

ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

(להלן: "השותפות")

28 בנובמבר, 2024

לכבוד	לכבוד
הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ	רשות ניירות ערך
<u>באמצעות מגנ"א</u>	<u>באמצעות מגנ"א</u>

ג.א.ג.,

הנדון: הסכם מותנה לרכישת זכויות בנכס נפט בשטח המים הכלכליים של בולגריה

השותפות מתכבדת לעדכן אודות התקשרות בהסכם מותנה לרכישת זכויות בשיעור של 50% מנכס נפט הידוע כבלוק Han Asparuh 1-21 המצוי בשטח המים הכלכליים של רפובליקת בולגריה בים השחור (להלן: "ההסכם", "העסקה", ו-"הרישיון" או "הבלוק" או "הפרויקט", בהתאמה).
להלן יובא תיאור של עיקרי העסקה.

1. ההסכם נחתם בין NewMed Energy Balkan Limited, חברה בת המאוגדת באנגליה בבעלות מלאה של השותפות (להלן: "ניו-מד בלקן" או "הרוכשת") לבין OMV Offshore Bulgaria GmbH (להלן: "OMV Bulgaria" או "המוכרת"), חברה בת של OMV Petrom, אשר למיטב ידיעת השותפות הינה חברה ציבורית הנסחרת בבורסת בוקרשט ברומניה ונחשבת לתאגיד האנרגיה הגדול ביותר באזור דרום-מזרח אירופה. נכון למועד דוח זה, OMV Bulgaria מחזיקה במלוא הזכויות (100%) בבלוק.

2. בכפוף להתקיימות התנאים המתלים להשלמת העסקה, המוכרת התחייבה להעביר לרוכשת זכויות השותפות בשיעור של 50% מהזכויות ברישיון שהוענק על-ידי ממשלת בולגריה ביחס לשטח הבלוק, זכויות בהסכם לחיפוש גז טבעי ונפט בשטח הבלוק שנחתם עם ממשלת בולגריה, וזכויות בהסכם התפעול המשותף (Joint Operating Agreement, JOA) אשר יחול בין השותפים בבלוק (להלן: "הזכויות"). יצוין כי, יתרת הזכויות בבלוק (50%) תוחזק לאחר השלמת העסקה על-ידי OMV Bulgaria.

3. בהסכם נקבעו מספר תנאים מתלים להשלמת העסקה (להלן: "התנאים המתלים"):

א. קבלת אישור המפקח בשותפות ובעלי יחידות ההשתתפות בשותפות להתקשרות ניו-מד בלקן בהסכם ולביצוע העסקה, טרם הגשת הבקשה לקבלת אישור ממשלת בולגריה;

ב. השלמת רישום לצרכי מע"מ ברשות המיסים הבולגרית עבור הסניף המקומי של ניו-מד בלקן;

ג. קבלת אישור מועצת התחרות הבולגרית וכן אישור הוועדה להשקעות זרות בבולגריה, ככל שהאישורים כאמור נדרשים על-פי הדין לצורך העברת הזכויות לרוכשת;

ד. התקשרות הצדדים עם ממשלת בולגריה בהסכם המאשר את העברת הזכויות לרוכשת.

4. בתמורה להעברת הזכויות בבלוק, התחייבה הרוכשת לשאת במימון חלקה של המוכרת בעלויות קידוח האקספלורציה הבא שיבוצע בפרוספקט Vinekh בשטח הבלוק (מבין מספר פרוספקטים ומובילים (leads)) (להלן: "הקידוח הראשון"), עד לסכום כולל שלא יעלה על 50 מיליון אירו (כ- 52 מיליון דולר ארה"ב (להלן: "דולר")), וכן לשאת במימון חלקה של המוכרת בעלויות קידוח נוסף בבלוק, שיהיה קידוח אקספלורציה בפרוספקט נוסף בשטח הבלוק או קידוח הערכה בפרוספקט Vinekh (במקרה של תגלית בו), בהתאם להמלצת OMV Bulgaria כמפעילה ולאישור ניו-מד בלקן, לאחר השלמת הקידוח הראשון, וזאת עד לסכום כולל (נוסף) שלא יעלה על 50 מיליון אירו (להלן: "הקידוח השני", וביחד עם הקידוח הראשון: "שני הקידוחים").

יובהר כי, על-פי תנאי ההסכם, לא מוקנית לרוכשת זכות לקבל מהמוכרת החזר של הנשיאה בסכומים אשר הרוכשת תעמיד לטובתה, כמפורט בסעיף זה לעיל, וכי מעבר לסכומים כאמור, יישאו המוכרת והרוכשת בחלקן היחסי (50%-50%) בהוצאות הפרויקט.

יצוין כי, הסכומים כאמור כוללים את הוצאות התפעול בקשר עם הרישיון במהלך תקופת הביניים שבין מועד חתימת ההסכם ועד למועד השלמת העסקה (Closing) בסך של 5 מיליון אירו (כ- 5.2 מיליון דולר), וכן את ההוצאות שבהן נשאה המוכרת ביחס להיערכות לקידוחים בסך של כ- 5 מיליון אירו. בנוסף, הוסכם כי הרוכשת תישא באגרות שישולמו לממשלת בולגריה בגין העברת הזכויות.

5. בכפוף להתקיימות התנאים המתלים, השלמת העסקה תבוצע במועד בו הצדדים וממשלת בולגריה יתקשרו בהסכם המאשר את העברת הזכויות לרוכשת, או במועד אחר, כפי שיוסכם בין הצדדים.

6. החל ממועד השלמת העסקה תישא הרוכשת, לפי חלקה ברישיון, בכל ההוצאות, התשלומים, החבויות וההתחייבויות החלים בגין הבלוק ועל-פי הוראות כל דין, למעט האמור בסעיף 4 לעיל ולמעט חבויות והתחייבויות מסוימות לגביהן נקבע בהסכם שיוותרו באחריות המוכרת גם לאחר מועד השלמת העסקה, ביחס לתקופה שקדמה להשלמת העסקה, ובכלל זה דרישות תשלום שהוצאו בגין הבלוק לפני השלמת העסקה וכן חבויות והתחייבויות בנוגע לשמירה על הסביבה או לעמידה בהוראות הדין הנוגעות לשמירה על הסביבה, ככל שהיו קיימות לפני מועד השלמת העסקה או שהיו ידועות למוכרת לפני מועד השלמת העסקה.

7. במועד השלמת העסקה יתקשרו הצדדים בהסכם תפעול משותף (JOA) בנוסח מוסכם, במסגרתו ייקבע, בין היתר, כי המוכרת תמשיך לשמש כמפעילה (Operator) ברישיון. לפרטים אודות הוראות הסכם התפעול המשותף, ראו סעיף ז' לנספח "א" ("פרטים בדבר הבלוק") המצורף לדוח זה.

8. בהסכם נקבעו הוראות לגבי זכויות הצדדים לבטל את ההסכם לפני מועד השלמת העסקה, בכל אחד מהמקרים הבאים:

א. אי התקיימות התנאים המתלים בתוך 180 ימים ממועד חתימת ההסכם (או מועד מאוחר יותר, כפי שיוסכם בין הצדדים);

ב. אירוע חדלות פירעון של הצד האחר;

ג. הצד האחר לא עמד בהתחייבויותיו ביחס לתקופה שלפני מועד השלמת העסקה, ולא ריפא הפרה זו בתוך 14 יום ממועד קבלת הודעה בכתב;

ד. לרוכשת תעמוד זכות לביטול ההסכם אם התקיים "שינוי מהותי לרעה" ביחס לזכויות המועברות, וכן, בתנאים מסוימים שנקבעו, במקרה של הפרת מצגים של המוכרת.

9. ההסכם כפוף לדין האנגלי וכל סכסוך בנוגע להסכם ייושב בבוררות בפריז אשר תנוהל לפי כללי בית הדין הבינלאומי לבוררות בפריז (International Court of Arbitration) בחסות לשכת המסחר הבינ-לאומית.

10. בהסכם נקבעו הוראות נוספות כמקובל בהסכמים מסוג זה, ובכלל זה התחייבויות הדדיות לשיפוי מקרה של הפרת מצגים והתחייבויות.

בנספח "א" המצורף לדוח זה מובאים פרטים עיקריים אודות הבלוק. לנספח זה מצורף דוח הערכת המשאבים המנובאים המיוחסים לפרוספקט Vinekh בלבד (להלן: "דוח המשאבים") ו- "הפרוספקט" או "Vinekh", (בהתאמה), אשר נערך על-ידי חברת Netherland, Sewell and Associates, Inc. (להלן: "NSAI"), מעריך משאבים מומחה, מוסמך ובלתי תלוי, על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

סמוך לאחר פרסום דוח זה תפרסם השותפות דוח לזימון אסיפה כללית מיוחדת של מחזיקי יחידות ההשתתפות בשותפות, שעל סדר יומה הצעת החלטה לאשר את ההתקשרות בעסקה וכן להימנע מחלוקת רווחים בשותפות לצורך ביצוע ההשקעות בבלוק (להלן: "דוח הזימון").

ביום 27.11.2024 אישרו ועדת הביקורת, ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי בשותפות להעניק תגמול הוני למר יוסי אבו, מנכ"ל השותפות (להלן: "מר אבו"), בחריגה ממדיניות התגמול של השותפות, בשיעור של 5% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן (להלן: "התגמול המוצע"). השותפות תישא במימון חלקו היחסי של מר אבו (2.5% בשרשור) בהשקעה הראשונית של השותפות בסך של עד 173 מיליון דולר (או חלק יחסי מסכום זה במקרה שניו-מד בלקן תעביר חלק מזכויותיה ברישיון לצד שלישי), אשר נועדה לשמש את

ניו-מד בלקן לקדיחת שני הקידוחים וכן לכיסוי עלויות נוספות של ניו-מד בלקן, ככל שיהיו, בקשר עם שיתופי פעולה אפשריים נוספים עם OMV Bulgaria במיזמים אחרים (להלן: "ההשקעה הראשונית"). מעבר למימון כאמור, יישא מר אבו בחלקו היחסי (2.5%) בכל השקעה נוספת שתידרש מבעלי המניות בניו-מד בלקן, על-פי החלטת ניו-מד בלקן.

