



28 במרץ 2024

מודיעין-אנרגיה – שותפות מוגבלת

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

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

ג.א.נ.,

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

בהמשך לדוח המידי של השותפות מיום 21.3.2023 (אסמכתא 2023-01-029715) בדבר דוח הערכת משאבים מותנים בפרויקט (להלן: "הדוח הקודם"), ביום 27 במרץ 2024 קיבלה השותפות דוח הערכת משאבים מותנים ביחס לפרויקט, בו מחזיקה השותפות בשיעור 22.3125%, וכן נתוני תזרים מהוון נכון ליום 31.12.2023 (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 2-35², 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 31.12.2023, 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 המותניים	שכבה
סה"כ משויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁴	סה"כ	סה"כ משויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ⁴	סה"כ	סה"כ משויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות ³	סה"כ		
עד החזר הוצאות 0.228	1.400	עד החזר הוצאות 0.065	0.400	עד החזר הוצאות 0.218	1.3333	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)	Upper Stevens Zone
לאחר החזר הוצאות 0.213		לאחר החזר הוצאות 0.061		לאחר החזר הוצאות 0.203			
עד החזר הוצאות 0.88	5.394	עד החזר הוצאות 0.251	1.541	עד החזר הוצאות 0.838	5.137	האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C)	
לאחר החזר הוצאות 0.82		לאחר החזר הוצאות 0.234		לאחר החזר הוצאות 0.781			
עד החזר הוצאות 3.4	20.839	עד החזר הוצאות 0.97	5.943	עד החזר הוצאות 3.239	19.849	האומדן הגבוה High Estimate (3C)	
לאחר החזר הוצאות 3.168		לאחר החזר הוצאות 0.903		לאחר החזר הוצאות 3.017			
עד החזר הוצאות 0.012	0.074	עד החזר הוצאות 0.003	0.021	עד החזר הוצאות 0.012	0.071	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)	Lower Stevens Zone
לאחר החזר הוצאות 0.011		לאחר החזר הוצאות 0.003		לאחר החזר הוצאות 0.011			
עד החזר הוצאות 0.049	0.299	עד החזר הוצאות 0.014	0.085	עד החזר הוצאות 0.047	0.285	האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C)	
לאחר החזר הוצאות 0.045		לאחר החזר הוצאות 0.013		לאחר החזר הוצאות 0.043			
עד החזר הוצאות 0.196	1.203	עד החזר הוצאות 0.056	0.343	עד החזר הוצאות 0.272	1.146	האומדן הגבוה High Estimate (3C)	
לאחר החזר הוצאות 0.183		לאחר החזר הוצאות 0.052		לאחר החזר הוצאות 0.254			
עד החזר הוצאות 0.241	1.474	עד החזר הוצאות 0.069	0.421	עד החזר הוצאות 0.229	1.404	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)	Total Stevens
לאחר החזר הוצאות 0.224		לאחר החזר הוצאות 0.064		לאחר החזר הוצאות 0.213			
עד החזר הוצאות 0.929	5.692	עד החזר הוצאות 0.265	1.626	עד החזר הוצאות 0.885	5.421	האומדן הטוב ביותר	

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.

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

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

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

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.

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.

1.2

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 נכון למועד פרסום הדוח בית המשפט טרם החליט בנדון.

אזהרה

1.3

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 הנחות 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 עוד 5 בארות פיתוח חדשות החל משנת 2025.

ב. מחיר הנפט מבוסס על עקומת מחיר הברנט העתידי נכון ליום 29.12.2023 (CME) מותאם לתנאים המקומיים. מחיר הגז מבוסס על מחיר המכירה המקומי הקיים של \$ 1.80 - mcf.

להלן המחירים בהם נעשה שימוש לאחר ההתאמות למחירים המקומיים:

שנה	מחיר הנפט (דולר לחבית)
2024	76.38
2025	73.29
2026	70.78
2027	69.05
2028 ואילך	69.05

ג. עלויות התפעול הצפויות שנלקחו בחשבון בתזרים החוזי 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 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%, 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.

י. תזרים המזומנים מניח תשלומים שוטפים של תמלוגי על לשותף הכללי בשנים 2024 ו- 2025 וזאת על אף הודעת השותף הכללי על הסכמתו מיום 28 מרס 2024 כי התשלומים בגין תמלוגי העל להם השותף הכללי זכאי ו/או יהיה זכאי מהשותפות בגין השנים 2024 ו- 2025, למעט סכומים בסך השווה לסכום המס החל עלו על השותף הכללי בגין תשלומים אלו, יידחו וישולמו במהלך שנת 2026, וזאת מבלי שיישאו הפרשי הצמדה ו/או ריבית.

