



נאוויטס פטרוליום שותפות מוגבלת

דוח שנתי | 31 בדצמבר 2025



תוכן עניינים

תיאור עסקי השותפות פרק א'

דוח הדירקטוריון על מצב ענייני השותפות פרק ב'

דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2025 פרק ג'

פרטים נוספים על השותפות פרק ד'

דוח בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי פרק ה'

פרק א'

תיאור עסקי השותפות



פרק א – תיאור עסקי השותפות

סעיף	נושא	עמוד
1	תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות	2
2	תחומי הפעילות של השותפות	4
3	השקעות בהון השותפות ועסקאות בניירות הערך שלה	6
4	חלוקת רווחים	7
5	מידע כספי לגבי תחומי הפעילות של השותפות	8
6	סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים על פעילות השותפות	8
7	תחום פעילות פיתוח והפקת נפט וגז בארצות הברית	10
7.2	שננדואה	16
7.3	בקסקין	41
7.4	מוניומנט	70
7.5	שננדואה דרום	95
7.6	שדות דנברי	117
7.7	נצ'ס	142
7.8	רישיונות נוספים במפרץ אמריקה	159
8	תחום פעילות חיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בדרום מערב האוקיינוס האטלנטי	169
8.2	סי-ליון	170
9	פעילויות אחרות	195
10	הון אנושי	199
11	הון חוזר	200
12	מימון	200
13	מיסוי	206
14	הסכמים מהותיים והסכמי שיתוף פעולה	206
15	הליכים משפטיים או מנהליים	206
16	יעדים ואסטרטגיה עסקית	207
17	צפי להתפתחות בשנה הקרובה	207
18	גורמי סיכון	208
נספח מונחים מקצועיים		
		216

1. תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השתפות

1.1. פעילות השתפות ותיאור התפתחות עסקיה

1.1.1. נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת (להלן: "**השותפות**") הינה שותפות מוגבלת שנוסדה במטרה לעסוק בתחום החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז טבעי (להלן: "**תחום הפעילות**"). השותפות נוסדה על פי הסכם שותפות מוגבלת שנחתם ביום 30.8.2015 ואשר תוקן בתאריכים 7.11.2016; 7.9.2017; 1.4.2018; 18.7.2018; 17.4.2019; 14.11.2022 ו- 4.3.2026 (להלן: "**הסכם השותפות**"). השותפות נרשמה ביום 8 בספטמבר 2015 לפי פקודת השותפויות (נוסח חדש), תשל"ה-1975.

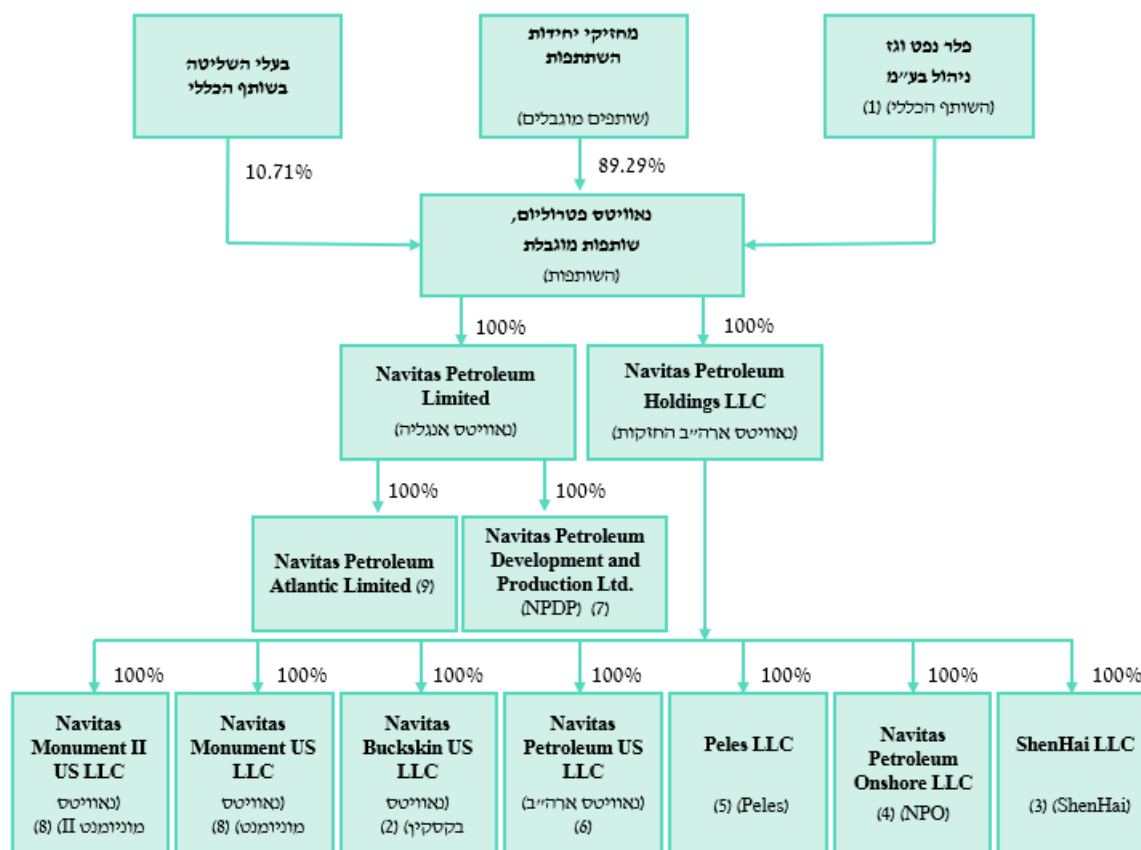
1.1.2. בחודש ספטמבר 2017 הונפקה השותפות ויחידות ההשתפות שלה נרשמו בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ (להלן: "**הבורסה**").

1.1.3. פעילותה של השותפות נעשית באמצעות חברות בנות זרות המוחזקות (במישרין או בעקיפין) בבעלותה המלאה של השותפות, אשר עיקרן כדלקמן: חברת Navitas Petroleum Holdings LLC המאוגדת בארה"ב (להלן: "**נאוויטס ארה"ב החזקות**"), דרכה נעשית פעילותה של השותפות בארה"ב, המחזיקה בבעלותה המלאה בכל חברות הבת בארה"ב, וחברת Navitas Petroleum Limited המאוגדת באנגליה (להלן: "**נאוויטס אנגליה**"), המחזיקה בבעלותה המלאה בחברה-בת זרה המאוגדת באנגליה, Navitas Petroleum Development Production Ltd (להלן: "**NPDP**"), דרכה נעשית פעילותה של השותפות באיי פוקלנד.

1.1.4. למועד פרסום הדוח (להלן: "**מועד הדוח**"), השותפות היא בעלת זכויות בפרויקטים שננדואה, בקסקין, מוניומנט ושננדואה דרום במימי מפרץ אמריקה דרומית לחופי מדינות טקסס ולואיזיאנה, בשדות נפט יבשתיים בטקסס שדות דנברי ונצ'ס (באמצעות החזקתה בנאוויטס ארה"ב החזקות) ובתגלית סי-ליון באיי פוקלנד וכן ברישיונות סמוכים באיי פוקלנד (באמצעות החזקתה ב-NPDP ו-NPAL). כמו כן, השותפות היא בעלת זכויות ברישיון אקספלורציה ימי זניח בפיליפינים. בנוסף עומדת לשותפות אופציה להצטרף כשותפה בנכס נפט ימי הממוקם מול חופי מרוקו וכן אופציות לרכישת זכויות במספר נכסי חיפוש והפקה בגויאנה ודרום אפריקה.