יצוין כי, המניות שתוקצינה למר אבו תהיינה כפופות למנגנון של Reverse Vesting, לפיו אם יסיים מר אבו ביוזמתו את כהונתו בתפקיד לפני תום תקופה של 36 חודשים, שתחילתה במועד אישור התגמול המוצע, אזי ניתן יהיה לרכוש את מניותיו ללא תמורה, וכי מר אבו יהיה זכאי להשתתף בחלוקת רווחים מניו-מד בלקן בגין חלקו היחסי בהון המניות רק לאחר שניו-מד בלקן שילמה לשותפות (בדרך של חלוקת רווחים ו/או החזר הלוואה) סכומים השווים במצטבר לסך ההשקעה הראשונית שבוצעה בניו-מד בלקן בפועל, והכל בתוספת ריבית בשיעור שנתי של 7.5%.

הצעת החלטה לאישור התגמול המוצע תפורט בדוח הזימון, אשר יכלול פרטים נוספים בנושא זה. יובהר כי, הצעת ההחלטה לאישור העסקה אינה מותנית באישור הצעת ההחלטה שתיכלל בסדר יום האסיפה אודות התגמול המוצע. על אף האמור, יצוין כי העסקה אושרה על-ידי ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי בשותפות כהתקשרות אשר למר אבו יש בה עניין אישי.

עוד החליט דירקטוריון השותף הכללי בשותפות לפעול לגיבוש תוכנית להענקת תגמול הוני נוסף, בשיעור כולל של עד 5% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן, לנושאי משרה נוספים בשותפות ובשותף הכללי בשותפות, בתנאים דומים לתנאי התגמול ההוני המוצע למר אבו, באופן שהשותפות תישא במימון חלקם היחסי של נושאי המשרה הנוספים של השותפות בהשקעה הראשונית, והשותף הכללי בשותפות (או קבוצת דלק בע"מ, בעלת השליטה בשותפות (להלן: "קבוצת דלק")) יישא במימון חלקם היחסי של נושאי המשרה בשותף הכללי בשותפות בהשקעה הראשונית.

בכבוד רב,

ניו-מד אנרג'י ניהול בע"מ

השותף הכללי בניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת

על-ידי יוסי אבו, מנכ"ל

וצבי קרץ, סמנכ"ל אקספלורציה

נספח "א"

פרטים אודות הבלוק

בלוק Han Asparuh 1-21 בשטח המים הכלכליים של בולגריה בים השחור

הפרטים המובאים בדוח זה ביחס לבלוק מבוססים בעיקרם על מידע שנמסר לשותפות על-ידי OMV Bulgaria, המחזיקה במועד דוח זה במלוא הזכויות (100%) בבלוק, והינם למיטב ידיעת השותפות.

כפי שיפורט ביתר הרחבה בדוח הזימון, על-פי החלטות ועדת הביקורת, ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי בשותפות, מוצע לאשר הענקה של התגמול המוצע למר אבו, מנכ"ל השותפות, בשיעור של 5% מהון המניות המונפק של ניו-מד בלקן. בהתאם, תיאור הבלוק המובא להלן מתייחס לשיעור זכויותיה של השותפות בבלוק בשרשור (47.5% מתוך 100%), באמצעות החזקת 95% מהון המניות של ניו-מד בלקן, וזאת בהנחה שהתגמול המוצע יאושר.

א. פרטים כלליים אודות הבלוק

שם הבלוק:	בלוק Han Asparuh 1-21.
מיקום:	המים הכלכליים של רפובליקת בולגריה בים השחור.
שטח:	כ- 13,712 קמ"ר.
סוג הבלוק ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	רישיון לביצוע חיפושי נפט וגז טבעי בשטח הרישיון, אשר נכלל במסגרת הסכם PEA עם ממשלת בולגריה (Prospecting and Exploration Agreement), הכולל זכות לקבלת זיכיון הפקה במקרה של תגלית שתוכר. זכויות ההפקה הינן בגבולות מסוימים שייקבעו בהתאם לתגלית או תגליות, ולאחר הכרזתה או הכרזתן. זיכיון ההפקה הינו לתקופה של 35 שנים עם אפשרות להארכה ב- 15 שנים נוספות בתנאים מסוימים.
תאריך הענקה מקורי של הבלוק:	ממשלת בולגריה העניקה את הרישיון בחודש אוגוסט 2012 לקונסורציום אשר כלל את Total Energies (i), אשר גם שימשה כמפעילה בפרויקט; Repsol (ii); ו- (iii) OMV Bulgaria. בשנת 2019 ויתרה Repsol על זכויותיה ברישיון, ובשנת 2022 ויתרה Total Energies על זכויותיה ברישיון, כך שכל הזכויות ברישיון הועברו לבעלות OMV Bulgaria המשמשת נכון למועד דוח זה גם כמפעילה בפרויקט.
תאריך פקיעה מקורי של הבלוק:	
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת הבלוק:	
תאריך נוכחי לפקיעת הבלוק:	הרישיון המקורי הוענק לתקופה של 5 שנים, אשר הוארכה ב- 135 ימים מחודש ספטמבר 2017, בשנתיים נוספות מחודש ינואר 2018, ב- 109 ימים נוספים מחודש ינואר 2020, בשנתיים נוספות מחודש מאי 2020, ובשנתיים נוספות מחודש מאי 2022. בחודש יוני 2024 נחתם בין שר האנרגיה הבולגרי ו- OMV Bulgaria נספח המאשר הארכה נוספת של תוקף הרישיון ב- 23 חודשים עד ליום 18.10.2026, עקב נסיבות של "כוח עליון", וזאת על רקע המלחמה באוקראינה ופרישתה של Total Energies מהפרויקט.
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת הבלוק; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת הארכה האפשרית:	למיטב ידיעת השותפות, מבחינה חוקית, לא קיימת אפשרות להארכה נוספת של הרישיון מעבר למועד הפקיעה הנוכחי שלו בחודש אוקטובר 2026 כאמור. יובהר כי, מועד פקיעת הרישיון הינו המועד האחרון בו ניתן יהיה לבצע קידוחי אקספלורציה בשטח הבלוק. עם זאת, במידה ותתגלה תגלית בשטח הרישיון, ניתן יהיה להאריכו בשנה נוספת, קרי עד לחודש אוקטובר 2027, וזאת לצרכי הערכה של התגלית.
	יצוין כי, למיטב ידיעת השותפות, תקופת הרישיון אשר הוארכה כאמור מספר פעמים, חורגת מהתקופה

המירבית הקבועה בחוק הבולגרי, וכי בהסכם לרכישת הזכויות לא ניתנו על-ידי OMV Bulgaria התחייבויות כלשהן לשיפוי בקשר לנושא זה.	
OMV Offshore Bulgaria GmbH ("OMV Bulgaria").	ציון שם המפעיל (Operator):
OMV Bulgaria – 50%. למיטב ידיעת השותפות, OMV Bulgaria הינה חברה בת בבעלות מלאה (100%) של OMV Petrom S.A., חברה ציבורית אשר כ- 51% מהון מניותיה מוחזק על-ידי OMV AG, וכ- 21% מהון מניותיה מוחזק על-ידי ממשלת רומניה. ¹ OMV AG הינה חברה ציבורית אשר כ- 56% מהון מניותיה מוחזק ביחד על-ידי ADNOC (חברת הנפט הלאומית של אבו דאבי) ו- ÖBAG, חברה בבעלות ממשלת אוסטריה. ² ניו-מד בלקן – 50%. לפרטים נוספים, ראו סעיף 1 לעיל.	ציון שמות השותפים הישירים בבלוק וחלקם הישיר בבלוק וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:

ב. פרטים אודות חלקה של השותפות בבלוק

כמפורט בתיאור ההסכם לעיל.	החזקה בבלוק שנרכש – ציון תאריך הרכישה:
השותפות תחזיק ב- 47.5% מהזכויות בבלוק, באמצעות החזקה של 95% מהון המניות של ניו-מד בלקן.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בבלוק:
ראו טבלה להלן.	ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות מהבלוק:
כ- 5.2 מיליון דולר. ³	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בבלוק במהלך 5 השנים שקדמו למועד הדוח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

¹ <https://www.omvpetrom.com/en/investors/shares-and-dividends/shareholder-structure>

² <https://www.omv.com/en/investor-relations/share/shareholder-structure>

³ ההוצאות שבהן נשאה המוכרת טרם העסקה ביחס לעבודות הכנה לקראת קידוחים בשטח הרישיון, בין היתר, בתחומים הנדסיים, תפעוליים, סביבתיים, בטיחותיים ורגולטוריים, לרבות רכישת long lead items בסך של כ- 5 מיליון אירו, כמפורט בסעיף 4 לעיל, אשר ישולמו למוכרת בסמוך לאחר מועד השלמת העסקה.