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, 2023, 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
1.35	1.58	1.88	2.27	2.75	האומדן הנמוך Low Estimate (1C)
5.02	6.76	9.78	14.88	26.52	האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C)
19.17	25.78	39.11	63.68	141.55	האומדן הגבוה High Estimate (3C)

2.3. בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון של המשאבים המותניים (The estimated net contingent cash flow), המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, נכון ליום 31.12.2023, במיליוני דולר:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות C1 ליום 31.12.2023 (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 נפט (אלפי חביות)	שנה
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
872.45	891.21	911.24	932.68	955.72	(45.20)	1,000.92	-	-	(133.88)	(416.99)	1,551.79	30.95	90.33	2024
(705.56)	(752.07)	(803.93)	(862.03)	(927.48)	(37.02)	(890.47)	-	(1,668.98)	(143.92)	(338.96)	1,261.38	22.37	76.58	2025
(320.51)	(356.50)	(398.40)	(447.54)	(505.59)	(58.53)	(447.07)	-	(1,713.60)	(184.08)	(533.05)	1,983.66	22.55	125.03	2026
722.47	838.52	979.67	1,152.90	1,367.59	(88.09)	1,455.68	-	-	(214.20)	(613.62)	2,283.50	22.14	147.63	2027
445.68	539.75	659.28	812.80	1,012.36	(70.39)	1,082.75	-	(66.94)	(214.20)	(501.18)	1,865.07	18.59	120.57	2028
255.68	323.11	412.60	532.90	696.93	(49.46)	746.38	-	(22.31)	(194.62)	(353.98)	1,317.30	14.68	85.12	2029
72.93	96.17	128.39	173.72	238.55	(22.23)	260.78	-	(44.63)	(154.46)	(168.98)	628.84	10.33	40.55	2030
14.93	20.54	28.67	40.64	58.60	(9.71)	68.31	-	-	(133.88)	(94.59)	296.77	7.94	19.06	2031
3.65	5.25	7.66	11.37	17.21	(8.19)	25.40	-	(22.31)	(133.88)	(84.95)	266.54	7.19	17.11	2032
3.90	5.85	8.92	13.88	22.06	(7.47)	29.53	-	-	(133.88)	(76.44)	239.85	6.51	15.40	2033
(2.11)	(3.31)	(5.27)	(8.59)	(14.34)	(6.48)	(7.86)	-	(22.31)	(133.88)	(69.39)	217.71	5.93	13.98	2034
(0.55)	(0.90)	(1.51)	(2.57)	(4.51)	(5.91)	1.40	-	-	(133.88)	(63.29)	198.56	5.43	12.75	2035
(0.66)	(1.12)	(1.95)	(3.48)	(6.41)	(3.36)	(3.05)	-	-	(79.99)	(35.99)	112.93	2.42	7.27	2036
(13.10)	(23.27)	(42.40)	(79.45)	(153.51)	(0.64)	(152.87)	(151.72)	(0.00)	(15.75)	(6.83)	21.43	0.40	1.38	2037
1,349.19	1,583.24	1,882.98	2,267.24	2,757.17	(412.66)	3,169.84	(151.72)	(3,561.08)	(2,004.46)	(3,358.24)	12,245.33	177.42	772.74	סך הכל