1.1.5. ניהולה השוטף של השותפות מתבצע על ידי השותף הכללי, תחת פיקוחו של המפקח, פאהן קנה ושות', רואי חשבון (להלן: "**המפקח**"). בעל השליטה בשותף הכללי הינו גדעון תדמור. לפרטים נוספים אודות השליטה בשותפות ראו תקנה 21א לפרק ד' (פרטים נוספים אודות השותפות).

1.2. להלן תרשים ההחזקות העיקריות של השותפות למועד הדוח



1. פלר נפט וגז ניהול בע"מ - חברה פרטית שהתאגדה בישראל המשמשת כשותף הכללי של השותפות (להלן: "השותף הכללי"). גדעון תדמור וקובי כץ מחזיקים במניות רגילות בשותף הכללי בשיעור החזקה של 83.33% ו-16.67%, בהתאמה, אשר מקנות להם את זכויות ההצבעה וכן זכויות כלכליות כהגדרתן להלן. בנוסף, מחזיקים חנן רייכמן וחנון וולף במניות רגילות מסוג א' של השותף המקנות להם זכויות כלכליות בלבד (המשקפות שיעור החזקה של 12.5% לכל אחד בזכויות הכלכליות), היינו את הזכות להשתתפות בדיבידנדים שיחלק השותף הכללי, הזכות לקבלת עודף רכוש השותף הכללי בעת פירוק וכן את הזכות לקבלת תשלומים שונים להם זכאים בעלי המניות הרגילות של השותף הכללי והנובעת מהחזקתם במניות השותף הכללי, לרבות זכות של בעלי המניות בשותף הכללי לקבלת חלקם בתמלוגי העל מנכסי השותפות (להלן: "זכויות כלכליות") (אך אינן כוללות את הזכויות הכלכליות שיכול שתנבענה מדמי יוזמה או תמורה אחרת, בכסף או בשווה כסף, הנוגעים לפעילות האנרגיות המתחדשות, ככל שיהיה רלוונטי) ואינן מקנות להם את הזכות להשתתף באסיפות כלליות של השותף הכללי, למעט ככל הנדרש לצורך דיון והצבעה בקשר עם הזכויות הכלכליות הצמודות למניות רגילות א'. על פי הסכם השותפות, השותף הכללי מחזיק ב-0.2% מהון השותפות לצרכי השתתפות בהכנסות/הוצאות/רווחים בלבד (ללא החזקה ביחידות השתתפות).
2. נאוויטס בקסקין - חברה פרטית שהתאגדה במדינת דלאוור שבארה"ב כחברה בת בבעלות מלאה של נאוויטס ארה"ב החזקות. השותפות מחזיקה באמצעות נאוויטס בקסקין בזכויות בנכס הנפט בקסקין.
3. ShenHai - חברה פרטית שהתאגדה במדינת דלאוור שבארה"ב כחברה בת בבעלותה המלאה של נאוויטס ארה"ב החזקות. השותפות מחזיקה באמצעות ShenHai בזכויות בנכס הנפט שנגדאה.
4. NPO - חברה פרטית שהתאגדה במדינת דלאוור שבארה"ב כחברה בת בבעלותה המלאה של נאוויטס ארה"ב החזקות. השותפות מחזיקה באמצעות NPO בזכויות בכל שדות הנפט היבשתיים שלה בארה"ב.

5. Peles - חברה פרטית שהתאגדה במדינת דלאוור שבארה"ב כחברה בת בבעלותה המלאה של נאוויטס ארה"ב החזקות. Peles הינה המפעילה בשדה נצ'ס.
 6. נאוויטס ארה"ב - חברה פרטית שהתאגדה במדינת טקסס שבארה"ב כחברה בת בבעלות מלאה של נאוויטס ארה"ב החזקות. השותפות מחזיקה באמצעות נאוויטס ארה"ב בזכויות בנכס הנפט שננדואה דרום.
 7. NPDP - חברה פרטית שהתאגדה באנגליה כחברה בת בבעלות מלאה של נאוויטס אנגליה. השותפות מחזיקה באמצעות NPDP בפרויקט סי-ליון ותגליות סמוכות בפקלנד. NPDP הינה המפעילה בפרויקט סי-ליון.
 8. נאוויטס מוניומנט ונאוויטס מוניומנט II - חברות פרטיות שהתאגדו במדינת דלאוור שבארה"ב כחברות בת בבעלותה המלאה של נאוויטס ארה"ב החזקות. השותפות מחזיקה באמצעותן ב-28.57% (20% ו-8.57%, בהתאמה) מזכויות השותפות בנכס הנפט מוניומנט.
 9. Navitas Petroleum Atlantic Limited - חברה פרטית שהתאגדה באנגליה כחברה בת בבעלות מלאה של נאוויטס אנגליה. השותפות מחזיקה באמצעות חברה זו בזכויות ברישיון PL001 באיי פוקלנד (הצמוד לפרויקט סי-ליון).
- לפרטים נוספים אודות החברות הנ"ל, ראו תקנה 11 לפרק ד' (פרטים נוספים אודות השותפות), המצורף לדוח זה.

2. תחומי הפעילות של השותפות

- נכון ליום 31 בדצמבר, 2025 ולמועד הדוח, השותפות עוסקת בחיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז בהתאם להרשאות שהוקנו על פי דיני המדינות הרלוונטיות, בתחומי הפעילות הבאים:
- 2.1. תחום פיתוח והפקת נפט וגז בארצות הברית - במסגרת תחום הפעילות השותפות עוסקת בחיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז בארה"ב.
 - 2.2. תחום חיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בדרום מערב האוקיינוס האטלנטי - במסגרת תחום הפעילות השותפות עוסקת בחיפושים ופיתוח של נפט וגז באיי פוקלנד.
 - 2.3. פעילויות אחרות - כולל בעיקר פעילות אקספלורציה ואופציות לרכישת זכויות במספר נכסים בטרטוריות שונות.
- בטבלה שלהלן מובאים פרטים, בדבר ההערכה המיטבית של כמויות עתודות (2P), המשאבים המותנים (2C) והמשאבים המנובאים (2U) (במונחי 100%) בנכסי הנפט בהם יש לשותפות זכויות, בהתאם לדוחות העתודות והמשאבים המותנים האחרונים נכון ליום 31.12.2025. לפירוט נוסף לגבי נכסים אלו ראו סעיפים 7.7-7.2 ו-8.2 להלן.

גז טבעי (BCF)			נפט (Million Barrels)							
הערכה מיטבית של סך כמות משאבים מנובאים (100%)	הערכה מיטבית של כמות המשאבים המותנים (100%)	הערכה מיטבית (2P) של סך כמות העתודות (100%)	הערכה מיטבית (2U) של סך כמות משאבים מנובאים * (100%)	הערכה מיטבית (2C) של כמות המשאבים המותנים (100%)	הערכה מיטבית (2P) של סך כמות העתודות (100%)	מאגרים בשטח נכס הנפט	שיעור זכויות השותפות הנכסי הנפט	סוג הזכות	שם נכסי הנפט	שם הפרויקט
		376.1			335.1	Shenandoah	49%	רישיון	Walker Ridge Blocks 51, 52	שננדואה
	24.7	62.9		69.2	280.1	Buckskin	7.5%	רישיון	Keathley Canyon Blocks 785, 829, 830, 828, 872	בקסקין
23.9		59.1	41.7		103.7	Monument	28.57%	רישיון	Walker Ridge Blocks 271, 272, 315, 316	מוניומנט
1,664.6	1,949.1	107.4	569.1	603.2	313.8	Sea-Lion	65%	רישיון	PL004, PL003, PL005, PL033, PL032	סי-ליון ורישיונות סמוכים
520.6			1,316.2			PL001	65%	רישיון	PL001	
		28.3			41.7	Shenandoah South	41.85%	רישיון	Walker Ridge Block 95	שננדואה דרום
		13.4			19.3	Thompson	50%	רישיון	Thompson	דנברי
						Manvel	50%	רישיון	Manvel	
						East Hastings	50%	רישיון	East Hastings	
						Webster	49.79%	רישיון	Webster	
		3.1			3.8	Neches	כ-98%	רישיון	Neches	נצ'ס

* חישוב כמויות המשאבים המנובאים הינו ללא התחשבות בסיכונים (Unrisked Quantities).