<u>פריט</u>	<u>אחוז לפני החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>הסבר תמציתי</u> <u>כיצד מחושבים</u> <u>התמלוגים או</u> <u>התשלומים</u>
הכנסות שנתיות חזויות של הבלוק	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	
R-FACTOR	0-1.0	2.5-3.0	2.0-2.5	1.75-2.0	1.5-1.75	1.0-1.5	מעל 3.0	בהנחה שחישוב ה-R FACTOR והחזר ההשקעה לצרכי תמלוג העל זהה. לפרטים נוספים, ראו סעיף ג(2)(ב) להלן.
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת הבלוק :								
המדינה	2.5%	22.5%	12.5%	10%	5%	2.5%	30.0%	לפרטים נוספים, ראו סעיף ג(2)(ב) להלן.
הכנסות מנוטרלות ברמת הבלוק	97.50%	77.50%	87.50%	90.00%	95.00%	97.50%	70.00%	
חלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות מהבלוק המנוטרלות (בשרשור)	47.50%	47.50%	47.50%	47.50%	47.50%	47.50%	47.50%	
סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת הבלוק (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	46.31%	36.81%	41.56%	42.75%	45.13%	46.31%	33.25%	

<u>פריט</u>	<u>אחוז לפני החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר</u> <u>ההשקעה</u>	<u>הסבר תמציתי</u> <u>כיצד מחושבים</u> <u>התמלוגים או</u> <u>התשלומים</u>
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם הבלוק ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בבלוק):								
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	2.14%	4.51%	4.51%	4.51%	4.51%	4.51%	4.51%	תמלוג-על בגין חלקה של השותפות בשיעור של 4.5% לפני החזר השקעה ובשיעור של 9.5% לאחר החזר השקעה מחושב לפי שווי השוק בפי הבאר. מכיוון שאופן חישוב השיעור כאמור נעשה על-פי שווי השוק בפי הבאר כאמור, שיעור זה עשוי להשתנות.
השיעור המשיך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מהבלוק	44.18%	41.8%	40.61%	38.24%	37.05%	32.3%	28.74%	

* יצוין כי, השותפות בוחנת באמצעות יועציה המשפטיים החיצוניים האם ההתחייבות לתשלום תמלוגי-על לקבוצת דלק ולחברה בת שלה וכן לצדדים שלישיים, חלה גם ביחס לרישיון. על אף האמור, בטבלה לעיל מוצג גם תשלום תמלוגי-על שחושבו בגין 47.5% מהזכויות ברישיון, קרי, לאחר הפחתת החלק המיוחס לתגמול המוצע למר אבו.

ג. שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות מהבלוק

1. ביחס להוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, הפיתוח וההפקה בבלוק (להלן: "הוצאות הפרויקט"), יצוין כדלקמן:

(א). כאמור לעיל, בהתאם להסכם, התחייבה השותפות לשאת במימון חלקה של OMV Bulgaria (50%) בשני הקידוחים, עד לסך מירבי (בכל אחד משני הקידוחים) של 50 מיליון אירו (כ- 52 מיליון דולר), וכי מעבר לסכומים אלו יישאו השותפות ו- OMV Bulgaria בחלקן היחסי (50%-50%) בהוצאות הפרויקט.

(ב). כאמור לעיל, בהנחה שיאושר התגמול המוצע למר אבו, השותפות תישא במימון חלקו היחסי של מר אבו (2.5% בשרשור) בהשקעה הראשונית. מעבר למימון כאמור, יישא מר אבו בחלקו היחסי בכל השקעה נוספת שתידרש מבעלי המניות בניו-מד בלקן על-פי החלטת ניו-מד בלקן.

(ג). יובהר כי, התחשיב של שיעור ההשתתפות המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הפרויקט, כמפורט בטבלה להלן, מתייחס להוצאות שתהיינה לאחר שני הקידוחים (קרי, לאחר מיצוי התחייבויות המימון שחלות על השותפות ביחס לעלויות שני הקידוחים).

(ד). על-פי הסכם התפעול המשותף, תישא השותפות בהוצאות המפעיל בשיעורים מסוימים מהוצאות הפרויקט, כמפורט בסעיף 2(ז) להלן.

2. ביחס להכנסות מהבלוק, יצוין כדלקמן:

(א). כאמור לעיל, השותפות בוחנת באמצעות יועציה המשפטיים החיצוניים האם ההתחייבות לתשלום תמלוגי-על לקבוצת דלק ולחברה בת שלה וכן לצדדים שלישיים, חלה גם ביחס לרישיון. על אף האמור, בטבלאות להלן מוצגים תחשיבים הכוללים גם תשלום תמלוגי-על שחושבו בגין 47.5% מהזכויות ברישיון.

(ב). ההכנסות מהבלוק כפופות לתשלום תמלוגים לממשלת בולגריה המחושבים כשיעור מסוים מההפקה ברוטו או מסך ההכנסות מזיכיון ההפקה, לפי בחירת הממשלה. יצוין כי, על-פי הרגולציה בבולגריה החלה במועד דוח זה, התמלוגים השנתיים נקבעים לפי מכפלה של הערך הכלכלי של ההפקה השנתית בשיעור התמלוג המשתלם לממשלה, אשר נקבע על-פי נוסחת R-Factor, על-פי המדרגות הבאות:

<u>שיעור התמלוג</u>	<u>R-Factor</u>
2.5%	< 1.5
5%	1.5 – 1.75
10%	1.75 – 2
12.5%	2 – 2.5
22.5%	2.5 – 3
30%	> 3

למיטב ידיעת השותפות, על-פי הרגולציה החלה בבולגריה במועד דוח זה, מעבר לזכות לקבלת תמלוגים מהתפוקה, כמפורט לעיל, לא מוקנית לממשלת בולגריה זכות לקבלת זכויות השתתפות בבלוק או זכויות כלכליות מהותיות אחרות כלשהן בתפוקת הפטרוֹליום.

למיטב ידיעת השותפות, בחודש יולי 2023 החליט הפרלמנט הבולגרי להורות לשר האנרגיה הבולגרי לנהל משא ומתן על התנאים לפיהם חברה ממשלתית בולגרית תרכוש עד 20% מהזכויות בבלוק. בהמשך לכך, בחודש אוקטובר 2024 קיבלה OMV Bulgaria מכתב ממשד האנרגיה הבולגרי לבקשה לקבלת מידע, בין היתר, אודות תוכניות העבודה, נתונים טכניים וניתוחים טכניים-כלכליים בקשר לפרויקט. למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד דוח זה לא מתקיים משא ומתן בעניין זה עם OMV Bulgaria ולא ניתן להעריך מה יהיו תוצאות משא ומתן כאמור (אם וכאשר יחל) או אם הפרלמנט או משרד האנרגיה הבולגריים

יקבלו בעתיד החלטות נוספות בקשר לנושא זה ו/או בעניינים אחרים אשר עשויים להשפיע על הפרויקט או על זכויות השותפות בפרויקט.

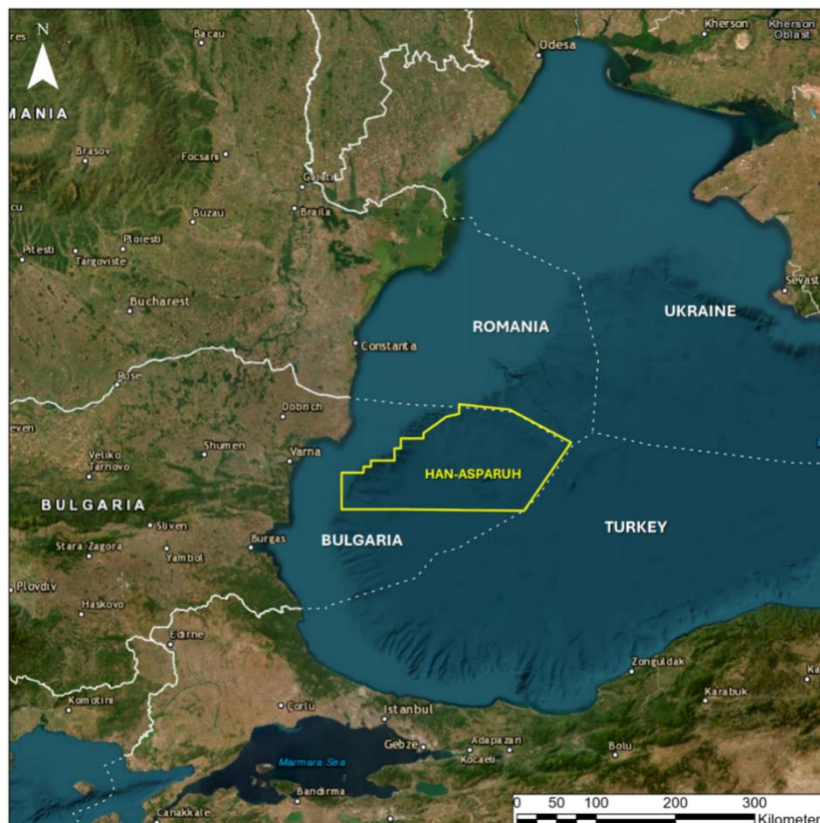
(ג) על-פי המשטר הפיסקאלי החל כיום בבולגריה, שיעור מס חברות שחל על ההכנסה החייבת הינו 10%.

3. בטבלאות להלן מובאים תחשיבים של השיעורים המשויכים בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות בהוצאות הפרויקט וההכנסות מהבלוק.

<u>הסברים</u>	<u>שיעור מגולם ל-100% לאחר החזר ההשקעה</u>	<u>שיעור מגולם ל-100% לפני החזר ההשקעה</u>	<u>אחוז לאחר החזר ההשקעה</u>	<u>אחוז לפני החזר ההשקעה</u>	<u>שיעור השתתפות</u>
ראו תיאור בסעיף ב' לעיל.	100%	100%	47.5%	47.5%	השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בבלוק
ראו תחשיב בסעיף ב' לעיל.	88%-60.5%	93%	41.8%-28.74%	44.18%	השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מהבלוק עם תמלוגי על
ראו תחשיב בסעיף ב' לעיל.	97.5%-70%		46.31%-33.25%		השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מהבלוק ללא תמלוגי על
ראו תחשיב בסעיף ב' לעיל.	102%-101%	102%-101%	48.45%-47.975%	48.45%-47.975%	שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש, הפיתוח וההפקה בבלוק

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
הוצאות תיאורטיות של הבלוק	100%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת הבלוק:		
המפעילה	2%-1%	ראו סעיף ז(2) להלן.
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת הבלוק	102%-101%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הבלוק (בשרשור)	47.5%	לאחר מימון חלק המפעילה, כמפורט בסעיף ג(1)(א) לעיל.
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת הבלוק (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	48.45%-47.975%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם הבלוק וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בבלוק):		
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה בבלוק	48.45%-47.975%	-

ד. מפת הבלוק



* המשאבים המפורטים בדוח המשאבים מצויים בתוך שטח הבלוק. יצוין כי, המאגר, ככל שיתגלה, עשוי לגלוש לשטח המים הכלכליים של מדינות סמוכות. לפרטים אודות גורם הסיכון "גלישה של מאגרים", ראו סעיף 7.29.31 לפרק א' בדוח התקופתי של השותפות לשנת 2023, אשר פורסם ביום 19.3.2024 (מס' אסמכתא: 2024-01-027798) (להלן: "דוח התקופתי").