סה"כ תזרים מהוון מעתודות C2 ליוום 31.12.2023 (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)		שנה
												כמות מכירות נפט (אלפי חביות)		
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%										
1,172.10	1,197.31	1,224.22	1,253.03	1,283.97	(58.85)	1,342.82	-	-	(133.88)	(542.63)	2,019.32	44.09	117.46	v
(397.38)	(423.58)	(452.78)	(485.50)	(522.37)	(54.06)	(468.31)	-	(1,668.98)	(143.92)	(494.08)	1,838.66	47.00	111.28	2025
0.52	0.58	0.65	0.73	0.82	(80.93)	81.75	-	(1,735.91)	(184.08)	(735.57)	2,737.31	54.36	171.94	2026
374.04	434.12	507.20	596.89	708.04	(121.18)	829.22	-	(1,668.98)	(224.24)	(1,000.39)	3,722.83	74.05	239.70	2027
536.98	650.33	794.34	979.32	1,219.76	(144.57)	1,364.33	-	(1,481.55)	(264.40)	(1,142.91)	4,253.20	83.90	273.87	2028
485.78	613.90	783.93	1,012.51	1,324.15	(160.43)	1,484.59	-	(1,436.93)	(304.57)	(1,509.23)	4,735.31	90.61	304.99	2029
817.60	1,078.16	1,439.35	1,947.54	2,674.34	(197.56)	2,871.91	-	(89.25)	(334.69)	(1,541.87)	4,837.71	87.10	311.72	2030
554.26	762.68	1,064.46	1,508.88	2,175.58	(224.11)	2,399.69	-	(44.63)	(334.69)	(1,300.08)	4,079.08	73.99	262.83	2031
377.38	541.86	790.64	1,174.10	1,777.52	(189.32)	1,966.85	-	(111.56)	(334.69)	(1,128.90)	3,542.00	64.59	228.21	2032
279.11	418.18	637.92	992.43	1,577.60	(167.27)	1,744.86	-	(44.63)	(334.69)	(993.74)	3,117.91	57.06	200.88	2033
196.48	307.18	489.89	798.43	1,332.68	(145.87)	1,478.55	(37.93)	(51.32)	(331.45)	(888.51)	2,787.76	51.09	179.61	2034
150.12	244.90	408.31	697.16	1,221.83	(130.39)	1,352.21	-	(44.63)	(267.75)	(778.73)	2,443.32	43.69	157.45	2035
106.21	180.80	315.15	563.71	1,037.35	(130.21)	1,167.56	-	(89.25)	(267.75)	(713.22)	2,237.78	40.07	144.20	2036
80.92	143.74	261.95	490.86	948.45	(138.61)	1,087.05	(37.93)	(6.69)	(267.03)	(654.35)	2,053.06	36.79	132.30	2037
60.22	111.63	212.67	417.50	847.04	(123.54)	970.58	-	(66.94)	(200.81)	(579.32)	1,817.65	32.16	117.14	2038
229.02	496.44	1,311.91	2,932.48	8,912.10	(2,119.39)	11,031.49	(189.70)	(1,793.90)	(6,395.70)	(9,080.81)	28,491.60	501.90	1,836.20	ואילך 2039
5,023.37	6,758.24	9,789.81	14,880.07	26,518.86	(4,186.28)	30,705.14	(265.56)	(10,335.13)	(10,324.32)	(23,084.36)	74,714.51	1,382.46	4,789.76	סך הכל