להלן מפה אילוסטראטיבית המציגה את מיקום נכסי הנפט העיקריים של השותפות:



3. השקעות בהון השותפות ועסקאות בניירות הערך שלה

בשנתיים שקדמו למועד הדוח לא בוצעו השקעות בהון השותפות, למעט כמפורט להלן:

תאריך	סוג העסקה	כמות יחידות השתתפות שהונפקו	כמות כתבי אופציה שהונפקו	השקעה בהון (באלפי דולר), נטו	מחיר ליחידת השתתפות הנגזר (מההשקעה (דולר)
ינואר 2025	מימוש כתבי אופציה (סדרה 5) ליחידות השתתפות	84,768	-	1,062	12.5
פברואר 2025	מימוש כתבי אופציה (סדרה 5) ליחידות השתתפות	66,956	-	838	12.5
	המרת אגרות חוב (סדרה ד') ליחידות השתתפות	83,333	-	725	8.7
מרץ 2025	מימוש כתבי אופציה (סדרה 5) ליחידות השתתפות	1,681,326	-	21,603	12.5
יוני 2025	המרת אגרות חוב (סדרה ד') ליחידות השתתפות	887,883	-	7,726	8.7
יולי 2025	המרת אגרות חוב (סדרה ד') ליחידות השתתפות	176,543	-	1,536	8.7
אוגוסט 2025	המרת אגרות חוב (סדרה ד') ליחידות השתתפות	29,000	-	252	8.7
ספטמבר 2025	הנפקה לציבור של יחידות השתתפות יחד עם כתבי אופציה (סדרה 6) הניתנים למימוש ליחידות השתתפות	12,600,000	4,284,000	363,789	4 (ביחס לכתבי אופציה (סדרה 6)) 27.5 (ביחס ליחידות ההשתתפות)
	המרת אגרות חוב (סדרה ד') ליחידות השתתפות	47,000	-	409	8.7
נובמבר 2025	המרת אגרות חוב (סדרה ד') ליחידות השתתפות	20,100	-	175	8.7
דצמבר 2025	המרת אגרות חוב (סדרה ד') ליחידות השתתפות	88,294	-	768	8.7
ינואר 2026	המרת אגרות חוב (סדרה ד') ליחידות השתתפות	1,032,111	-	8,981	8.7
פברואר 2026	המרת אגרות חוב (סדרה ד') ליחידות השתתפות	271,370	-	2,361	8.7
מרץ 2026	המרת אגרות חוב (סדרה ד') ליחידות השתתפות	22,857	-	199	8.7

4. חלוקת רווחים

4.1. ליום 31.12.2025, לשותפות קיימים רווחים הניתנים לחלוקה בסך של כ- 169 מיליון דולר (כ-539 מיליון ש"ח).

4.2. ליום 31.12.2025, השותף הכללי לא אימץ מדיניות בנוגע לחלוקת רווחי השותפות. ביום 17 במרץ, 2026 אישר דירקטוריון השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של כ-150 מיליון דולר (כ-468 מיליון ש"ח), כאשר המועד הקובע לחלוקה נקבע ליום 3 באפריל 2026 וחלוקת הרווחים תבוצע ביום 14 באפריל 2026.

4.3. נכון למועד הדוח, השותף הכללי לא אימץ מדיניות בנוגע לחלוקת רווחי השותפות.

4.4. לשותפות אין כל מגבלות חיצוניות העשויות להשפיע על יכולתה לחלק רווחים הניתנים לחלוקה בעתיד, וזאת למעט:

4.4.1. התחייבות השותפות במסגרת שטר הנאמנות של אגרות החוב (סדרה ד') של השותפות מיום 8 בנובמבר 2021, בו נקבע כי השותפות לא תבצע חלוקה שכתוצאה ממנה: יפחת ההון הכלכלי של השותפות מ-1,300 מיליון דולר ו/או יעלה יחס החוב הפיננסי נטו ל-CAP נטו על שיעור של 65% ו/או יפחת ההון העצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים מ-80 מיליון דולר. לפרטים נוספים אודות אגרות החוב, ראו באור 11(ב) לדוחות הכספיים לשנת 2025.

4.4.2. התחייבות השותפות במסגרת שטר הנאמנות של אגרות החוב (סדרה ו') של השותפות מיום 5 במרץ 2024, בו נקבע כי השותפות לא תבצע חלוקה שכתוצאה ממנה: יפחת ההון הכלכלי של השותפות מ-1,600 מיליון דולר ו/או יעלה יחס החוב הפיננסי נטו ל-CAP נטו על שיעור של 63% ו/או יפחת ההון העצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים מ-185 מיליון דולר. לפרטים נוספים אודות אגרות החוב, ראו באור 11(ד) לדוחות הכספיים לשנת 2025.

4.4.3. התחייבות השותפות במסגרת שטר הנאמנות של אגרות החוב (סדרה ז') של השותפות מיום 14 בינואר 2025, בו נקבע כי השותפות לא תבצע חלוקה שכתוצאה ממנה: יפחת ההון הכלכלי של השותפות מ-1,600 מיליון דולר ו/או יעלה יחס החוב הפיננסי נטו ל-CAP נטו על שיעור של 63% ו/או יפחת ההון העצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים מ-200 מיליון דולר. לפרטים נוספים אודות אגרות החוב, ראו באור 11(ה) לדוחות הכספיים לשנת 2025.

4.4.4. התחייבות השותפות במסגרת שטר הנאמנות של אגרות החוב (סדרה ח') של השותפות מיום 20 בנובמבר 2025, בו נקבע כי השותפות לא תבצע חלוקה שכתוצאה ממנה: יפחת ההון הכלכלי של השותפות מ-1,600 מיליון דולר ו/או יעלה יחס החוב הפיננסי נטו ל-CAP נטו על שיעור של 63% ו/או יפחת ההון העצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים מ-200 מיליון דולר. לפרטים נוספים אודות אגרות החוב, ראו באור 11(ו) לדוחות הכספיים לשנת 2025.

4.4.5. לפרטים נוספים אודות אגרות החוב האמורות, ראו נספח א' לדוח הדירקטוריון המצורף כפרק ב' לדוח זה (להלן: "דוח הדירקטוריון").

4.4.6. לפרטים אודות מגבלות על חלוקה של נאויטס מוניומנט ונאויטס מוניומנט II מכוח התחייבויות שנטלו במסגרת הסכם המימון הפרויקטלי ראו דיווח מיידי מיום 23 בפברואר 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-012101), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה. לפרטים נוספים ראו באור 10(ו) לדוחות הכספיים לשנת 2025.

4.4.7. לפרטים אודות מגבלות על חלוקה של נאויטס ארה"ב החזקות מכוח התחייבות שנטלה במסגרת הסכם מימון מבוסס עתודות (RBL) ראו דיווח מיידי מיום 20 בינואר 2026 (אסמכתא מספר: 2026-01-007892), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה. לפרטים נוספים ראו באור 10(א) לדוחות הכספיים לשנת 2025.