ה. פעולות מהותיות שבוצעו בבלוק בעבר

למיטב ידיעת השותפות, במהלך השנים ביצעו השותפים בבלוק פעולות אקספלורציה שונות, שהעיקריות שבהן מפורטות בטבלה להלן.

תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה	תיאור תמציתי של הפעולה	תקופה שבה הפעולה בוצעה	ביצוע הפעולה
נתגלתה כמות נפט אשר לא הצדיקה פיתוח בשעתו.	לבחון הימצאות הידרוקרבונים במבנה פולשקוב.	2016	קידוח אקספלורציה Polshkov-1
קידוח יבש.	לבחון הימצאות הידרוקרבונים בפרוספקט רובין.	2017	קידוח אקספלורציה Rubin-1
קידוח יבש.	לבחון הימצאות הידרוקרבונים בפרוספקט מלניק.	2019	קידוח אקספלורציה Melnik-1
זיהוי פרוספקטים ומובילים (leads) בשטח הרישיון, ובין היתר, פרוספקט Vinekh ופרוספקטים ומובילים אחרים, לרבות פרוספקט Krum.	ביצוע סקר סייסמי תלת מימדי על-ידי חברת Shearwater, עיבוד על-ידי חברת DUG, ופיענוח על-ידי בעלי הרישיון.	2020-2024	ביצוע סקר סייסמי תלת-מימדי (3D), עיבודו ופיענוחו

למיטב ידיעת השותפות, בהתאם לנתונים שהציגה OMV Bulgaria, סך ההשקעות בפעילות חיפוש בבלוק מאז ניתן הרישיון בשנת 2012 הסתכם בכ- 387 מיליון אירו.

ו. תוכנית עבודה בפועל ומתוכננת בבלוק

למיטב ידיעת השותפות, עד למועד דוח זה עמדו השותפים בבלוק בהתחייבויותיהם לגבי תוכנית העבודה שנקבעה בתנאי הרישיון, ואין כיום תוכנית עבודה נוספת המחייבת את השותפים.

בהתאם להסכם, בכוונת הצדדים לבצע את הקידוח הראשון בפרוספקט Vinekh במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2025, כאשר לאחריו יקבלו השותפים החלטה לגבי ביצוע הקידוח השני במהלך שנת 2026 (לפני פקיעת הרישיון בחודש אוקטובר 2026), בין אם כקידוח הערכה ראשון בפרוספקט Vinekh במקרה של הצלחת הקידוח הראשון, ובין אם כקידוח אקספלורציה בפרוספקט אחר בשטח הבלוק. יצוין כי, הקידוח השני עשוי להיות קידוח אקספלורציה בפרוספקט אחר, וזאת גם אם הקידוח הראשון, בפרוספקט Vinekh, יהיה מוצלח ויסתיים בתגלית.

להלן תיאור תמציתי של הפעולות המתוכננות בבלוק, בציון התקציב המשוער לביצוע כל פעולה וחלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב זה, בהנחה של תרחיש הצלחה בקידוח הראשון.

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת הבלוק (באלפי דולר)	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ⁴
2025	• זיהוי ואפיון פרוספקטים ומובילים (leads) בשטח הרישיון.	כ- 1,100	כ- 550
	• ביצוע קידוח אקספלורציה Vinekh-1 ועריכת מבחני הפקה (בהנחה של תגלית).	כ- 113,000	כ- 80,000

⁴ רבות השתתפות בחלק המפעילה, כמפורט בסעיף 4 לעיל, והשתתפות בחלקו של מר אבו, כמפורט לעיל.

תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תוכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת הבלוק (באלפי דולר)	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ⁴	תקופה
• הכנות לקראת הקידוח השני.	כ- 10,300	כ- 10,300	
• תכנון קידוחים עתידיים.	כ- 4,100	כ- 2,050	
• עבודות הנדסיות ראשוניות בקשר עם תכנון פיתוח אפשרי של התגלית או התגליות, ככל שתהיינה.	כ- 3,100	כ- 1,550	
• הוצאות תפעוליות לרבות בתחומי סביבה, רגולציה וניהול הפרויקט.	כ- 4,900	כ- 2,450	
• ביצוע הקידוח השני.	כ- 101,000	כ- 71,300	2026
• כתלות בתוצאות הקידוחים, קדיחת קידוחים נוספים (אקספלורציה ו/או הערכה).	כ- 137,500	כ- 65,300	
• המשך זיהוי ואפיון פרוספקטים ומובילים (leads) בשטח הרישיון.	כ- 2,700	כ- 1,300	
• ככל שיימצא מאגר כלכלי, תכנון הנדסי ראשוני טרם קבלת החלטת פיתוח.	כ- 10,300	כ- 4,900	
• הוצאות תפעוליות, לרבות בתחומי סביבה, רגולציה וניהול הפרויקט.	כ- 4,900	כ- 2,300	
• כתלות בתוצאות הקידוחים, קדיחת קידוחי הערכה נוספים.			
• המשך זיהוי ואפיון פרוספקטים ומובילים (leads) בשטח הרישיון.			2027 ואילך
• ככל שיימצא מאגר כלכלי, קבלת החלטה לפיתוח.			

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – המידע בדבר הפעולות המתוכננות בבלוק, לרבות בקשר עם העלויות, לוחות הזמנים ועצם ביצוען, מהווה "מידע צופה פני עתיד" כמשמעותו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק ניירות ערך"), אשר מבוסס על מידע אשר התגבש אצל השותפות במועד דוח זה, ואשר מבוסס בעיקרו על מידע והערכות של המוכרת שנמסרו לשותפות במהלך המשא ומתן ובדיקות הנאותות. ביצוע הפעולות המתוכננות בפועל, לרבות לוחות הזמנים והעלויות, עשויים להיות שונים מהותית מהמידע המפורט לעיל, והדבר מותנה, בין היתר, בתנאי השוק, ברגולציה, בנסיבות חיצוניות רבות, בצרכים טכניים, ביכולת טכנית, בממצאים חדשים שיתגלו ובכדאיות כלכלית. כמו כן, השלמת העסקה כפופה להתקיימות התנאים המתלים.

ז. הסכם התפעול המשותף

להסכם רכישת הזכויות צורף נוסח מוסכם של הסכם התפעול המשותף אשר יחול בין הצדדים ביחס לניהול הבלוק, הכולל, בין היתר, את ההוראות העיקריות הבאות:

1. OMV Bulgaria תמשיך לכהן כמפעילה (Operator).
2. המפעילה תהא זכאית להחזר כל ההוצאות הישירות שתוציא בקשר למילוי תפקידה כמפעילה וכן להחזר הוצאות בלתי ישירות הנגזרות משיעור ההוצאות של העסקה המשותפת בהתאם לסוג הפעילות בבלוק, כמפורט להלן (כאשר בכל מקרה התשלום השנתי עבור הוצאות בלתי ישירות לא יפחת מ- 200,000 אירו):
 - א. בשלב החיפוש יעמוד שיעור ההוצאות הבלתי ישירות על 2% מההוצאות הישירות.
 - ב. בשלב הפיתוח יעמוד שיעור ההוצאות הבלתי ישירות על 1.5% מההוצאות הישירות.
 - ג. בשלב ההפקה יעמוד שיעור ההוצאות הבלתי ישירות על 1% מההוצאות הישירות.
3. במסגרת ההסכם תוקם ועדת תפעול (Operating Committee), המורכבת מנציגי השותפים, אשר תפקידה ובסמכותה לאשר ולפקח על הפעולות המשותפות. למעט במידה שנקבע אחרת, כל ההחלטות, האישורים, ופעולות אחרות של ועדת התפעול לגבי כל ההצעות המובאות בפניה, יוכרעו על-ידי הצבעה חיובית של שני צדדים או יותר (שאינם קשורים), המחזיקים ביחד בעת ההצבעה לפחות 65% מסך כל זכויות ההשתתפות.
4. הסכם התפעול המשותף קובע נושאים הדורשים הצבעה פה אחד של כלל השותפים, וביניהם הארכת תקופת הזיכיון; החלטות הנוגעות לפעולות קדיחה, ובין היתר, העמקה, בחינה או השלמה של קידוחי אקספלורציה (מעבר למחויבויות המינימליות), קידוחי הערכה או בארות פיתוח; סיום הזיכיון או ויתור על חלק כלשהו מאזור הזיכיון; ואיחוד עם שטח נכס נפט סמוך.
5. בהסכם התפעול המשותף נקבע הליך להגשת ואישור תוכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) לביצוע פעולות בשטחים שההסכם חל עליהם. במסגרת הסכם התפעול המשותף הסכימו הצדדים על תוכנית עבודה ותקציב ראשוניים לתקופה עד סוף שנת 2026, כמפורט בסעיף ו' לעיל.
6. בהסכם התפעול המשותף נקבעו הוראות נוספות בעניינים נוספים כמקובל בהסכמים מסוג זה, ובכלל זה הוראות לגבי פעולות בלעדיות (Exclusive Operations), סנקציות החלות על הצדדים ותנאים להטלתן, מגבלות מסוימות על העברת זכויות, פרישה מההסכם, זכויות וחובות לגבי הפקה, הוראות למקרה של שינוי שליטה וכו'. הסכם התפעול המשותף כפוף לדין האנגלי וכל סכסוך בנוגע אליו ייושב בבוררות לפי כללי ה- ICC בפריז.

