Reserves) "; **"אומדן כמויות נמוך** (Low Estimate) "; **"אומדן כמויות הטוב ביותר** (Best Estimate) "; **"אומדן כמויות גבוה** (High Estimate) "; **"משאבים מותנים בקטגוריית 1C,2C,3C (1C,2C,3C)** "; **"בהפקה** (On Production) "; **"אושר לפיתוח** (Approved for Development) "; **"מוצדק לפיתוח** (Justified for Development) "; **"הצדקת פיתוח בבחינה** Development (Pending) "; **"תוכנית פיתוח הושעתה או בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי** (Development Unclarified or on Hold) "; **"נטישת באר** (Abandonment Well) "; **"פיתוח אינו מעשי** (Development not Viable) "; קונדנסט **(Condensate)**; **"קידוח יבש** (Dry Hole) "; **"רזרבות (עתודות) בקטגוריה 1P/2P/3P (1P/2P/3P)"** - כמשמעות מונחים אלה במערכת לניהול משאבי פטרוליום (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. 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 31.12.2022 (CME) מותאם לתנאים המקומיים.

ג. בדוח המשאבים מתוכננים 5 קידוחי הפקה בכל אחת מהשנים 2024 עד וכולל 2028 חלף 9 קידוחים הפקה בשנים 2024-2026.

6. **חוות דעת של מעריך המשאבים**

מצורף בזה כנספח דוח המשאבים מיום 21.3.2023 הכולל את הסכמת המעריך להכללתו בדוח זה.

7. **הצהרת הנהלה**

א. תאריך ההצהרה: 21.3.2023;

ב. ציון שם התאגיד המדווח: מודיעין-אנרגיה, שותפות מוגבלת;

ג. שם הנושא בתפקיד להערכת המשאבים: יניב פרידמן 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- (2007) Petroleum Resources Management 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;

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.

____
יניב פרידמן
מנכ"ל השותף הכללי

<u>השותפים בפרויקט ושיעור אחזקותיהם הינם כדלקמן:</u>
השותפות – 22.3125% Grapevine Energy LLC – 33.75%
BYLO Grapevine Holdings LLC – 10.7344%
California Resources Production Corporation – 25%
California Resources Petroleum Corporation – 3.5156%
FGE OIL, LLC – 4.6875%

בכבוד רב,

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

נספח א'

March 21, 2023

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

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

Dear Mr. Friedman:

This letter of March 21, 2023 relates to Petrotech's estimated gross (100%) contingent resources as of December 31, 2022 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 Management (1992) Ltd.

This report has been prepared for use by Modiin Energy Limited Partnership (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 resulting 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, 2022, are as follows:

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

Category	Oil (MMSTB)	Gas (BCF)	Bbls Oil Equivalent* (MMSTB)
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

Category	Oil (MMSTB)	Gas (BCF)	Bbls Oil Equivalent* (MMSTB)
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

Category	Oil (MMSTB)	Gas (BCF)	Bbls Oil Equivalent* (MMSTB)
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

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

	Contingent Oil Resources (MMSTB)		Contingent Gas Resources (BCF)		Contingent Resources (BOE)	
Category	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
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

An economic analysis was made on a portion of the resources based on the performance of the three existing wells plus five additional offset. The oil price is based on the December 31, 2022 Brent forward curve (CME) and takes into account all local conditions. The gas price is based on the existing local sale price of $1.80/Mcf.

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, 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, 2022 is:

	Net Contingent Cash Flow Before Income Taxes (MM$)				
Category	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Low Estimate (1C)	2.664	2.003	1.546	1.222	0.986
Best Estimate (2C)	35.953	18.910	11.785	8.048	5.817
High Estimate (3C)	208.015	92.485	54.184	36.734	27.089

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

Neither Petrotech nor any of its staff have any personal, corporate, or fiduciary interest in the subject property, Modiin Energy Management (1992) Ltd., or Modiin Energy-Limited Partnership. 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