5. מידע כספי לגבי תחומי הפעילות של השותפות

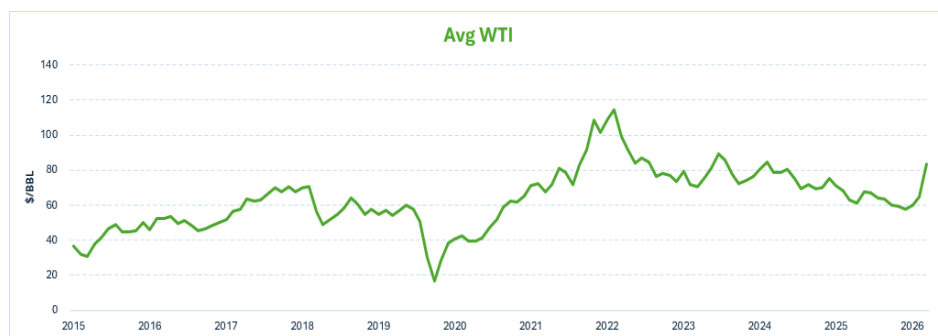
- 5.1. לפרטים אודות מגזרים גיאוגרפיים ראו באור 20 לדוחות הכספיים לשנת 2025.
- 5.2. לנתונים אודות הכנסות, עלויות, רווח מפעולות רגילות לשנים 2025, 2024 ו- 2023, ראו דוחות מאוחדים על הרווח הכולל הכלולים בדוחות הכספיים לשנת 2025.
- 5.3. לפרטים אודות סך הנכסים וההתחייבויות של השותפות לימים 31 בדצמבר 2025 ו- 2024 ראו דוחות מאוחדים על המצב הכספי הכלולים בדוחות הכספיים לשנת 2025.
- 5.4. להסברים בדבר הנתונים הכספיים האמורים לעיל ראו דוח הדירקטוריון.

6. סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים על פעילות השותפות

6.1. תנודות בביקושים ובמחירי נפט וגז

תנודות במחירי הנפט והגז, כמו גם תנודות במחירי הדלקים החלופיים, עשויות להשפיע על המחירים שאותם תוכל לקבל השותפות מלקוחותיה בגין נפט ו/או גז טבעי שיימכר על ידה, אשר ישפיעו על הכנסות השותפות מנכסי הנפט והגז המפיקים בהם יש לה זכויות, על כדאיות ההפקה, על קבלת ההחלטה אם פיתוחו של מאגר כלשהו כלכלי ועל החלטת השותפות אם לבצע פעילות חיפושים ו/או פיתוח ואם לאו.

להלן גרף המציג את התנודתיות המהותית במחירי הנפט WTI (West Texas Intermediate) בעשור האחרון:¹



קיים קושי לצפות את התנודות במחירי הנפט, ולמיטב ידיעת השותפות, לא קיים כיום גורם בשוק אשר מצליח לנבא בצורה עקבית ומדויקת את מגמת התנודות ועוצמתן.

¹ עד ליום 12 במרץ, 2026, מתוך נתונים המוצגים באתר [Bloomberg Terminal | Bloomberg Professional Services](https://www.bloomberg.com/terminal)

במהלך תקופת הדוח חלה ירידה במחירי הנפט כך שהמחיר הממוצע (לפני התאמות) של חבית נפט WTI עמד על כ- 64.8 דולר, לעומת מחיר ממוצע של כ- 75.7 דולר בשנת 2024. ממוצע מחיר חבית נפט WTI מתחילת שנת 2026 ועד למועד דוח זה עומד על כ- 66.25 דולר, מחיר הנמוך מסביבת המחירים בתקופה המקבילה אשתקד. עם זאת, מחיר חבית נפט WTI נכון למועד הדוח עומד על כ-94 דולר.

בחודשים האחרונים ובשבועות האחרונים בפרט נרשמה עלייה ותנודתיות במחירי הנפט על רקע ההסלמה הביטחונית במזרח התיכון, בדגש על העימות בין ישראל וארה"ב לאיראן, אשר הגבירה את אי-הוודאות בשוקי האנרגיה ואת החשש לשיבושים אפשריים באספקת הנפט ובנתיבי השיט האזוריים.

השפעות תנודות במחירי הנפט על הפעילות בנכסי השותפות בתקופת הדוח

השותפות בחנה ובוחרת באופן שוטף את השפעת תנודות מחירי הנפט על נכסיה, על התחייבויותיה ועל תכניות העבודה שלה ונערכת באופן שוטף בתחום הפיננסי והתפעולי על מנת להתאים את פעילותיה לתנאי השוק העדכניים. כמו כן, השותפות עוקבת באופן שוטף אחר הפרויקטים הקיימים שלה, תוך בחינת כלכליות ההפקה ותפעול הבארות המפיקות באופן שיבטיח יעילות מרבית. בנוסף, השותפות מתקשרת בעסקאות לגידור מחירי הנפט, כמפורט בדוח הדירקטוריון בהתאם להתחייבויותיה על-פי הסכמי המימון השונים, ובהתאם למדיניות גידורים אותה מנהלת הנהלת השותפות יחד עם יועץ חיצוני.

השותפות מוסיפה לבחון הזדמנויות עסקיות בהתאם ליכולותיה הפיננסיות ולתנאי השוק, ועל פי היעדים והאסטרטגיה שלה כמפורט בסעיף 16 להלן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות לעיל בדבר תנודות מחירי הנפט והשפעותיהן האפשריות, כוללות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק ניירות ערך"). ההערכות לעיל של השותפות, מבוססות, בין היתר, על הערכות גורמים שונים בתעשייה ו/או רשויות רלוונטיות המשתנות באופן תדיר. הערכות אלה עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית, בין היתר כתוצאה משינויים בתנאי השוק מחירי הנפט ו/או בתנאים הרגולטוריים ו/או התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 18 להלן.

6.2. רגולציה

פעילות של חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי כפופה לרגולציה במדינות אשר בשטחיהן מתבצעת הפעילות. לפרטים אודות מגבלות ופיקוח החלים על פעילותה של השותפות ראו סעיפים 7.21 ו- 8.14 להלן.

6.3. שינויים בריבית ובשערי חליפין

לפרטים אודות השפעות שינויים בריבית על השותפות וכן אודות השפעות שינויים בשערי חליפין ראו סעיף 3 לדוח הדירקטוריון.

תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות

7. תחום פעילות פיתוח והפקת נפט וגז בארצות הברית

7.1. מידע כללי על תחום הפעילות

7.1.1. מבנה תחום הפעילות ושינויים החלים בו

פעילות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי היא פעילות מורכבת ודינאמית, הכרוכה בעלויות משמעותיות ובחוסר ודאות משמעותי ביותר לגבי עלויות, לוחות זמנים, הימצאות נפט או גז טבעי (בשלב האקספלורציה) והיכולת להפיקם תוך שמירה על כדאיות כלכלית. כתוצאה מכך, חרף ההשקעות הניכרות, לעתים קידוחי האקספלורציה אינם משיגים תוצאות חיוביות ואינם מביאים להכנסות כלשהן או אף מביאים לאובדן רוב ההשקעה או כולה. בהתאם לאסטרטגיית השותפות, כמפורט בסעיף 16 להלן, מתמקדת השותפות בעיקר במימוש הזדמנויות השקעה בנכסי נפט וגז הכוללים עתודות נפט וגז מוכחות שטרם פותחו, ופיתוחן להפקה.

תהליך פיתוח והפקה טיפוסי של נפט וגז טבעי בשטח כלשהו בו הוכרזה תגלית, עשוי לכלול, בין היתר, ביצוע קידוחי הפקה ו/או השלמת בארות להפקה, הנחת צנרת הולכה, בניית מתקני טיפול וכיוצ"ב, וכן את הפקת הנפט והגז, לרבות תפעול ואחזקה שוטפת וכן ביצוע עבודות פיתוח נוספות במטרה לשמר ו/או להגדיל את היקף ההפקה.