ח. פרטים נוספים בדבר קידוח האקספלורציה המתוכנן בפרוספקט Vinekh

1. נימוקי ההחלטה: הוכחת הימצאות הידרוקרבונים בפרוספקט מוכן-לקדיחה Vinekh, וקביעת גודל, טיב ותכולת המאגר.
2. תנאים לביצוע הקידוח ולהשתתפות בביצוע הקידוח: ביצוע הקידוח מותנה בהתקיימות התנאים המתלים להשלמת העסקה לרכישת הזכויות בבלוק, וכן בקבלת כל האישורים הנדרשים מממשלת בולגריה.
3. שם הקידוח: Vinekh-1.
4. מיקום הקידוח: המים הכלכליים של בולגריה בים השחור, כ- 160 ק"מ מזרחית לחוף.
5. מועדי הקידוח הצפויים: הקידוח צפוי להתחיל במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2025 ולהימשך כחודשיים.
6. שכבות מטרה בקידוח: שכבות מגיל פליוקן-מיוקן.

7. סוג הקידוח, תכליתו ודיון כללי בשלבים עתידיים התלויים בממצאיו: קידוח אקספלורציה אשר נועד להוכיח הימצאות גז טבעי ב- 3 שכבות מטרה מגיל פליוקן-מיוקן.
8. עומק סופי של הקידוח ועומק המים: כ- 3,250 מטרים, וכ- 1,900 מטרים, בהתאמה.
9. סך הכל תקציב הקידוח: כ- 89 מיליון אירו (כ- 92 מיליון דולר), לא כולל מבחני הפקה.
10. לגבי קידוח הכולל מבחני הפקה – הערכת התאגיד והתקציב המאושר, אם ישנו, לביצוע מבחני הפקה, אם יהיה בהם צורך: כ- 20 מיליון אירו (כ- 21 מיליון דולר), אשר יתווספו לעלות המפורטת בסעיף ח(9) לעיל.
11. שם המפעילה: OMV Bulgaria.
12. שם התאגיד המבצע את הקידוח: OMV Bulgaria.

ט. נתוני משאבים מנובאים

השותפות פנתה לחברת NSAI על מנת שתכין דוח משאבים מנובאים ביחס לפרוספקט Vinekh. דוח המשאבים, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה, מצורפים להלן.

י. נתוני כמותיות

על-פי דוח המשאבים, נכון ליום 30.11.2024, המשאבים המנובאים המיוחסים לפרוספקט הם כמפורט להלן:

שכבת המאגר	תרחיש	גז (BCF)	סה"כ חלק השותפות ⁵
A1	Low	680.2	323.1
	Best	1,989.9	945.2
	High	4,734.0	2,248.6
A3	Low	190.8	90.6
	Best	573.6	272.4
	High	1,467.7	697.2
B1	Low	220.2	104.6
	Best	784.1	372.4
	High	2,692.1	1,278.7

1. בדוח המשאבים ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכלל זה כי: (1) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט; ו- (2) NSAI לא בחנה חשיפה הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, צוין כי נכון למועד דוח המשאבים, לא ידוע ל- NSAI על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המוערכת בדוח המשאבים המנובאים או על מסחריותם. כמו כן, NSAI ציינה כי דוח המשאבים אינו כולל ניתוח כלכלי של המאגר, וכי בהתבסס על פיתוח של מאגרים דומים, ובהנחה כי יהיה בבלוק ממצא, המשאבים המנובאים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר הנם בעלי סיכוי סביר להפקה כלכלית.

⁵ לאור העובדה שחלקה של ממשלת בולגריה בגז שיופק תלוי בקצב ההפקה, אשר אינו ידוע ואינו ניתן להערכה נכון למועד דוח זה, הרי שלא ניתן לקבוע, נכון למועד דוח זה, את שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Net) במשאבים. לפיכך, בטבלה זו נכלל שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (Gross), 47.5%, לפני תשלום תמלוגים לממשלת בולגריה.

2. דוח המשאבים הוכן בעיקרו על סמך סקר סייסימי תלת-מימדי אשר בוצע בשנת 2020 ואשר עיבודו הושלם בשנת 2021.

3. להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים השונים :

<u>Target</u>	<u>Gross Rock Volume (acre*feet)</u>		<u>Gross Thickness (feet)</u>		<u>Area (acre)</u>	
	Low	High	Low	High	Low	High
A1	1,624,550	4,959,310	126	99	12,919	50,052
A3	436,357	1,601,590	85	49	5,122	32,942
B1	451,250	3,243,732	112	108	4,013	29,987

<u>Target</u>	<u>Net-to-ross (decimal)</u>		<u>Porosity (decimal)</u>		<u>Gas Saturation (decimal)</u>	
	Low	High	Low	High	Low	High
A1	0.20	0.90	0.20	0.35	0.45	0.85
A3	0.20	0.90	0.20	0.35	0.45	0.85
B1	0.20	0.90	0.20	0.35	0.45	0.85

<u>Target</u>	<u>Initial Gas Formation Volume Factor (scf/pcf)</u>		<u>Gas Recovery Factor (decimal)</u>	
	Low	High	Low	High
A1	275	310	0.55	0.75
A3	275	310	0.55	0.75
B1	275	310	0.55	0.75

4. הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בתהליך: הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בקידוח הינם בעיקרם סיכונים טכניים-תפעוליים, לרבות סיכונים לתקלות בפעולות הקדיחה ובעת ביצוע הלוגים, וכן בביצוע מבחני הפקה, ככל שיהיו. במידה שהקידוח יגיע לעומק המתוכנן ובמידה שיימצאו הידרוקרבונים בשכבות המטרה, הסיכונים בהמשך התהליך הנדרש להגעה לתגלית מסחרית הינם, בין היתר, שגודל המאגר ו/או תכונותיו לא יהיו טובים דיים בכדי להצדיק את פיתוחו, וכן שעלויות הפיתוח, משכו הצפוי וסיכונים אחרים הכרוכים בפיתוח לא יצדיקו את פיתוחו. לפרטים אודות גורמי הסיכון הכרוכים בפעילות חיפושים, ראו סעיף 7.29 לדוח התקופתי.

5. אומדן ההסתברות להצלחה של כל אחד מגורמי הסיכון הגיאולוגיים הכרוכים בתהליך החיפוש בקידוח האמור, ואומדן ההסתברות להמצאות גז טבעי הינם, כדלקמן:

	<u>Trap Integrity (%)</u>	<u>Reservoir Quality (%)</u>	<u>Source Evaluation (%)</u>	<u>Migration/Timing (%)</u>	<u>Total (%)</u>
A1	60	80	100	90	43
A3	50	70	100	80	28
B1	50	60	100	80	24

6. יודגש כי, בדוח המשאבים הוערכה כל מטרה בנפרד וכי אין תלות בין המטרות.

7. אומדן ההסתברות לפיתוח לשם הפקה מסחרית: נכון למועד דוח זה, וטרם ביצעו של קידוח בפרוספקט, אין ביכולת השותפות ליתן אומדן סטטיסטי להסתברות לפיתוח של הפרוספקט לשם הפקה מסחרית. יחד עם זאת, בדוח המשאבים צוין כי בהנחה שתהיה בקידוח תגלית ובהתבסס על פיתוח שדות גז דומים, המשאבים הפרוספקטיביים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר הינם בעלי סיכוי סביר להפוך להיות מסחריים. השוק הפוטנציאלי למשאבים כאמור הינו השוק המקומי הבולגרי וכן השוק הבינלאומי, ולכן, השותפות תבחן בעתיד, ככל שייקדח בפרוספקט קידוח ויתגלה בו גז טבעי בכמות מסחרית, חלופות שונות למסחור הגז הטבעי. במסגרת בחינת פוטנציאל ההפקה המסחרית, אם וכאשר תהיה, עשויה להיבחן גם האפשרות לשלב את פיתוח התגלית, ככל שתהיה בקידוח, אם וכאשר ייקדח, עם תוכניות פיתוח של תגליות גז אחרות באזור.

8. נימוקי השותפות אודות הבסיס לפרמטרים הבסיסיים ששימשו בחישוב התרחישים: הפרמטרים ששימשו את NSAI בחישוב האומדנים השונים מבוססים בעיקר על הסקר הסייסמי התלת-מימדי, על בסיס נתונים שנאספו בקידוחים באזור, ועל בסיס מאגרים דומים בעולם.

אזהרה – אין ודאות כי חלק כלשהו מהמשאבים האפשריים שצוינו אכן יתגלה; אם יתגלה, אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק חלק כלשהו מהמשאבים; המידע הפרוספקטיבי אינו בגדר הערכה על אודות עתודות ומשאבים מותנים שאותם יהיה ניתן להעריך רק לאחר קידוח הניסיון, אם בכלל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר המשאבים המנובאים הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות כאמור מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי שיתגלו (אם יתגלו) ושיופקו בפועל (אם יופקו), עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות כאמור, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק ו/או מאיכות המאגר. ההערכות וההשערות כאמור עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

- (1) תאריך ההצהרה : 28.11.2024 ;
- (2) ציון שם התאגיד : ניו-מד אנרג'י - שותפות מוגבלת ;
- (3) המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו : גבי לסט, יו"ר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות ;
- (4) הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך המשאבים כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
- (5) הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין מעריך המשאבים 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 (2018) Petroleum 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 ;
- (8) הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

גבי לסט, יו"ר הדירקטוריון

November 28, 2024

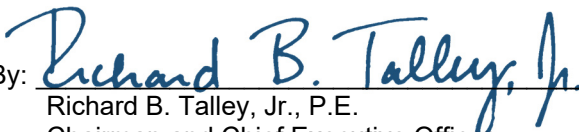
NewMed Energy Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grant permission to NewMed Energy Limited Partnership to use our report dated November 28, 2024, to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange. This report sets forth our estimates of the unrisks prospective gas resources, as of November 30, 2024, to the Potential Acquisition interest in certain prospects located in Block 1-21 Han Asparuh, offshore Bulgaria.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