סה"כ תזרים מהוון מעתודות C3 ליום 31.12.2023 (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)		שנה
												כמות מכירות נפט (אלפי חביות)		
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%	(100% מנכס הנפט)									
1,700.08	1,736.64	1,775.67	1,817.46	1,862.34	(82.89)	1,945.23	-	-	(133.88)	(764.00)	2,843.10	67.22	165.25	2024
227.94	242.96	259.72	278.49	299.63	(95.21)	394.84	-	(1,668.98)	(143.92)	(1,032.83)	3,240.56	73.81	196.35	2025
1,080.40	1,201.69	1,342.94	1,508.56	1,704.26	(163.41)	1,867.67	-	(1,713.60)	(184.08)	(1,761.51)	5,526.86	111.07	347.12	2026
1,701.99	1,975.37	2,307.90	2,715.99	3,221.74	(283.48)	3,505.22	-	(1,668.98)	(224.24)	(2,525.51)	7,923.95	153.26	510.31	2027
2,020.41	2,446.89	2,988.73	3,684.70	4,589.38	(360.45)	4,949.84	-	(1,481.55)	(264.40)	(3,132.44)	9,828.24	188.80	632.99	2028
2,100.98	2,655.09	3,390.46	4,379.02	5,726.88	(429.85)	6,156.73	-	(1,436.93)	(304.57)	(3,694.97)	11,593.19	221.63	746.68	2029
2,139.32	2,821.09	3,766.18	5,095.92	6,997.66	(1,226.16)	8,223.82	-	(89.25)	(334.69)	(4,045.62)	12,693.38	241.65	817.57	2030
1,639.21	2,255.58	3,148.10	4,462.45	6,434.18	(1,341.06)	7,775.24	-	(44.63)	(334.69)	(3,814.88)	11,969.43	227.73	770.95	2031
1,276.18	1,832.40	2,673.71	3,970.48	6,011.07	(1,278.16)	7,289.23	-	(111.56)	(334.69)	(3,618.83)	11,354.31	215.90	731.33	2032
1,012.71	1,517.31	2,314.59	3,600.86	5,724.07	(1,216.10)	6,940.17	-	(44.63)	(334.69)	(3,424.22)	10,743.70	204.18	692.00	2033
789.18	1,233.82	1,967.69	3,206.94	5,352.77	(1,164.72)	6,517.50	-	(111.56)	(334.69)	(3,257.80)	10,221.55	194.17	658.37	2034
578.70	944.09	1,574.06	2,687.57	4,710.18	(1,551.66)	6,261.84	-	(44.63)	(334.69)	(3,106.88)	9,748.03	185.09	627.88	2035
456.04	776.33	1,353.20	2,420.49	4,454.20	(1,463.81)	5,918.01	-	(111.56)	(334.69)	(2,977.34)	9,341.60	177.30	601.70	2036
365.80	649.78	1,184.10	2,218.88	4,287.35	(1,411.00)	5,698.34	-	(44.63)	(334.69)	(2,843.26)	8,920.92	169.26	574.60	2037
288.23	534.26	1,017.83	1,998.14	4,053.88	(1,330.63)	5,384.51	-	(111.56)	(334.69)	(2,727.76)	8,558.52	162.33	551.26	2038
1,739.10	2,961.30	8,041.89	19,640.01	76,122.39	(33,528.11)	109,650.50	(265.50)	(2,665.20)	(11,584.90)	(58,087.60)	182,253.70	3,449.00	11,739.40	ואילך 2039
19,116.24	25,784.61	39,106.75	63,685.96	141,551.99	(46,926.71)	188,478.69	(265.50)	(11,349.23)	(15,852.17)	(100,815.47)	316,761.05	6,042.40	20,363.77	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 ואו 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 31.12.2023 (בדולר) שבוצע על ידי השותפות:

הון 20%	הון 15%	הון 10%	הון 5%	הון 0%	רגישות/ קטגוריה	הון 20%	הון 15%	הון 10%	הון 5%	הון 0%	רגישות/ קטגוריה
קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%					
872	1,041	1,258	1,533	1,876	C1	1,826	2,125	2,508	3,002	3,638	C1
3,822	5,220	7,594	12,074	21,777	C2	6,022	8,001	11,327	17,588	31,208	C2
15,448	21,168	31,706	55,432	123,419	C3	20,227	27,516	40,977	71,495	159,691	C3
קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
634	770	945	1,166	1,435	C1	2,065	2,396	2,821	3,369	4,079	C1
3,266	4,515	6,646	10,674	19,386	C2	6,570	8,695	12,260	18,967	33,571	C2
14,249	19,575	29,381	51,407	114,342	C3	21,420	29,102	43,294	75,510	168,759	C3
קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
395	499	632	798	994	C1	2,303	2,667	3,133	3,736	4,519	C1
2,709	3,810	5,698	9,274	16,995	C2	7,119	9,389	13,193	20,347	35,935	C2
13,045	17,978	27,049	47,375	105,254	C3	22,614	30,687	45,611	79,525	177,826	C3

להלן ניתוח רגישות נוסף לתזרים המזומנים המהוון בפרויקט :

לאור כוונת השותף הכללי לפעול לביצוע שינוי מבני 20.3.2024 (אסמכתא 029175-01-2024) שבמסגרתו, ככל שיושלם השינוי המבני, תוחזק השותפות על ידי חברה ציבורית ("שינוי מבני"), לא תהיה עוד משמעות לתשלום התמלוגים לשותף הכללי, מובא להלן ניתוח רגישות לתזרים המזומנים במצב שלאחר השינוי המבני, אם וככל שיושלם.⁴

מובהר כי האמור לעיל ביחס לשינוי המבני המתוכנן מהווה **מידע צופה פני עתיד** כמשמעותו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968, אשר אינו וודאי והמבוסס על התוכניות של השותף הכללי הקיים בתאריך דוח זה והוא עשוי שלא להתבצע ו/או להתבצע באופן שונה, לרבות מהותית, בין היתר, כתוצאה מתנאי שוק ו/או השגת אישורים נדרשים.