פיתוחו של ממצא במים עמוקים מחייב תשומות כספיות ושימוש בטכנולוגיות ייחודיות המסוגלות לבצע קדיחה בעומקי מים משמעותיים. כמו כן, קיימים הבדלים מהותיים בין פיתוח מאגר נפט ו/או גז טבעי אשר מחייב הקמת תשתיות הולכה וטיפול לבין פיתוח המסתמך על תשתיות הולכה וטיפול קיימות. באזורים בהם מצויים נכסי הנפט של השותפות בארה"ב, יש ניסיון עשיר ורב שנים של חיפושים, פיתוח והפקה של נכסי נפט וגז, וכפועל יוצא תשתיות טיפול והולכה של נפט שכוחות ביותר.

נסיבות אלה, לרוב, גורמות לכך שתהליך הפיתוח של נכסי נפט יהיה קצר יותר ובעל השקעות הון נמוכות יותר מאשר מקבילות רבות במקומות אחרים בעולם. פרמטר מרכזי נוסף הינו הביקוש לנפט ו/או גז טבעי ומחירים בשווקי היעד.

כמו כן, באזורים בהם מצויים נכסי הנפט של השותפות בארה"ב, קיים שוק מפותח ביותר הן לנפט והן לגז. בנכסים המרכזיים של השותפות בארה"ב, המצויים במים עמוקים דרומית לטקסס ולואיזיאנה, ההידרוקרבונים המופקים מחוברים ישירות לצנרת הולכה קיימת, ונמכרים לשווקים המחוברים באופן ישיר לתשתית זו. בחלק מהמקרים, מדובר בצנרת Open Access שמחירה מפוקחים, אך לא תמיד. במקרים רבים, ניתן למכור את ההידרוקרבונים כבר בכניסה לצנרת, במחיר המגלם את עלויות ההולכה. בנכסים המפיקים הקטנים יותר של השותפות (הנכסים היבשתיים), השינוע מתבצע באמצעות מכליות לצנרת השיווק או לבתי זיקוק הממוקמים בסמיכות לנכסים אלה.

פעולות חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי מבוצעות בדרך כלל במסגרת של עסקאות משותפות בין מספר שותפים החותמים על הסכם תפעול משותף (JOA - Joint Operating Agreement), על פיו מתמנה אחד השותפים כמפעיל השדה המשותף.

לגבי חלק משדות הנפט או הגז, הכוללים מספר רישיונות, לרוב חותמים השותפים על הסכם נוסף הנקרא הסכם איחוד (Unitization and Unit Operating Agreement) או הסכם איחוד ומתפתח (Unitization and Joint Development Operating Agreement) המסדיר את הפעילות בשטחים המאוחדים, לרבות פעולות הפקה של נפט וגז בנכס.

7.1.2. שינויים בהיקף הפעילות בתחום וברווחיות²

תעשיית הנפט והגז העולמית מושפעת מאד משינויים ברמות ההיצע והביקוש, וממחירי הנפט הגולמי, המאופיינים בתנודתיות רבה. הגורמים המרכזיים המשפיעים על מחירי הנפט הגולמי הינם היקף אספקת הנפט ממדינות אופ"ק (OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries),³ היקף אספקת הנפט ממדינות שאינן חברות באופ"ק, ובפרט רוסיה, ארה"ב וקנדה, ורמת הביקוש העולמית לנפט גולמי. בנוסף, מחירי הנפט הגולמי מושפעים מיכולות הייצור ועלויותיהן, וכן מקצב התפתחותן ושילובן של יכולות הפקת אנרגיות חלופיות.

בהתאם לנתונים העיקריים ביחס לתחזיות הביקוש העולמי לנפט שפורסמו בשנת 2025, על ידי גופים בינלאומיים, מסתמנת מגמה של המשך גידול בביקוש העולמי לנפט בטווח הבינוני והארוך. בהתאם לדו"ח שפרסמה סוכנות האנרגיה הבינלאומית (IEA) הביקוש העולמי לנפט צפוי להמשיך לגדול בטווח הארוך ולהגיע לרמה של כ- 113 מיליון חביות ביום בשנת 2050. לצד זאת, בהתאם לתחזיות לנוכח השפעתם של גורמי היצע גלובליים, ובכלל זה מדיניות צמצום השקעות באקספלורציה בעשור החולף,⁴ קצב פיתוח נכסים חדשים, שיבושים גיאופוליטיים אפשריים וקצב התפתחותן של אנרגיות חלופיות, קיים צפי למחסור יחסי בהיצע הנפט והגז ביחס לקצב הגידול בביקוש, אשר עשויים לתמוך בסביבת ביקוש חזקה ובתנודתיות במחירי הנפט והגז.

בדומה לכך, דו"ח התחזית השנתית של OPEC, צופה צמיחה מתמשכת בביקוש העולמי לנפט. על פי הדו"ח, בטווח הבינוני צפוי גידול של כ- 9.6 מיליון חביות ביום, מכמות של כ- 103.7 מיליון חביות ביום בשנת 2024 ל- 113.3 מיליון חביות ביום בשנת 2030. בטווח הארוך, תחזית OPEC צופה כי הביקוש לנפט ימשיך לגדול ויגיע לכ- 123 מיליון חביות ביום בשנת 2050.

חרף המשך שילובן של אנרגיות מתחדשות במקורות האנרגיה העולמיים, ההערכה בתחזית OPEC היא כי הביקוש לנפט ימשיך לגדול גם בטווח הארוך, כאשר התורמות העיקריות לגידול הן הודו, דרום-מזרח אסיה, המזרח התיכון ויבשת אפריקה. התחזיות מצביעות על כך שעיקר הגידול בביקוש ינבע ממדינות שאינן חברות בארגון ה-OECD. בהתאם לתחזית OPEC, מדינות אלו צפויות לרשום גידול מצטבר של כ- 27.7

² המידע הכללי הכלול בסעיף זה מבוסס ברובו על תחזית האנרגיה העולמית "The World Energy Outlook 2025" של ה- International Energy Agency לצפייה בדוח התחזית המלא: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/6e3cfb8e-dba1-46f5-ac26-d4a0bd0dc24b/WorldEnergyOutlook2025.pdf>

על "World Oil Outlook 2025" של OPEC לצפייה בדוח: <https://publications.opec.org/woo/chapter/142/2640> ועל דוח שוק הנפט החודשי של OPEC, "OPEC Monthly Oil Report" שפורסם ב-11 במרץ 2026, לצפייה בדוח: <https://momr.opec.org/pdf-download>

³ בסמוך למועד הדוח, חברות בארגון המדינות, אלג'יריה, איראן, גבון, גינאה המשוונית, עיראק, כווית, לוב, קונגו, ניגריה, ערב הסעודית, ונצואלה ואיחוד האמירויות הערביות.

⁴ Welligence Energy Analytics and Wood Mackenzie.

מיליון חביות ביום עד לשנת 2050, גידול זה צפוי לקזז את הקיטון החזוי בביקוש מצד מדינות ה-OECD בטווח הארוך, אשר מוערך בכ- 8.5 מיליון חביות ביום עד לשנת 2050.

לדוגמא, ביחס למגזר התחבורה, המהווה כ- 57% מהביקוש העולמי לנפט, תחזית OPEC מעריכה כי חרף הגידול בנתח השוק של רכבים חשמליים, רכבים בעלי מנועי בעירה פנימית צפויים להמשיך ולהוות את רוב צי הרכב העולמי, בשיעור של כ- 72% בשנת 2050. כמו כן, התחזיות צופות גידול בביקוש לדלקים המיועדים לענף התעופה ולתעשייה הפטרוכימית, אשר יחד עם הסולר, צפויים להוות מרכיבים מרכזיים בגידול בצריכת הנפט העולמית בעשורים הקרובים.