REGISTERED PROFESSIONAL ENGINEER
BRADFORD A. DEWITT
No 1804
Exp. 6-30-23
PETROLEUM
STATE OF CALIFORNIA

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, 2022

	Gross Production		Working Interest Revenue				Net	Net	Net	Future Net Cash
							Capital	Abandonment	Operating	Flow Before Taxes
Period	Oil	Gas	Oil	Gas	Total	Royalties	Costs	Costs	Expenses	Discounted at 0%
Ending	Mbbl	MMcf	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)
2023	51.9	18.9	968.9	7.6	976.5	214.1	0.0	0.0	133.9	628.5
2024	81.6	20.6	1,438.2	8.3	1,446.5	317.1	1,669.0	0.0	154.0	-693.6
2025	146.7	26.8	2,456.9	10.8	2,467.6	541.0	1,669.0	0.0	194.1	63.6
2026	192.5	31.0	3,097.2	12.5	3,109.7	681.7	1,669.0	37.9	233.1	488.0
2027	104.0	20.1	1,620.9	8.1	1,629.0	357.1	0.0	37.9	184.5	1,049.5
2028	73.3	15.9	1,117.5	6.4	1,123.9	246.4	0.0	0.0	174.0	703.5
2029	30.1	10.4	452.1	4.2	456.3	100.0	0.0	37.9	136.3	182.1
2030	25.5	9.3	381.4	3.7	385.1	84.4	0.0	0.0	133.9	166.8
2031	23.4	8.6	350.9	3.4	354.3	77.7	0.0	0.0	133.9	142.8
2032	21.6	7.9	323.7	3.2	326.8	71.6	0.0	0.0	133.9	121.3
2033	19.8	7.2	296.9	2.9	299.8	65.7	0.0	0.0	133.9	100.2
2034	18.2	6.7	273.2	2.7	275.9	60.5	0.0	0.0	133.9	81.5
2035	16.8	6.1	251.4	2.5	253.8	55.6	0.0	0.0	133.9	64.3
2036	15.5	5.7	231.9	2.3	234.1	51.3	0.0	0.0	133.9	48.9
2037	11.4	4.4	171.2	1.8	173.0	37.9	0.0	37.9	101.4	-4.3
Subtotal	832.3	199.5	13,432.1	80.1	13,512.2	2,962.1	5,006.9	151.7	2,248.3	3,143.1
Remainder	24.9	10.5	372.3	4.2	376.5	82.5	0.0	37.9	241.8	14.3
Total	857.2	209.9	13,804.4	84.3	13,888.7	3,044.7	5,006.9	189.7	2,490.1	3,157.4
Ult	1,404.0	420.9								

			Future Net Cash Flow Before Income Taxes				
	Production	Ad Valorem	Discounted	Discounted	Discounted	Discounted	Discounted
Period	Taxes	Taxes	at 0%	at 5%	at 10%	at 15%	at 20%
Ending	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)	(M$)
2023	5.1	22.9	600.6	586.1	572.6	560.0	548.2
2024	7.9	33.9	-735.4	-683.5	-637.4	-596.3	-559.4
2025	14.2	57.8	-8.4	-7.4	-6.6	-5.9	-5.3
2026	18.5	72.8	396.6	334.4	284.1	243.2	209.5
2027	10.0	38.2	1,001.3	803.9	652.1	533.8	440.8
2028	7.1	26.3	670.0	512.3	396.7	310.6	245.8
2029	2.9	10.7	168.4	122.7	90.6	67.9	51.5
2030	2.5	9.0	155.3	107.7	76.0	54.4	39.6
2031	2.3	8.3	132.2	87.3	58.8	40.3	28.1
2032	2.1	7.7	111.5	70.2	45.1	29.6	19.7
2033	1.9	7.0	91.3	54.7	33.5	21.0	13.5
2034	1.8	6.5	73.3	41.8	24.5	14.7	9.0
2035	1.6	5.9	56.7	30.8	17.2	9.9	5.8
2036	1.5	5.5	41.9	21.7	11.6	6.4	3.6
2037	1.1	4.1	-9.5	-4.7	-2.4	-1.3	-0.7
Subtotal	80.8	316.5	2,745.8	2,077.9	1,616.4	1,288.4	1,049.7
Remainder	2.5	8.8	-81.9	-74.7	-70.4	-66.9	-63.6
Total	83.2	325.3	2,664.0	2,003.3	1,546.1	1,221.6	986.1

All estimates and exhibits herein are part of this PRC report and are subject to its parameters and conditions.
**Includes prior recovered volumes*