JRC:MDK

ESTIMATES
of
UNRISKED PROSPECTIVE GAS RESOURCES
to the
47.5 PERCENT POTENTIAL ACQUISITION INTEREST
in
CERTAIN PROSPECTS
located in
BLOCK 1-21 HAN ASPARUH
OFFSHORE BULGARIA
as of
NOVEMBER 30, 2024

Prepared for
NEWMED ENERGY LIMITED PARTNERSHIP

NSAI
NETHERLAND, SEWELL
& ASSOCIATES, INC.
WORLDWIDE PETROLEUM
CONSULTANTS
ENGINEERING • GEOLOGY
GEOPHYSICS • PETROPHYSICS

November 28, 2024

NewMed Energy Limited Partnership
19 Abba Eban Boulevard
Herzliya 4612001
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the unrisks prospective gas resources, as of November 30, 2024, to the 47.5 Percent Potential Acquisition interest in certain prospects located in Block 1-21 Han Asparuh, offshore Bulgaria. Prospective resources that extend beyond Block 1-21 Han Asparuh have not been included in this report. It is our understanding that NewMed Energy Balkan Limited is considering a farm-in agreement to acquire a 50 percent working interest in this block from OMV Offshore Bulgaria GmbH, a wholly owned subsidiary of OMV Petrom S.A. It is also our understanding that NewMed Energy Limited Partnership (NewMed) will own a 47.5 percent indirect working interest in this block through its 95 percent ownership of NewMed Energy Balkan Limited. We completed our evaluation on or about the date of this letter. Prospective resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. The prospective resources included in this report should not be construed as reserves or contingent resources; they represent exploration opportunities and quantify the development potential in the event a petroleum discovery is made. A geologic risk assessment was performed for these prospects, as discussed in subsequent paragraphs. This report does not include economic analysis for these prospects. Based on analogous field developments, it appears that, assuming a discovery is made, the unrisks best estimate prospective resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that any portion of the prospective resources will be discovered. If they are discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources.

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). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for NewMed's use in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

Totals of unrisks prospective resources beyond the prospect level are not reflective of volumes that can be expected to be recovered and are therefore not shown. Because of the geologic risk associated with each prospect, meaningful totals beyond this level can be defined only by summing risks prospective resources. Such risk is often significant.

We estimate the unrisks gross (100 percent) prospective gas resources and the interest owner's unrisks working interest prospective gas resources for these prospects, as of November 30, 2024, to be:

Prospect	Unrisks Prospective Gas Resources (BCF)					
	Gross (100%)			Working Interest		
	Low Estimate (1U)	Best Estimate (2U)	High Estimate (3U)	Low Estimate (1U)	Best Estimate (2U)	High Estimate (3U)
Vinekh A1	680.2	1,989.9	4,734.0	323.1	945.2	2,248.6
Vinekh A3	190.8	573.6	1,467.7	90.6	272.4	697.2
Vinekh B1	220.2	784.1	2,692.1	104.6	372.4	1,278.7

Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases. These prospects are not expected to produce significant volumes of condensate. It is our understanding that a planned exploration well is expected to target all three prospects.

The prospective resources shown in this report have been estimated using probabilistic methods and are dependent on a petroleum discovery being made. If a discovery is made and development is undertaken, the probability that

the recoverable volumes will equal or exceed the unrisks estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate.

Unrisks prospective resources are estimated ranges of recoverable oil and gas volumes assuming their discovery and development and are based on estimated ranges of undiscovered in-place volumes. Geologic risk of prospective resources addresses the probability of success for the discovery of a significant quantity of potentially recoverable petroleum; this risk analysis is conducted independent of estimations of petroleum volumes and without regard to the chance of development. Principal geologic risk elements of the petroleum system include (1) trap and seal characteristics; (2) reservoir presence and quality; (3) source rock capacity, quality, and maturity; and (4) timing, migration, and preservation of petroleum in relation to trap and seal formation. Risk assessment is a highly subjective process dependent upon the experience and judgment of the evaluators and is subject to revision with further data acquisition or interpretation. The primary geologic risk element for these prospects is trap integrity. The geologic risk elements and overall probability of geologic success for each prospect are shown in the following table:

Prospect	Geologic Risk Element (%)				Probability of Geologic Success (%)
	Trap Integrity	Reservoir Quality	Source Evaluation	Timing/Migration	
Vinekh A1	60	80	100	90	43
Vinekh A3	50	70	100	80	28
Vinekh B1	50	60	100	80	24

Each prospect was evaluated to determine ranges of in-place and recoverable petroleum and was risked as an independent entity without dependency between potential prospect drilling outcomes. If petroleum discoveries are made, smaller-volume prospects may not be commercial to independently develop, although they may become candidates for satellite developments and tie-backs to existing infrastructure at some future date. The development infrastructure and data obtained from early discoveries will alter both geologic risk and future economics of subsequent discoveries and developments.

These prospects are covered by a 3-D seismic data set. The 3-D seismic data were acquired in 2020 by Shearwater Geoservices Holdings AS and processed in 2021 by DownUnder GeoSolutions. All seismic interpretation was performed on the prestack depth migrated data.

It should be understood that the prospective resources discussed and shown herein are those undiscovered, highly speculative resources estimated beyond reserves or contingent resources where geological and geophysical data suggest the potential for discovery of petroleum but where the level of proof is insufficient for classification as reserves or contingent resources. The unrisks prospective resources shown in this report are the range of volumes that could reasonably be expected to be recovered in the event of the discovery and development of these prospects.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the prospects. We have not investigated possible environmental liability related to the prospects; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the resources estimated in this report or the commerciality of such estimates.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs from offset wells, geologic maps, seismic data, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the resources estimate for the prospects, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The resources in this report have been estimated using probabilistic methods; these estimates have been prepared 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 SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including volumetric analysis and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized on Table I. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment. The prospective information

is not an assessment regarding the reserves and contingent resources, which can be assessed only after exploratory drilling, if at all.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on October 15, 2024, by Mr. Yossi Abu, Chief Executive Officer of NewMed, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from NewMed, public data sources, and the nonconfidential files of NSAI and were accepted as accurate. Supporting work data are on file in our office. We have not examined the contractual rights to the prospects or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these prospects nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of NewMed.

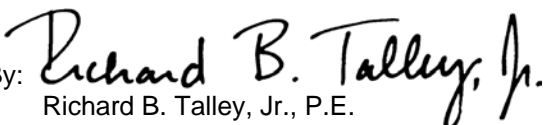
QUALIFICATIONS

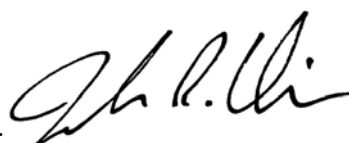
NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons primarily responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

This assessment has been led by Mr. John R. Cliver and Mr. Zachary R. Long. Mr. Cliver is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Cliver is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 107216). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2009 and has over 5 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

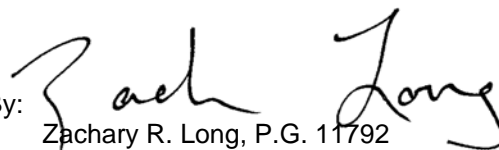
By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 
John R. Cliver P.E. 107216
Senior Vice President

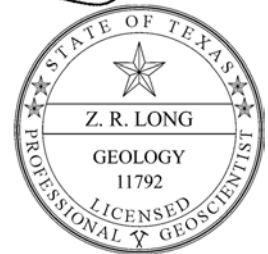
Date Signed: November 28, 2024

JRC:MDK



By: 
Zachary R. Long, P.G. 11792
Vice President

Date Signed: November 28, 2024



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the SPE, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, Society of Petroleum Evaluation Engineers, Society of Exploration Geophysicists, Society of Petrophysicists and Well Log Analysts, and European Association of Geoscientists & Engineers.

Preamble

Petroleum resources are the quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resources assessments estimate quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations. Resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

This updated PRMS provides fundamental principles for the evaluation and classification of petroleum reserves and resources. If there is any conflict with prior SPE and PRMS guidance, approved training, or the Application Guidelines, the current PRMS shall prevail. It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for entities, governments, and regulatory agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein must be clearly identified. The terms "shall" or "must" indicate that a provision herein is mandatory for PRMS compliance, while "should" indicates a recommended practice and "may" indicates that a course of action is permissible. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

1.0.0.1 A classification system of petroleum resources is a fundamental element that provides a common language for communicating both the confidence of a project's resources maturation status and the range of potential outcomes to the various entities. The PRMS provides transparency by requiring the assessment of various criteria that allow for the classification and categorization of a project's resources. The evaluation elements consider the risk of geologic discovery and the technical uncertainties together with a determination of the chance of achieving the commercial maturation status of a petroleum project.

1.0.0.2 The technical estimation of petroleum resources quantities involves the assessment of quantities and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with exploration, appraisal, and development projects at various stages of design and implementation. The commercial aspects considered will relate the project's maturity status (e.g., technical, economical, regulatory, and legal) to the chance of project implementation.

1.0.0.3 The use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios. The application of PRMS must consider both technical and commercial factors that impact the project's feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

1.1.0.1 Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid state. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide, and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content can be greater than 50%.

1.1.0.2 The term resources as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring within the Earth's crust, both discovered and undiscovered (whether recoverable or unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered as conventional or unconventional resources.

1.1.0.3 Figure 1.1 graphically represents the PRMS resources classification system. The system classifies resources into discovered and undiscovered and defines the recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable Resources.

1.1.0.4 The horizontal axis reflects the range of uncertainty of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the chance of commerciality, P_c , which is the chance that a project will be committed for development and reach commercial producing status.