ארה"ב⁵

ארה"ב הינה שחקנית מפתח בתחום והינה יצרנית וצרכנית הנפט והגז הטבעי הגדולה בעולם, כאשר צריכת הנפט שלה כיום היא כ-20% מצריכת הנפט העולמית.

שוק הנפט והגז הטבעי בארה"ב הינו שוק משוכלל ומפותח, בו רוב הנפט והגז המופק נמכר לשוק המקומי. הגידול בהיצע ביחס לביקוש משפיע בעיקר על מחיר השוק. מצב בו לא ניתן למצוא קונים במחיר השוק הינו מצב נדיר ביותר, שכן קיימת יכולת אחסון המאפשרת קיומו של שוק מסחר משני גם בעונות בהן אין די צרכני קצה לכל הכמויות המופקות. עם זאת יצוין, כי קיימת מגמה של גידול בייצור אנרגיה ממקורות מתחדשים ואלטרנטיביים (כגון אנרגיה סולארית, אנרגיית רוח, אנרגיה הידרואלקטרית ואנרגיה גרעינית) הצפויה להחליף בהדרגה חלק מהשימוש בנפט, גז ופחם.

לפרטים נוספים אודות אנרגיות מתחדשות ראו סעיף 7.1.7 להלן.

על פי ממצאי ה-U.S. Energy Information Administration (להלן: "EIA"), נכון לשנת 2024, מקורות האנרגיה המרכזיים אותם צורכת ארה"ב הינם נפט (כ-37.44%) גז טבעי (כ-36.48%), פחם (כ-8.32%), אנרגיה גרעינית (כ-8.59%) והידרו אלקטרי ואנרגיות מתחדשות (כ-9.15%).⁶

לפי ה-EIA⁷, מחיר הנפט הוא המניע העיקרי לפעילות קידוחים עתידית והמשפיע המרכזי על קצבי ההפקה. בהתאם, ונוכח הביקוש הגדל במשק האמריקאי ומחוצה לו, צפויה הפקת נפט להגיע לכמויות שיא במהלך 30 השנים הקרובות, כאשר הפקת הנפט והגז הטבעי צפויה להישאר בקצבים גבוהים עד לשנת 2050. בהתאם לגידול הצפוי בהפקה רמות ייצוא הנפט (והגז הטבעי) תגענה גם הן לרמות שיא בשנים הקרובות ותשמרנה על יציבות עד 2050, כאשר צפוי שארה"ב תישאר יצואנית נטו.

7.1.3. מגבלות, חקיקה, תקינה ואילוצים מיוחדים החלים על תחום הפעילות

לפרטים אודות מגבלות ופיקוח החלים על פעילות השותפות ראו סעיף 7.21 להלן.

⁵ המידע הכללי הכלול בסעיף זה מבוסס ברובו על bp Statistical Review of World Energy 2025, והינו למיטב ידיעת השותפות. לצפייה בסקירה המלאה של BP ראו: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2025.pdf>

⁶ U.S Energy Information Administration - Monthly Energy Review- January 2026 - <https://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/pdf/mer.pdf>

⁷ - Annual Energy Outlook 2025 ו- Annual Energy Outlook 2023 - https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/AEO2023_Narrative.pdf <https://www.eia.gov/outlooks/aeo/pdf/2025/AEO2025-narrative.pdf>

7.1.4. גורמי ההצלחה הקריטיים בתחום הפעילות והשינויים החלים בהם

(א) איתור וקבלת זכויות לחיפושים (רכישה או הצטרפות) בשטחים בהם קיים פוטנציאל לממצא מסחרי.

(ב) יכולת גיוס משאבים כספיים ניכרים.

(ג) שימוש בציוד ובטכנולוגיות מתקדמות (כגון: סקרים סייסמיים 3D ותהליכי עיבוד מידע מתקדמים) וזאת לצורך איתור והכנת פרוספקטים לקדיחה, לצורך הערכת תוצאות הקידוחים וכן לצורך גיבוש תוכניות פיתוח.

(ד) קיומו של הון אנושי בעל ידע, ניסיון ויכולת הנדסית, טכנית, פיננסית ומסחרית לפיתוח הפרויקטים/או חבירה לגופים עתירי ניסיון הפועלים בתחום לצורך תוכניות פיתוח מורכבות, תוך הסתייעות בידע המקצועי שברשותם והשתתפותם בהשקעות הכספיות הניכרות.

(ה) הצלחת פעילות האקספלורציה והפיתוח.

(ו) במקרה של מציאת נפט ו/או גז טבעי, שוק מקומי ומשוכלל, או במקרה שאין שוק כזה אזי התקשרות בהסכמים למכירת הנפט ו/או הגז בכמויות ובמחירים מתאימים.

7.1.5. שינויים במערך חומרי גלם וספקים

למידע אודות שינויים במערך חומרי גלם וספקים ראו סעיף 7.17 להלן.

7.1.6. חסמי הכניסה והיציאה העיקריים בתחום הפעילות

חסמי הכניסה העיקריים בתחום הנפט והגז הינם הצורך בקבלת היתרים ורישיונות לביצוע חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי מאת הרשויות המוסמכות ו/או מבעלי הזכויות הרלוונטיות בכפוף לרגולציה החלה בכל אזור שבו פועלת השותפות, וכן קיומה של יכולת פיננסית לביצוע השקעות כספיות בהיקף נרחב וברמת סיכון גבוהה יחסית, הדרושות לביצוע הפעילות בתחום. כמו כן, עיסוק בתחום הפעילות דורש מומחיות רבה, לרבות לצורך איתור נכסים מתאימים לחיפוש, פיתוח או הפקה.

חסמי היציאה העיקריים מתחום הפעילות הינם חובת פירוק מתקני הפקה לפני נטישת שטח נכסי נפט, הכרוכה לעתים בעלויות משמעותיות מאד. בנוסף, עקב היכולות המקצועיות והכלכליות הנדרשות בתחום הפעילות, מספר הקונים הפוטנציאליים לנכסי נפט וגז, הוא לעתים מוגבל, דבר העלול ליצור עיכוב ביכולת מכירת הנכסים במחיר המתאים ויציאה מתחום הפעילות וכן בחלק מנכסי השותפות נדרש אישור מהרשויות המוסמכות לצורך העברת הזכויות בנכסים.

7.1.7. תחליפים למוצרי תחום הפעילות

כללי⁸

נפט משמש כחומר בעירה ונמכר, בין היתר, לטובת ייצור דלק לרכבים, ליצרני חשמל, ולקוחות תעשייתיים ופרטיים. בתחום התחבורה היבשתית הקלה חלה בשנים האחרונות התחזקות של שוק הרכבים בהנעה חלופית (גז טבעי וחשמל), אולם ככלל אין עדיין תחליף מלא לנפט כמקור דלק לרכבים מסורתיים, לתעופה ולתחבורה ימית.

⁸ ראו דוח U.S. EIA, Short-Term Energy Outlook (STEO), 2025 - https://www.eia.gov/outlooks/steo/report/global_oil.php ודוח IEA - Global Hydrogen Review 2025 - <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025>

בענפי התעשייה, הבניין והפטרוכימיה התחליפים האפשריים לנפט טרם הבשילו לכדי פתרון מסחרי מספק.

להלן התחליפים העיקריים לנפט וגז טבעי ורמת חדירתם לשוק:

מימן

מקור אנרגיה נוסף הנבחן כתחליף משמעותי לדלקים פוסיליים הוא המימן. ההערכות כיום הן שבתנאים מסוימים, עד לסוף העשור הנוכחי ניתן יהיה להוזיל את עלויות ייצור המימן לרמה כדאית מסחרית, בין היתר עקב כניסה משמעותית של יצרנים סיניים לתחום והוזלת החלקים הנדרשים בתהליך הייצור. עם זאת, בשלב הנוכחי חדירת המימן לשוק עודנה מוגבלת, בעיקר בשל עלויות ייצור גבוהות, אי-ודאות רגולטורית ופערים בפיתוח תשתיות ההולכה והאחסון הנדרשות.