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, 2022

	Gross Production		Working Interest Revenue				Net	Net	Net	Future Net Cash
Period Ending	Oil Mbbl	Gas MMcf	Oil (M$)	Gas (M$)	Total (M$)	Royalties (M$)	Capital Costs (M$)	Abandonment Costs (M$)	Operating Expenses (M$)	Flow Before Taxes Discounted at 0% (M$)
2023	51.8	18.9	968.4	7.6	976.0	214.0	0.0	0.0	133.9	628.2
2024	93.6	30.9	1,650.5	12.4	1,662.9	364.5	1,669.0	0.0	154.0	-524.6
2025	182.1	56.8	3,048.8	22.8	3,071.6	673.4	1,669.0	0.0	194.1	535.1
2026	246.0	75.5	3,958.0	30.3	3,988.3	874.3	1,669.0	0.0	234.3	1,210.7
2027	321.0	97.5	5,004.4	39.2	5,043.6	1,105.6	1,414.6	0.0	294.5	2,228.8
2028	347.6	100.1	5,299.4	40.2	5,339.6	1,170.5	1,414.6	0.0	334.7	2,419.8
2029	290.1	84.0	4,360.0	33.7	4,393.8	963.2	0.0	0.0	334.7	3,095.9
2030	250.1	72.7	3,745.3	29.2	3,774.5	827.4	0.0	0.0	334.7	2,612.3
2031	220.0	64.2	3,294.5	25.8	3,320.3	727.9	0.0	0.0	334.7	2,257.7
2032	196.9	57.5	2,949.0	23.1	2,972.1	651.5	0.0	0.0	334.7	1,985.8
2033	177.3	51.9	2,655.3	20.8	2,676.2	586.7	0.0	0.0	334.7	1,754.8
2034	161.6	47.3	2,419.7	19.0	2,438.7	534.6	0.0	0.0	334.7	1,569.4
2035	148.3	43.5	2,221.2	17.5	2,238.7	490.8	0.0	0.0	334.7	1,413.2
2036	136.9	40.1	2,051.0	16.1	2,067.2	453.2	0.0	37.9	330.2	1,245.9
2037	121.5	35.6	1,820.3	14.3	1,834.6	402.2	0.0	0.0	267.8	1,164.7
Subtotal	2,944.9	876.6	45,445.9	352.0	45,797.9	10,039.8	7,836.2	37.9	4,286.2	23,597.9
Remainder	1,929.6	538.7	28,900.2	216.3	29,116.6	6,382.9	0.0	227.5	7,268.9	15,237.3
Total	4,874.5	1,415.2	74,346.1	568.4	74,914.5	16,422.7	7,836.2	265.5	11,555.0	38,835.2
Ult	5,421.4	1,626.2								

			Future Net Cash Flow Before Income Taxes				
Period Ending	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$)
2023	5.1	22.9	600.2	585.7	572.3	559.7	547.9
2024	9.2	39.0	-572.7	-532.3	-496.4	-464.4	-435.6
2025	17.8	71.9	445.4	394.3	351.0	314.1	282.4
2026	24.0	93.4	1,093.3	921.7	783.2	670.3	577.6
2027	31.3	118.1	2,079.3	1,669.4	1,354.1	1,108.6	915.4
2028	33.9	125.1	2,260.8	1,728.7	1,338.5	1,048.2	829.4
2029	28.3	102.9	2,964.7	2,159.0	1,595.6	1,195.2	906.4
2030	24.4	88.4	2,499.6	1,733.6	1,223.0	876.3	636.8
2031	21.5	77.8	2,158.5	1,425.8	960.1	658.0	458.3
2032	19.2	69.6	1,897.0	1,193.4	767.1	502.9	335.6
2033	17.3	62.7	1,674.8	1,003.4	615.7	386.1	246.9
2034	15.8	57.1	1,496.5	853.9	500.1	300.0	183.9
2035	14.5	52.4	1,346.3	731.6	409.0	234.7	137.8
2036	13.4	48.4	1,184.1	612.8	327.0	179.5	101.0
2037	11.9	43.0	1,109.9	547.1	278.7	146.3	78.9
Subtotal	287.4	1,072.7	22,237.8	15,028.0	10,578.9	7,715.2	5,802.6
Remainder	188.0	682.0	13,715.5	3,882.0	1,206.4	333.1	14.5
Total	475.3	1,754.8	35,953.3	18,910.0	11,785.2	8,048.3	5,817.1

All estimates and exhibits herein are part of this PRC report and are subject to its parameters and conditions.
**Includes prior recovered volumes*