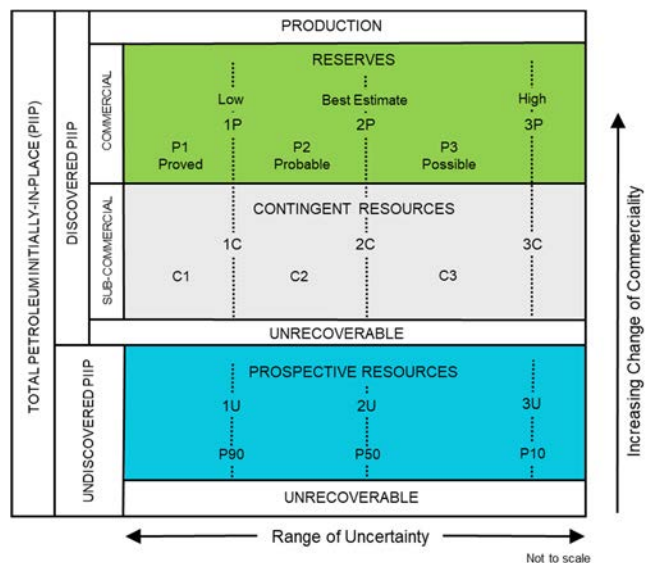


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

1.1.0.5 The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

- A. **Total Petroleum Initially-In-Place (PIIP)** is all quantities of petroleum that are estimated to exist originally in naturally occurring accumulations, discovered and undiscovered, before production.
- B. **Discovered PIIP** is the quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations before production.
- C. **Production** is the cumulative quantities of petroleum that have been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated, and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Section 3.2, Production Measurement).

1.1.0.6 Multiple development projects may be applied to each known or unknown accumulation, and each project will be forecast to recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into commercial, sub-commercial, and undiscovered, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources respectively, as defined below.

- A. 1. **Reserves** are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation's effective date) based on the development project(s) applied.
 - 2. Reserves are recommended as sales quantities as metered at the reference point. Where the entity also recognizes quantities consumed in operations (CiO) (see Section 3.2.2), as Reserves these quantities must be recorded separately. Non-hydrocarbon quantities are recognized as Reserves only when sold together with hydrocarbons or CiO associated with petroleum production. If the non-hydrocarbon is separated before sales, it is excluded from Reserves.
 - 3. Reserves are further categorized in accordance with the range of uncertainty and should be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.
- B. **Contingent Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. Contingent Resources have an associated chance of development. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with the estimates and should be sub-classified based on project maturity and/or economic status.
- C. **Undiscovered PIIP** is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.
- D. **Prospective Resources** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of geologic discovery and a chance of development. Prospective Resources are further categorized in accordance with the range of uncertainty associated with recoverable estimates, assuming discovery and development, and may be sub-classified based on project maturity.
- E. **Unrecoverable Resources** are that portion of either discovered or undiscovered PIIP evaluated, as of a given date, to be unrecoverable by the currently defined project(s). A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change, technology is developed, or additional data are acquired. The remaining portion may never be recovered because of physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

1.1.0.7 The sum of Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources may be referred to as "remaining recoverable resources." Importantly, these quantities should not be aggregated without due consideration of the technical and commercial risk involved with their classification. When such terms are used, each classification component of the summation must be provided.

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

- A. **Estimated Ultimate Recovery (EUR)** is not a resources category or class, but a term that can be applied to an accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable plus those quantities already produced from the accumulation or group of accumulations. For clarity, EUR must reference the associated technical and commercial conditions for the resources; for example, proved EUR is Proved Reserves plus prior production.
- B. **Technically Recoverable Resources (TRR)** are those quantities of petroleum producible using currently available technology and industry practices, regardless of commercial considerations. TRR may be used for specific Projects or for groups of Projects, or, can be an undifferentiated estimate within an area (often basin-wide) of recovery potential.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

1.2 Project-Based Resources Evaluations

1.2.0.1 The resources evaluation process consists of identifying a recovery project or projects associated with one or more petroleum accumulations, estimating the quantities of PIIP, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on maturity status or chance of commerciality.

1.2.0.2 The concept of a project-based classification system is further clarified by examining the elements contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1.2).

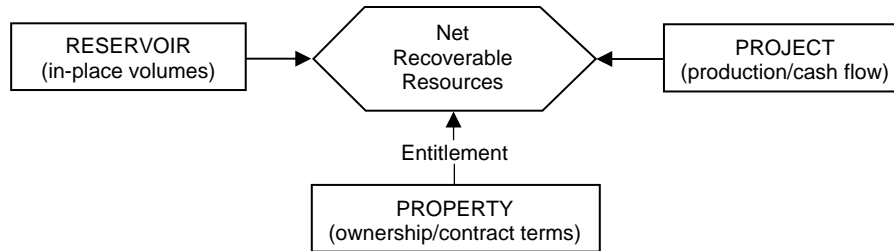


Figure 1.2—Resources evaluation

1.2.0.3 **The reservoir** (contains the petroleum accumulation): Key attributes include the types and quantities of PIIP and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.

1.2.0.4 **The project:** A project may constitute the development of a well, a single reservoir, or a small field; an incremental development in a producing field; or the integrated development of a field or several fields together with the associated processing facilities (e.g., compression). Within a project, a specific reservoir's development generates a unique production and cash-flow schedule at each level of certainty. The integration of these schedules taken to the project's earliest truncation caused by technical, economic, or the contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to total PIIP quantities defines the project's recovery efficiency. Each project should have an associated recoverable resources range (low, best, and high estimate).

1.2.0.5 **The property** (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations, including the fiscal terms. This information allows definition of each participating entity's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations that may be spatially unrelated to a potential single field designation.

1.2.0.6 An entity's net recoverable resources are the entitlement share of future production legally accruing under the terms of the development and production contract or license.

1.2.0.7 In the context of this relationship, the project is the primary element considered in the resources classification, and the net recoverable resources are the quantities derived from each project. A project represents a defined activity or set of activities to develop the petroleum accumulation(s) and the decisions taken to mature the resources to reserves. In general, it is recommended that an individual project has assigned to it a specific maturity level sub-class (See Section 2.1.3.5, Project Maturity Sub-Classes) at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for the project (See Section 2.2.1, Range of Uncertainty). For completeness, a developed field is also considered to be a project.

1.2.0.8 An accumulation or potential accumulation of petroleum is often subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resources classes simultaneously.

1.2.0.10 Not all technically feasible development projects will be commercial. The commercial viability of a development project within a field's development plan is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality). Conditions include technical, economic (e.g., hurdle rates, commodity prices), operating and capital costs, marketing, sales route(s), and legal, environmental, social, and governmental factors forecast to exist and impact the project during the time period being evaluated. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions (e.g., inflation, market factors, and contingencies), exchange rates, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

1.2.0.11 The resources being estimated are those quantities producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Section 3.2.1, Reference Point) and may permit forecasts of CiO quantities (see Section 3.2.2., Consumed in Operations). The cumulative production forecast from the effective date forward to cessation of production is the remaining recoverable resources quantity (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

1.2.0.12 The supporting data, analytical processes, and assumptions describing the technical and commercial basis used in an evaluation must be documented in sufficient detail to allow, as needed, a qualified reserves evaluator or qualified reserves auditor to clearly understand each project's basis for the estimation, categorization, and classification of recoverable resources quantities and, if appropriate, associated commercial assessment.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

2.1.0.1 The PRMS classification establishes criteria for the classification of the total PIIP. A determination of a discovery differentiates between discovered and undiscovered PIIP. The application of a project further differentiates the recoverable from unrecoverable resources. The project is then evaluated to determine its maturity status to allow the classification distinction between commercial and sub-commercial projects. PRMS requires the project's recoverable resources quantities to be classified as either Reserves, Contingent Resources, or Prospective Resources.

2.1.1 Determination of Discovery Status

2.1.1.1 A discovered petroleum accumulation is determined to exist when one or more exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially recoverable hydrocarbons and thus have established a known accumulation. In the absence of a flow test or sampling, the discovery determination requires confidence in the presence of hydrocarbons and evidence of producibility, which may be supported by suitable producing analogs (see Section 4.1.1, Analogs). In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place quantity demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for commercial recovery.

2.1.1.2 Where a discovery has identified potentially recoverable hydrocarbons, but it is not considered viable to apply a project with established technology or with technology under development, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable with no Contingent Resources. In future evaluations, as appropriate for petroleum resources management purposes, a portion of these unrecoverable quantities may become recoverable resources as either commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

2.1.2.1 Discovered recoverable quantities (Contingent Resources) may be considered commercially mature, and thus attain Reserves classification, if the entity claiming commerciality has demonstrated a firm intention to proceed with development. This means the entity has satisfied the internal decision criteria (typically rate of return at or above the weighted average cost-of-capital or the hurdle rate). Commerciality is achieved with the entity's commitment to the project and all of the following criteria:

- A. Evidence of a technically mature, feasible development plan.
- B. Evidence of financial appropriations either being in place or having a high likelihood of being secured to implement the project.
- C. Evidence to support a reasonable time-frame for development.
- D. A reasonable assessment that the development projects will have positive economics and meet defined investment and operating criteria. This assessment is performed on the estimated entitlement forecast quantities and associated cash flow on which the investment decision is made (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).
- E. A reasonable expectation that there will be a market for forecast sales quantities of the production required to justify development. There should also be similar confidence that all produced streams (e.g., oil, gas, water, CO₂) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
- F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

2.1.2.2 The commerciality test for Reserves determination is applied to the best estimate (P50) forecast quantities, which upon qualifying all commercial and technical maturity criteria and constraints become the 2P Reserves. Stricter cases [e.g., low estimate (P90)] may be used for decision purposes or to investigate the range of commerciality (see Section 3.1.2, Economic Criteria). Typically, the low- and high-case project scenarios may be evaluated for sensitivities when considering project risk and upside opportunity.