אנרגיה מתחדשת

בעשור האחרון שווקי האנרגיה עוברים שינויים משמעותיים, והמגמה הבולטת ביותר היא כניסתן של אנרגיות מתחדשות - בעיקר רוח וشمש - לתמהיל מקורות האנרגיה לייצור חשמל, בשילוב עם טכנולוגיות לאגירת אנרגיה. אנרגיה מתחדשת (בעיקר שמש ורוח) היותה כ- 64% ממרכיב הצמיחה ביכולת ייצור האנרגיה בארה"ב לשנת 2025, זאת במקביל לתנופת השקעות בהקמת מתקני אגירה (סוללות). ואולם, בפועל, נתח האנרגיות המתחדשות בתמהיל הכולל גדל בשיעור זניח בלבד מהשנה הקודמת, עובדה הממחישה כי תפוקת האנרגיה המתחדשת אינה גדלה בקצב המהיר הנדרש לעמידה ביעדים שהוצבו.

קצב החדירה האיטי נובע ממספר גורמים הקשורים זה בזה: אתגרי רווחיות של מודלים עסקיים מבוססי אנרגיה ירוקה; חוסר יציבות של אנרגיית שמש ורוח כמקור רציף לחשמל; ומכשולים טכנולוגיים. זאת ועוד, השימוש באנרגיה מתחדשת הוא בעיקרו לייצור חשמל, בעוד שכמות לא מהותית בלבד מצריכת הנפט העולמית משמשת לייצור חשמל - כך שאנרגיה מתחדשת אינה מהווה, בשלב זה, תחליף מלא לנפט וגז.

אנרגיה גרעינית

אנרגיה גרעינית מהווה מקור נוסף לייצור יציב של חשמל ללא פליטות גזי חממה. ב-2024 הגיע ייצור החשמל הגרעיני העולמי לשיא היסטורי, אך נתח האנרגיה הגרעינית בייצור החשמל העולמי נותר יציב סביב 9% בלבד, שכן הביקוש הכולל לחשמל גדל מהר יותר מקצב התרחבות הכורים. עם זאת, פיתוח משמעותי בתחום הוא הכורים המודולריים הקטנים (SMR) אשר צפוי לאפשר בנייה מהירה יותר ובעלויות נמוכות יותר של כורים קטנים לייצור חשמל. נכון למועד הדוח, חדירת האנרגיה הגרעינית עודנה מוגבלת, בשל עלויות הקמה גבוהות, אתגרים רגולטוריים, וחששות ציבוריים הנוגעים לבטיחות ולטיפול בפסולת גרעינית.

מדיניות המשפיעה על התחליפים בתחום

גורם מרכזי למגמת המעבר לאנרגיות חלופיות הינו ההתחממות הגלובלית והשאיפה להפחתה משמעותית של פליטות גזי חממה. בדצמבר 2015 נערכה ועידת האקלים (United Nations Climate Change Conference) בפריז, מכוחה נחתם הסכם כלל עולמי לשמירה על

האקלים (אמנת ה- UNFCCC), הכולל התחייבות המדינות החתומות להפחתת פליטות מזהמים, בהתאם ליעדים מפורטים שהוצגו על ידי כל מדינה. מאז, התכנסו מספר ועידות אקלים, האחרונה התקיימה בברזיל בנובמבר 2025 והסתיימה בקריאה דחופה להאצת המעבר לאנרגיות מתחדשות כדי לעמוד ביעדי הסכם פריז לקראת 2030.

עם זאת, המאמצים לקדם את הסתמכות משק האנרגיה העולמי על אנרגיה נקיה על חשבון אנרגיה מסורתית נתקלים באתגרים לא מבוטלים שצפויים להקשות על השגת יעדי ה- Net Zero Emissions אליהם התחייבו מרבית מדינות העולם.

בנוסף, בעקבות בחירתו של דונלד טראמפ לנשיאות ארה"ב בבחירות 2024, צפויים שינויים במדיניות האנרגיה האמריקאית, הכוללים צמצום רגולציות סביבתיות ותמיכה מחודשת בתעשיות הדלקים המסורתיים. הממשל החדש הביע כוונה לצמצם, להגביל או לשנות את התמריצים פדרליים לאנרגיות מתחדשות ולקדם הגברת קידוחי נפט וגז בשטחים פדרליים. עם זאת, השפעת שינויים אלה עשויה להיות מוגבלת, שכן רבות ממדינות ארה"ב ממשיכות לקדם מדיניות תומכת אנרגיה מתחדשת, והכדאיות הכלכלית של אנרגיות אלה השתפרה משמעותית בשנים האחרונות. בנוסף, חברות אמריקאיות רבות התחייבו ליעדי אקלים שאפתניים ולרכישת אנרגיה ממקורות מתחדשים, ללא תלות במדיניות הממשל הפדרלי.

7.1.8. מבנה התחרות בתחום הפעילות

שוק הנפט בארה"ב הינו שוק מפותח ומשוכלל, בו מרבית הנפט המופק נמכר לשוק המקומי המסוגל לקלוט את כל הכמויות המופקות.

הנפט הינו סחורה (Commodity) עולמית שמחירה מוכתבים על ידי תנודות היצע וביקוש כלל-עולמיות. הנפט ניתן לאחסון, דבר המאפשר קיומו של שוק משני במצבים של עודף היצע, בהם אין די צרכני קצה לכל הכמויות המופקות.

במצב דברים זה, התחרות בתחום הפעילות בארה"ב הינה בעיקרה על רכישת הרישיונות. הגורמים המוכרים יכולים להיות הממשל הפדרלי, המדינה או גורמים פרטיים לפי העניין. באזורי הפעילות הנוספים של השותפות, התחרות מועטה יחסית למעט מקרים פרטניים בהם יש עניין רב באזור מסוים עקב נסיבות ספציפיות - דוגמת תגלית או פיתוח משמעותיים באזורים הסמוכים.

תחרות נוספת בתחום הינה על זמינות ספקים ושירותים. פעילות מרובה של פיתוח נכסים במקביל עשויה להגביל את זמינות הספקים והשירותים השונים, ומחייבת לעיתים שריון מראש של ספקים מסוימים.

נכסי הנפט של השותפות בתחום הפעילות:

השותפות מחזיקה באמצעות ShenHai LLC, חברה בת (בשרשור) בבעלות מלאה של השותפות (להלן בסעיף זה: "ShenHai" או "חברת הפרויקט") ב-49% מהזכויות בפרויקט שנדואה, שהינו פרויקט מפיץ במימיו העמוקים של מפרץ אמריקה (להלן בסעיף זה: "שננדואה").