קטגוריית המשאבים	מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
האומדן הנמוך Low Estimate (1C) (ללא תמלוג לשותף הכללי)	3.42	2.81	2.33	1.97	1.68
האומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C) (ללא תמלוג לשותף הכללי)	32.45	18	11.61	8.17	6.1
האומדן הגבוה High Estimate (3C) (ללא תמלוג לשותף הכללי)	151.93	70.9	44.36	29.76	22.23

⁴ שווי תזרים המזומנים שמוצג בלוח הרגישות, מתייחס למצב בו **תקבל במלואה** הצעת רכש החליפין שבכוונת השותף הכללי בשותפות להציע לבעלי יחידות ההשתתפות של השותפות, כפי שדווח בדוח מידי מיום 20.2.24 (אסמכתא 029175-01-2024).

להלן טבלה הכוללת את נתוני ההפקה של נפט בשנת 2023⁵

רבעון 4	רבעון 3	רבעון 2	רבעון 1	
36.8	21.9	12.1	12.9	סך הכל תפוקה בתקופה [באלפי חביות] – עבור ה-100% ⁶
8.2	4.9	2.7	2.9	סך הכל תפוקה בתקופה [באלפי חביות] - המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח
82.2	88.2	75.7	78.8	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב)
18.4	19.8	16.9	17.5	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)
4.1	4.4	3.7	3.9	צדדים שלישיים שותף כללי
12.1	22.3	26.6	22.2	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית): bbl/דולר ארה"ב ⁷
47.6	41.7	28.5	35.2	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה (המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד המדווח) (בדולר ארה"ב לחבית) (bbl/דולר ארה"ב)
0.74	0.44	0.24	0.26	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בנכס (ב-%)

⁵ 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.

⁶ נתוני ההפקה אינם כוללים גז טבעי. נכון למועד הדוח היקף המכירות זניח. במהלך שנת 2023 נמכרו כ-2,243 יחידות גז טבעי (חלק השותפות) בתמורה לכ-15.2 אלפי דולר.

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

"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.

"הידרוקרבוניים" - 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 הידרוקרבוניים 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, בנכס נפט או בזכות בעלת מהות דומה (לפי הענין).

"נפט" - נפט ניגר, בין נוזלי ובין אדי, לרבות שמן, גז טבעי, גזולין טבעי, קונדנסאטים ופחמימנים (הידרוקרבוניים) 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" ; "בהפקה (On Production)" ; "אושר לפיתוח (Approved for Development)" ; "מוצדק לפיתוח (Justified for Development)" ; "הצדקת פיתוח בבחינה (Pending) Development" ; "תוכנית פיתוח הושעתה או בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי (Development Unclassified 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" - 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. 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 29.12.2023 (CME) מותאם לתנאים המקומיים.

ג. בדוח המשאבים מתוכננים 5 קידוחי הפקה בכל אחת מהשנים 2025 עד וכולל 2029 חלף קדיחתם בשנים 2024-2028 וכן התווספו עבודות בקשר עם תחזוקת הבארות הקיימות והעתידיות. לעניין שהיית יכולת מתן אישורים לקדיחת קידוחי פיתוח במחוז קרן ראה סעיף 1.2 לעיל.

6.

חות דעת של מעריך המשאבים

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

7.

הצהרת הנהלה

א. תאריך ההצהרה: 28.3.2024;

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- 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.

יניב פרידמן
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 יניב פרידמן השותף הכללי
וירון זוארס סמנכ"ל כספים

נספח א'

March 27, 2024

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 27, 2024 relates to Petrotech's estimated gross (100%) contingent resources as of December 31, 2023 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 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, 2023, 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 - 2024

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 (100%)</u>	<u>Working Interest</u>	<u>Gross (100%)</u>	<u>Working Interest</u>	<u>Gross (100%)</u>	<u>Working 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 offset. The oil price is based on the December 29, 2023 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 Year</u>	<u>Oil Price (\$/Barrel)</u>	<u>Gas Price (\$/MMBtu)</u>
2024	76.375	1.800
2025	73.292	1.800
2026	70.783	1.800
2027	69.051	1.800
Thereafter	69.051	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, 2023 is:

<u>Category</u>	<u>Net Contingent Cash Flow Before Income Taxes (MM\$)</u>				
	<u>Discounted at 0%</u>	<u>Discounted at 5%</u>	<u>Discounted at 10%</u>	<u>Discounted at 15%</u>	<u>Discounted at 20%</u>
Low Estimate (1C)	3.482	2.854	2.372	1.999	1.710
Best Estimate (2C)	35.194	19.107	12.154	8.485	6.299
High Estimate (3C)	210.458	90.999	51.658	33.928	24.262

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



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, 2023

Period Ending	Gross Production		Working Interest Revenue			Royalties (M\$)	Net Capital	Net Abandonment	Net Operating	Future Net Cash Flow Before Taxes Discounted at 0% (M\$)
	Oil Mbbbl	Gas MMcf	Oil (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)		Costs (M\$)	Costs (M\$)	Expenses (M\$)	
2024	90.3	30.9	1,539.4	12.4	1,551.8	340.2	0.0	0.0	133.9	1,077.7
2025	76.6	22.4	1,252.4	9.0	1,261.4	276.5	1,669.0	0.0	143.9	-828.0
2026	125.0	22.6	1,974.6	9.1	1,983.7	434.9	1,713.6	0.0	184.1	-348.9
2027	147.6	22.1	2,274.6	8.9	2,283.5	500.6	0.0	0.0	214.2	1,568.7
2028	120.6	18.6	1,857.6	7.5	1,865.1	408.9	66.9	0.0	214.2	1,175.1
2029	85.1	14.7	1,311.4	5.9	1,317.3	288.8	22.3	0.0	194.6	811.6
2030	40.5	10.3	624.7	4.1	628.8	137.9	44.6	0.0	154.5	291.9
2031	19.1	7.9	293.6	3.2	296.8	65.1	0.0	0.0	133.9	97.8
2032	17.1	7.2	263.7	2.9	266.5	58.4	22.3	0.0	133.9	51.9
2033	15.4	6.5	237.2	2.6	239.8	52.6	0.0	0.0	133.9	53.4
2034	14.0	5.9	215.3	2.4	217.7	47.7	22.3	0.0	133.9	13.8
2035	12.7	5.4	196.4	2.2	198.6	43.5	0.0	0.0	133.9	21.2
2036	7.3	2.4	112.0	1.0	112.9	24.8	0.0	0.0	80.0	8.2
2037	1.4	0.4	21.3	0.2	21.4	4.7	0.0	151.7	15.7	-150.7
Subtotal	772.7	177.4	12,174.1	71.3	12,245.3	2,684.4	3,561.1	151.7	2,004.5	3,843.7
Remainder	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	772.7	177.4	12,174.1	71.3	12,245.3	2,684.4	3,561.1	151.7	2,004.5	3,843.7
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\$)
2024	8.9	36.3	1,032.5	1,007.6	984.5	962.8	942.6
2025	7.5	29.5	-865.0	-804.0	-749.8	-701.4	-658.1
2026	12.1	46.5	-407.4	-360.6	-321.0	-287.3	-258.3
2027	14.2	53.5	1,501.0	1,265.4	1,075.3	920.3	793.0
2028	11.6	43.7	1,119.8	899.0	729.2	597.0	493.0
2029	8.2	30.9	772.5	590.7	457.4	358.2	283.4
2030	3.9	14.7	273.2	199.0	147.1	110.2	83.5
2031	1.9	7.0	89.0	61.7	43.5	31.2	22.7
2032	1.7	6.2	44.0	29.1	19.6	13.4	9.3
2033	1.5	5.6	46.3	29.1	18.7	12.3	8.2
2034	1.4	5.1	7.3	4.4	2.7	1.7	1.1
2035	1.3	4.7	15.3	8.7	5.1	3.1	1.9
2036	0.7	2.6	4.8	2.6	1.5	0.8	0.5
2037	0.1	0.5	-151.4	-78.3	-41.8	-22.9	-12.9
Subtotal	74.9	286.8	3,481.9	2,854.4	2,371.8	1,999.3	1,709.8
Remainder	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	74.9	286.8	3,481.9	2,854.4	2,371.8	1,999.3	1,709.8