2.1.2.3 To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish both its technical and commercial viability as noted in Section 2.1.2.1. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming and evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame. A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where justifiable; for example, development of economic projects that take longer than five years to be developed or are deferred to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

2.1.2.4 While PRMS guidelines require financial appropriations evidence, they do not require that project financing be confirmed before classifying projects as Reserves. However, this may be another external reporting requirement. In many cases, financing is conditional upon the same criteria as above. In general, if there is not a reasonable expectation that financing or other forms of commitment (e.g., farm-outs) can be arranged so that the development will be initiated within a reasonable time-frame, then the project should be classified as Contingent Resources. If financing is reasonably expected to be in place at the time of the final investment decision (FID), the project's resources may be classified as Reserves.

2.2 Resources Categorization

2.2.0.1 The horizontal axis in the resources classification in Figure 1.1 defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project or group of projects. These estimates include the uncertainty components as follows:

- A. The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- B. The technical uncertainty in the portion of the total petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects (i.e., the technology applied).
- C. Known variations in the commercial terms that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability; contractual changes, such as production rate tiers or product quality specifications) are part of project's scope and are included in the horizontal axis, while the chance of satisfying the commercial terms is reflected in the classification (vertical axis).

2.2.0.2 The uncertainty in a project's recoverable quantities is reflected by the 1P, 2P, 3P, Proved (P1), Probable (P2), Possible (P3) reserves; 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3 contingent resources; or 1U, 2U, and 3U prospective resources categories. The chance of commerciality is associated with resources classes or sub-classes and not with the resources categories reflecting the range of recoverable quantities.

2.2.1 Range of Uncertainty

2.2.1.1 Uncertainty is inherent in a project's resources estimation and is communicated in PRMS by reporting a range of category outcomes. The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable quantities may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Section 4.2, Resources Assessment Methods).

2.2.1.2 When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- A. There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- B. There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- C. There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

2.2.1.3 In some projects, the range of uncertainty may be limited, and the three scenarios may result in resources estimates that are not significantly different. In these situations, a single value estimate may be appropriate to describe the expected result.

2.2.1.4 When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental method, quantities for each confidence segment are estimated discretely (see Section 2.2.2, Category Definitions and Guidelines).

2.2.1.5 Project resources are initially estimated using the above uncertainty range forecasts that incorporate the subsurface elements together with technical constraints related to wells and facilities. The technical forecasts then have additional commercial criteria applied (e.g., economics and license cutoffs are the most common) to estimate the entitlement quantities attributed and the resources classification status: Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

2.2.2.1 Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental method, the deterministic scenario (cumulative) method, geostatistical methods, or probabilistic methods (see Section 4.2, Resources Assessment Methods). Also, combinations of these methods may be used.

2.2.2.2 Use of consistent terminology (Figures 1.1 and 2.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high forecasts are used to estimate the resulting 1P/2P/3P quantities, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved (P1), Probable (P2) and Possible (P3). Reserves are a subset of, and must be viewed within the context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, the criteria can be equally applied to Contingent and Prospective Resources. Upon satisfying the commercial maturity criteria for discovery and/or development, the project quantities will then move to the appropriate resources sub-class. Table 3 provides criteria for the Reserves categories determination.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

2.2.2.3 For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are used to estimate the resulting 1C/2C/3C quantities, respectively. The terms C1, C2, and C3 are defined for incremental quantities of Contingent Resources.

2.2.2.4 For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates also apply and are used to estimate the resulting 1U/2U/3U quantities. No specific terms are defined for incremental quantities within Prospective Resources.

2.2.2.5 Quantities in different classes and sub-classes cannot be aggregated without considering the varying degrees of technical uncertainty and commercial likelihood involved with the classification(s) and without considering the degree of dependency between them (see Section 4.2.1, Aggregating Resources Classes).

2.2.2.6 Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable resources and the categorization boundaries when conditions are satisfied to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves.

2.2.2.7 All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Section 3.1, Assessment of Commerciality).

Table 1—Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	<p>Reserves must satisfy four criteria: discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the development and production status.</p> <p>To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality). This includes the requirement that there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame.</p> <p>A reasonable time-frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While five years is recommended as a benchmark, a longer time-frame could be applied where, for example, development of an economic project is deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.</p> <p>To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial maturity and economic producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.</p>
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	<p>The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than that the approved development project is necessarily complete. Includes Developed Producing Reserves.</p> <p>The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.</p>
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is ready to begin or is under way.	<p>At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies, such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget.</p> <p>The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	<p>To move to this level of project maturity, and hence have Reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting (see Section 2.1.2, Determination of Commerciality) and the specific circumstances of the project. All participating entities have agreed and there is evidence of a committed project (firm intention to proceed with development within a reasonable time-frame). There must be no known contingencies that could preclude the development from proceeding (see Reserves class).</p> <p>The project decision gate is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.</p>
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable owing to one or more contingencies.	<p>Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, where commercial recovery is dependent on technology under development, where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality, where the development plan is not yet approved, or where regulatory or social acceptance issues may exist.</p> <p>Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by the economic status.</p>
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	<p>The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g., drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time-frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a reclassification of the project to On Hold or Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.</p>
Development on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	<p>The project is seen to have potential for commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a probable chance that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, could lead to a reclassification of the project to Not Viable status.</p> <p>The project decision gate is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.</p>
Development Unclarified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	<p>The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are ongoing to clarify the potential for eventual commercial development.</p> <p>This sub-class requires active appraisal or evaluation and should not be maintained without a plan for future evaluation. The sub-class should reflect the actions required to move a project toward commercial maturity and economic production.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time because of limited commercial potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project decision gate is the decision not to undertake further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum that are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to the chance of geologic discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation to be classified as a Prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the Lead can be matured into a Prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but that requires more data acquisition and/or evaluation to define specific Leads or Prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific Leads or Prospects for more detailed analysis of their chance of geologic discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2—Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-producing.
Developed Producing Reserves	Expected quantities to be recovered from completion intervals that are open and producing at the effective date of the estimate.	Improved recovery Reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03
Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Quantities expected to be recovered through future significant investments.	Undeveloped Reserves are to be produced (1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g., when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3—Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Those quantities of petroleum that, by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable from a given date forward from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	<p>If deterministic methods are used, the term "reasonable certainty" is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.</p> <p>The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data.</p> <p>In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the LKH as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves.</p> <p>Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that:</p> <ul style="list-style-type: none"> A. The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially mature and economically productive. B. Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. <p>For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.</p>
Probable Reserves	Those additional Reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	<p>It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.</p> <p>Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria.</p> <p>Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS), version 1.03

Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors

Category	Definition	Guidelines
Possible Reserves	Those additional reserves that analysis of geoscience and engineering data indicates are less likely to be recoverable than Probable Reserves.	<p>The total quantities ultimately recovered from the project have a low probability to exceed the sum of Proved plus Probable plus Possible (3P), which is equivalent to the high-estimate scenario. When probabilistic methods are used, there should be at least a 10% probability (P10) that the actual quantities recovered will equal or exceed the 3P estimate.</p> <p>Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Provable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of economic production from the reservoir by a defined, commercially mature project.</p> <p>Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.</p>
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	<p>The 2P and 3P estimates may be based on reasonable alternative technical interpretations within the reservoir and/or subject project that are clearly documented, including comparisons to results in successful similar projects.</p> <p>In conventional accumulations, Probable and/or Possible Reserves may be assigned where geoscience and engineering data identify directly adjacent portions of a reservoir within the same accumulation that may be separated from Proved areas by minor faulting or other geological discontinuities and have not been penetrated by a wellbore but are interpreted to be in communication with the known (Proved) reservoir. Probable or Possible Reserves may be assigned to areas that are structurally higher than the Proved area. Possible (and in some cases, Probable) Reserves may be assigned to areas that are structurally lower than the adjacent Proved or 2P area.</p> <p>Caution should be exercised in assigning Reserves to adjacent reservoirs isolated by major, potentially sealing faults until this reservoir is penetrated and evaluated as commercially mature and economically productive. Justification for assigning Reserves in such cases should be clearly documented. Reserves should not be assigned to areas that are clearly separated from a known accumulation by non-productive reservoir (i.e., absence of reservoir, structurally low reservoir, or negative test results); such areas may contain Prospective Resources.</p> <p>In conventional accumulations, where drilling has defined a highest known oil elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved Reserves of oil should only be assigned in the structurally higher portions of the reservoir if there is reasonable certainty that such portions are initially above bubble point pressure based on documented engineering analyses. Reservoir portions that do not meet this certainty may be assigned as Probable and Possible oil and/or gas based on reservoir fluid properties and pressure gradient interpretations.</p>

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
BLOCK 1-21 HAN ASPARUH, OFFSHORE BULGARIA
AS OF NOVEMBER 30, 2024

Prospect	Gross Rock Volume (acre-feet)		Area ⁽¹⁾ (acres)		Average Gross Thickness ⁽¹⁾⁽²⁾ (feet)		Net-to-Gross Ratio (decimal)	
	Lognormal Distribution						Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Vinekh A1	1,624,550	4,959,310	12,919	50,052	126	99	0.20	0.90
Vinekh A3	436,357	1,601,590	5,122	32,942	85	49	0.20	0.90
Vinekh B1	451,250	3,243,732	4,013	29,987	112	108	0.20	0.90

Prospect	Porosity (decimal)		Hydrocarbon Saturation (decimal)		Initial Gas Formation Volume Factor (SCF/RCF) ⁽³⁾		Gas Recovery Factor (decimal)	
	Normal Distribution		Normal Distribution		Normal Distribution		Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Vinekh A1	0.20	0.35	0.45	0.85	275	310	0.55	0.75
Vinekh A3	0.20	0.35	0.45	0.85	275	310	0.55	0.75
Vinekh B1	0.20	0.35	0.45	0.85	275	310	0.55	0.75

Note: For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs from offset wells, geologic maps, seismic data, and property ownership interests.

- (1) The area and average gross thickness for these prospects were not used in our Monte Carlo simulation and are shown for convenience only. Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.
- (2) The interpreted stratigraphic character of the prospects results in a lower average gross thickness in the high estimate case relative to the low estimate case.
- (3) The abbreviation SCF/RCF represents standard cubic feet per reservoir cubic foot.