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, 2022

Period Ending	Gross Production Oil Mbbl	Gross Production Gas MMcf	Working Interest Revenue Oil (M$)	Working Interest Revenue Gas (M$)	Working Interest Revenue Total (M$)	Royalties (M$)	Net Capital Costs (M$)	Net Abandonment Costs (M$)	Net Operating Expenses (M$)	Future Net Cash Flow Before Taxes Discounted at 0% (M$)
2023	210.5	73.4	3,933.6	29.5	3,963.0	868.8	0.0	0.0	133.9	2,960.4
2024	283.9	91.6	5,003.0	36.8	5,039.8	1,104.8	1,669.0	0.0	154.0	2,112.0
2025	439.9	130.6	7,366.0	52.4	7,418.4	1,626.3	1,669.0	0.0	194.1	3,929.1
2026	584.0	171.1	9,397.0	68.7	9,465.7	2,075.1	1,669.0	0.0	234.3	5,487.4
2027	687.5	203.6	10,716.0	81.8	10,797.8	2,367.1	1,414.6	0.0	274.4	6,741.7
2028	779.3	231.8	11,879.6	93.1	11,972.7	2,624.6	1,414.6	0.0	314.6	7,618.8
2029	795.9	237.2	11,961.9	95.3	12,057.1	2,643.1	0.0	0.0	334.7	9,079.3
2030	751.7	223.8	11,258.9	89.9	11,348.8	2,487.9	0.0	0.0	334.7	8,526.3
2031	712.2	211.9	10,667.1	85.1	10,752.2	2,357.1	0.0	0.0	334.7	8,060.5
2032	678.5	201.7	10,161.9	81.0	10,242.9	2,245.4	0.0	0.0	334.7	7,662.8
2033	644.4	191.5	9,652.0	76.9	9,729.0	2,132.8	0.0	0.0	334.7	7,261.5
2034	615.2	182.7	9,214.6	73.4	9,288.0	2,036.1	0.0	0.0	334.7	6,917.2
2035	588.6	174.7	8,815.2	70.2	8,885.4	1,947.8	0.0	0.0	334.7	6,602.8
2036	565.6	167.9	8,471.8	67.4	8,539.2	1,872.0	0.0	0.0	334.7	6,332.6
2037	541.6	160.7	8,111.5	64.5	8,176.0	1,792.3	0.0	0.0	334.7	6,049.0
Subtotal	8,878.9	2,654.2	136,610.1	1,066.0	137,676.1	30,181.2	7,836.2	0.0	4,317.5	95,341.3
Remainder	11,569.2	3,420.9	173,275.7	1,373.9	174,649.6	38,286.5	0.0	265.4	11,539.8	124,557.9
Total	20,448.1	6,075.1	309,885.8	2,439.9	312,325.7	68,467.7	7,836.2	265.4	15,857.3	219,899.1
Ult	20,995.0	6,286.1								

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$)
2023	20.6	92.8	2,846.9	2,778.3	2,714.4	2,654.8	2,598.9
2024	27.8	118.0	1,966.2	1,827.5	1,704.3	1,594.4	1,495.8
2025	42.9	173.8	3,712.4	3,286.1	2,925.3	2,617.6	2,353.4
2026	57.0	221.7	5,208.7	4,391.0	3,731.3	3,193.7	2,751.7
2027	67.1	252.9	6,421.7	5,155.8	4,182.0	3,423.8	2,827.0
2028	76.0	280.4	7,262.3	5,553.1	4,299.5	3,367.0	2,664.3
2029	77.7	282.4	8,719.2	6,349.6	4,692.7	3,515.1	2,665.6
2030	73.4	265.8	8,187.1	5,678.2	4,005.8	2,870.1	2,085.8
2031	69.5	251.9	7,739.1	5,111.9	3,442.3	2,359.2	1,643.0
2032	66.2	239.9	7,356.6	4,627.9	2,974.7	1,950.1	1,301.5
2033	62.9	227.9	6,970.7	4,176.3	2,562.4	1,606.8	1,027.7
2034	60.0	217.6	6,639.6	3,788.5	2,218.8	1,330.8	815.7
2035	57.4	208.1	6,337.3	3,443.8	1,925.3	1,104.5	648.8
2036	55.2	200.0	6,077.4	3,145.3	1,678.5	921.1	518.5
2037	52.8	191.5	5,804.7	2,861.1	1,457.4	765.0	412.7
Subtotal	866.5	3,224.8	91,249.9	62,174.3	44,514.7	33,273.8	25,810.6
Remainder	1,128.8	4,090.9	116,765.5	30,310.4	9,668.8	3,460.6	1,278.0
Total	1,995.3	7,315.7	208,015.4	92,484.7	54,183.5	36,734.4	27,088.6

All estimates and exhibits herein are part of this PRC report and are subject to its parameters and conditions.
**Includes prior recovered volumes*

PETROtech Resources Company

Professional Technical Services
for the Petroleum Industry

March 21, 2023

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

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

Dear Mr. Friedman:

As independent consultants, the undersigned hereby grants permission to Modiin Energy Limited Partnership (the "Partnership") to use our report dated March 21, 2023 in public records to be filed with the Israel Security Authority (ISA) and the Tel Aviv Stock Exchange (TASE). This report sets forth our estimates of contingent resources and future revenue as of December 31, 2022 in certain oil and gas properties located in the Southern San Joaquin Valley, Kern County, California, United States of America.

Sincerely,

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

REGISTERED PROFESSIONAL ENGINEER
BRADFORD A. DEWITT
No 1804
Exp. 6-30-23
PETROLEUM
STATE OF CALIFORNIA

Over 35 Years of Excellence 1984 - 2023

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