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, 2023

Period Ending	Gross Production		Working Interest Revenue			Royalties (M\$)	Net Capital	Net Abandonment	Net Operating	Future Net Cash
	Oil Mbbbl	Gas MMcf	Oil (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)		Costs (M\$)	Costs (M\$)	Expenses (M\$)	Flow Before Taxes Discounted at 0% (M\$)
2024	117.5	44.1	2,001.6	17.7	2,019.3	442.7	0.0	0.0	133.9	1,442.8
2025	111.3	47.0	1,819.8	18.9	1,838.7	403.1	1,669.0	0.0	143.9	-377.3
2026	171.9	54.4	2,715.5	21.8	2,737.3	600.1	1,735.9	0.0	184.1	217.2
2027	239.7	74.1	3,693.1	29.7	3,722.8	816.1	1,669.0	0.0	224.2	1,013.5
2028	273.9	83.9	4,219.5	33.7	4,253.2	932.4	1,481.6	0.0	264.4	1,574.9
2029	305.0	90.6	4,698.9	36.4	4,735.3	1,038.1	1,436.9	0.0	304.6	1,955.7
2030	311.7	87.1	4,802.7	35.0	4,837.7	1,060.5	89.3	0.0	334.7	3,353.3
2031	262.8	74.0	4,049.4	29.7	4,079.1	894.2	44.6	0.0	334.7	2,805.6
2032	228.2	64.6	3,516.1	25.9	3,542.0	776.5	111.6	0.0	334.7	2,319.3
2033	200.9	57.1	3,095.0	22.9	3,117.9	683.5	44.6	0.0	334.7	2,055.1
2034	179.6	51.1	2,767.2	20.5	2,787.8	611.1	51.3	37.9	331.4	1,755.9
2035	157.4	43.7	2,425.8	17.5	2,443.3	535.6	44.6	0.0	267.8	1,595.3
2036	144.2	40.1	2,221.7	16.1	2,237.8	490.6	89.3	0.0	267.8	1,390.2
2037	132.3	36.8	2,038.3	14.8	2,053.1	450.1	6.7	37.9	267.0	1,291.3
2038	117.1	32.2	1,804.7	12.9	1,817.7	398.5	66.9	0.0	200.8	1,151.4
Subtotal	2,953.6	880.6	45,869.3	353.7	46,222.9	10,132.9	8,541.2	75.9	3,928.6	23,544.3
Remainder	1,836.2	501.9	28,290.0	201.6	28,491.6	6,245.9	1,793.9	189.7	6,395.7	13,866.4
Total	4,789.7	1,382.4	74,159.3	555.2	74,714.5	16,378.8	10,335.2	265.5	10,324.4	37,410.6
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\$)
2024	8.4	34.5	973.5	950.0	928.2	907.8	888.7
2025	10.1	40.0	-540.7	-502.5	-468.7	-438.4	-411.3
2026	17.9	68.3	326.2	288.8	257.1	230.0	206.8
2027	23.7	88.3	927.6	782.0	664.5	568.8	490.0
2028	30.9	113.2	1,921.7	1,542.9	1,251.5	1,024.6	846.0
2029	33.1	120.7	2,121.0	1,621.8	1,255.7	983.4	778.1
2030	27.6	99.9	2,869.3	2,089.5	1,544.3	1,156.8	877.2
2031	23.7	85.6	2,407.9	1,670.0	1,178.1	844.1	613.4
2032	20.8	75.2	2,075.5	1,370.9	923.2	632.7	440.6
2033	18.5	66.8	1,805.5	1,135.8	730.1	478.6	319.4
2034	16.4	59.3	1,519.7	910.5	558.7	350.3	224.1
2035	14.6	52.9	1,426.6	814.0	476.7	285.9	175.3
2036	13.0	46.9	1,217.0	661.4	369.7	212.1	124.6
2037	11.9	42.9	1,175.5	608.4	324.6	178.2	100.3
2038	11.0	39.9	1,078.5	531.6	270.8	142.1	76.7
Subtotal	288.2	1,082.7	22,173.3	15,046.7	10,678.3	7,887.1	6,036.8
Remainder	178.8	667.4	13,020.2	4,060.0	1,476.0	597.6	261.8
Total	467.0	1,750.1	35,193.6	19,106.7	12,154.3	8,484.7	6,298.6

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

*Includes prior recovered volumes

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, 2023

Period Ending	Gross Production		Working Interest Revenue			Royalties (M\$)	Net Capital	Net Abandonment	Net Operating	Future Net Cash Flow Before Taxes Discounted at 0% (M\$)
	Oil Mbbl	Gas MMcf	Oil (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)		Costs (M\$)	Costs (M\$)	Expenses (M\$)	
2024	165.3	67.2	2,816.1	27.0	2,843.1	623.3	0.0	0.0	133.9	2,086.0
2025	196.3	73.8	3,210.9	29.6	3,240.6	710.4	1,669.0	0.0	143.9	717.3
2026	347.1	111.1	5,482.3	44.6	5,526.9	1,211.6	1,713.6	0.0	184.1	2,417.6
2027	510.3	153.3	7,862.4	61.6	7,924.0	1,737.1	1,669.0	0.0	224.2	4,293.7
2028	633.0	188.8	9,752.4	75.8	9,828.2	2,154.5	1,481.6	0.0	264.4	5,927.7
2029	746.7	221.6	11,504.2	89.0	11,593.2	2,541.4	1,436.9	0.0	304.6	7,310.3
2030	817.6	241.7	12,596.3	97.1	12,693.4	2,782.6	89.3	0.0	334.7	9,486.8
2031	770.9	227.7	11,878.0	91.5	11,969.4	2,623.9	44.6	0.0	334.7	8,966.2
2032	731.3	215.9	11,267.6	86.7	11,354.3	2,489.1	111.6	0.0	334.7	8,419.0
2033	692.0	204.2	10,661.7	82.0	10,743.7	2,355.2	44.6	0.0	334.7	8,009.2
2034	658.4	194.2	10,143.6	78.0	10,221.5	2,240.8	111.6	0.0	334.7	7,534.5
2035	627.9	185.1	9,673.7	74.3	9,748.0	2,137.0	44.6	0.0	334.7	7,231.8
2036	601.7	177.3	9,270.4	71.2	9,341.6	2,047.9	111.6	0.0	334.7	6,847.5
2037	574.6	169.3	8,852.9	68.0	8,920.9	1,955.6	44.6	0.0	334.7	6,586.0
2038	551.3	162.3	8,493.3	65.2	8,558.5	1,876.2	111.6	0.0	334.7	6,236.1
Subtotal	8,624.4	2,593.4	133,465.8	1,041.6	134,507.3	29,486.5	8,684.0	0.0	4,267.3	92,069.5
Remainder	11,739.4	3,449.0	180,868.5	1,385.2	182,253.7	39,953.4	2,655.2	265.5	11,584.9	127,794.6
Total	20,363.7	6,042.4	314,334.3	2,426.8	316,761.0	69,440.0	11,339.2	265.5	15,852.2	219,864.1
Ult	20,995.0	6,286.0								

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\$)
2024	16.3	66.6	2,003.1	1,954.8	1,909.9	1,867.9	1,828.5
2025	19.3	75.9	622.1	578.2	539.2	504.4	473.2
2026	33.9	129.5	2,254.2	1,995.3	1,776.3	1,589.4	1,429.0
2027	49.8	185.6	4,058.2	3,421.2	2,907.1	2,488.3	2,143.9
2028	61.8	230.2	5,635.8	4,524.8	3,670.2	3,004.8	2,481.1
2029	72.9	271.6	6,965.8	5,326.4	4,124.0	3,229.5	2,555.5
2030	79.8	297.3	9,109.7	6,634.0	4,902.9	3,672.6	2,785.0
2031	75.2	280.4	8,610.6	5,971.9	4,213.0	3,018.6	2,193.7
2032	71.3	266.0	8,081.7	5,338.2	3,594.7	2,463.6	1,715.8
2033	67.5	251.7	7,690.0	4,837.6	3,109.5	2,038.4	1,360.5
2034	64.2	239.4	7,230.9	4,332.2	2,658.1	1,666.7	1,066.1
2035	61.3	228.3	6,942.2	3,961.1	2,320.0	1,391.5	852.9
2036	58.7	218.8	6,570.0	3,570.2	1,996.0	1,145.1	672.7
2037	56.1	209.0	6,321.0	3,271.4	1,745.7	958.0	539.3
2038	53.8	200.5	5,981.8	2,948.4	1,501.9	788.3	425.3
Subtotal	841.9	3,150.6	88,077.0	58,665.7	40,968.4	29,827.1	22,522.5
Remainder	1,145.2	4,269.0	122,380.5	32,333.4	10,689.2	4,100.5	1,739.1
Total	1,987.0	7,419.6	210,457.5	90,999.1	51,657.5	33,927.6	24,261.6

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

*Includes prior recovered volumes

March 27, 2024

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 27, 2024 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, 2023 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