7.2.1. פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט שנדואה	
שננדואה (Shenandoah)	שם נכס הנפט:
נכס ימי במפרץ אמריקה, כ-390 ק"מ דרומית מניו אורלינס, לואיזיאנה, ארה"ב, במים העמוקים של מפרץ אמריקה, בעומק מים של בין 1,770 ל-1,920 מטר.	מיקום:
שטחו המאוחד הכולל של נכס הנפט הינו כ-28,880 אקרים (כ-116.9 קמ"ר), והוא כולל את רישיונות 31938, 25232 ו-28148 ("הרישיונות" או "רישיונות שננדואה").	שטח:
רישיונות שננדואה מאוחדים תחת הסכם איחוד כמפורט בסעיף 7.2.12 (א) להלן. ⁹	
נכס מפיץ. פעולות מותרות - חיפוש, פיתוח והפקה של נפט וגז בשטח קרקע מוגדר הנקרא Lease.	סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:
1.12.2007 - OCS-G 31938 (WR 51 block) 1.6.2003 - OCS-G 25232 (WR 52 block) 1.5.2006 - OCS-G 28148 (WR 53 block)	תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:
30.11.2017 - OCS-G 31938 31.5.2014 - OCS-G 25232 30.4.2016 - OCS-G 28148	תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:
בחודש יולי 2025 החלה הפקה מסחרית של נפט וגז מפרויקט שנדואה. בהתאם, ניתן לרישיונות המאוחדים סטטוס HBP (Held By Production), והם הוארכו עד לשנה ממועד סיום ההפקה בנכס הנפט. להערכת NSAI צפויה הפקה כלכלית מפרויקט שנדואה עד שנת 2039 לפחות.	תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:
הרישיונות המאוחדים מוחזקים בסטטוס Held By Production עד לשנה ממועד סיום ההפקה בנכס הנפט. לפרטים אודות הסכם איחוד רישיונות שנדואה ראו סעיף 7.2.12 (א) להלן.	תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:
הארכה של תוקף הרישיונות מעבר לתוקפם המקורי או מעבר להארכה שניתנה, מתבצעת באחת מארבע דרכים עיקריות:	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט:
1. ביצוע קידוח ו/או פעולות מאושרות בשטח הרישיון מזכה את בעלי הרישיון בהארכה אוטומטית של עד שנה ממועד סיום העבודות. ישנן גם עבודות נוספות (דוגמת סקרים סיסמיים וכיו"ב) שניתן לבצע ברישיון ולקבל בגינן אישור הארכה מ-BSEE.	
2. SOP - Suspension of Production, במקרה שלא החלה הפקת נפט מהרישיון בתקופת הרישיון (המקורי או המוארך), ניתן לקבל אישור על "השהיית הפקה" (SOP). במסגרת הענקת ה-SOP תיקבע תכנית עבודה מחייבת הכוללת אבני דרך לפיתוח הנכס, ממועד ההענקה ועד לתחילת הפקה. הארכת תוקף הרישיון על בסיס SOP לא תינתן עד למועד תחילת ההפקה לפי תכנית העבודה, אלא לתקופות קצובות בלבד - לרוב, בנות כשנה בכל פעם (כלומר לא עד לתחילת הפקה). כל עוד בעלי הרישיון עומדים בתכנית העבודה, ה-SOP יוארך לתקופה קצובה נוספת.	
3. Lease Holding Operations - לאחר תחילת ביצוע קידוחי פיתוח בנכס הנפט אך טרם החלה ההפקה מתקבל אישור Lease Holding Operations, אשר מתיר לבעלי הזכויות להחזיק ברישיון למשך שנה מתום פעולות הקידוחים עד לתחילת הפקה מנכס הנפט. אם במשך עד שנה מתום פעולות הקידוחים לא החלה הפקה או לא בוצעו פעולות פיתוח נוספות נדרש לקבל אישור השהיית הפקה (SOP) מחודש.	

⁹ רישיונות OCS-G 31938 (WR 51 block), OCS-G 25232 (WR 52 block) וחציו הצפוני של רישיון OCS-G 28148 (WR 53 block), מאוחדים תחת הסכם איחוד (Unit Agreement) (להלן: "הרישיונות המאוחדים"), שטחם המאוחד נקרא Walker Ridge Block 51 Unit (להלן: "Walker Ridge Block 51 Unit").

פרטים כלליים אודות נכס הנפט שנדואה		
4. HBP) Held By Production - עם תחילת הפקה מסחרית בשטח הרישיון, תוקפם של הרישיונות המאוחדים מוארך אוטומטית עד לשנה מתום הפקה מסחרית.		
BOE Exploration & Production, LLC ¹⁰ (להלן בסעיף 7.2 זה: "המפעילה")		ציון שם המפעיל (Operator):
ShenHai LLC. ^{11, 12}	49%	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים (בהנחת מימוש כל ההסכמים כאמור להלן):
Beacon Offshore Energy Development LLC. ¹³	20.05%	
HEQ Blue Ridge, LLC ¹⁴	20%	
BOE II Exploration LLC ¹⁵	10.95%	

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט שנדואה		
זכויות בשיעור של 23.1% בנכסי הנפט נרכשו ביום 5 באפריל 2018. זכויות בשיעור של 30% בנכסי הנפט נרכשו ביום 27 בנובמבר 2019, בתוקף מיום 1 באוקטובר 2019. במועד ה-FID, נמכרו ל-Beacon 4.1% מהזכויות בפרויקט.		בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:
החזקה בנכס הנפט בשיעור של 49% באמצעות ShenHai, חברה בת (בשרשר) בבעלות מלאה (100%) של השותפות.		תיאור מהות ואופן החזקה של השותפות בנכס הנפט:
1637.4%		ציון החלק בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
כ- 1,187,576 אלפי דולר.		סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2025 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

7.2.2. פעולות טרם ההחזקה בנכס הנפט

עד לזכייתה של השותפות במכרז לרכישת שנדואה, החזיקה Cobalt ב-20% מהזכויות ברישיונות שנדואה, כאשר יתר השותפים היו: Anadarko Petroleum Corporation (אשר שימשה גם כמפעילה) - 33%; ConocoPhillips Company - 30% (להלן: "ConocoPhillips"); Venari - 17%.

בחודש פברואר 2018, הודיעו Anadarko ו-ConocoPhillips ליתר השותפים בשנדואה, כי החליטו לוותר על חלקן ברישיונות. לאור האמור, נקבע כי הזכויות האמורות יועברו ל-Cobalt ו-Venari באופן פרופורציונאלי לחלקן ברישיונות, וכי Cobalt תמונה כמפעילה בנכס. לאחר העברת הזכויות האמורה, החזקה בנכס היתה כדלקמן: Cobalt - 54.05%; Venari - 45.95%.

¹⁰ חברה בבעלותה המלאה של Beacon (כהגדרתה להלן).

¹¹ חברה בת (בשרשר) בבעלות מלאה (100%) של השותפות.

¹² בחציו הדרומי של רישיון OCS-G 28148 (WR 53 block) מחזיקה ShenHai LLC זכויות בשיעור של 86.592%.

¹³ חברה פרטית המוחזקת במלואה על ידי קרנות של קבוצת Blackstone (לעיל ולהלן: "Beacon").

¹⁴ חברה פרטית המוחזקת במלואה על ידי HEQ Deepwater. HEQ Deepwater הינה שותפות ייעודית המתמקדת בקידוחים במים העמוקים במפרץ אמריקה והמוחזקת על ידי Quantum Energy Partners, קרן השקעות מובילה ומוכרת המתמחה בתחום הנפט והגז בארה"ב ו-Houston Energy LP, חברה הפעילה בתחום הנפט והגז במפרץ אמריקה.

¹⁵ חברה פרטית המוחזקת במלואה על ידי קרנות של קבוצת Blackstone.

¹⁶ משקף את הזכויות ברישיון OCS-G 31938 (WR 51 block).

ביום 5 באפריל 2018 ניתן על ידי בית המשפט לענייני פשיטות רגל במחוז הדרומי של טקסס חטיבת יוסטון, ארה"ב, צו המאשר את ביצוע עסקת המכר, לרבות העברת הזכויות בנכס לשותפות.

להלן טבלה הכוללת, למיטב ידיעת השותפות, תיאור פעולות עבר מהותיות בשטח נכס הנפט, שבוצעו לפני שהשותפות החזיקה בנכס הנפט:

חלק הפרויקט	זהות בעל הזכות במועד ביצוע הפעולה	תקופה שבה הפעולה בוצעה	תיאור תמציתי של הפעולה	תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה
שנדואה	Anadarko	2017-2008	9 קידוחי תגלית, הערכה ואימות נקדחו ברישיונות OCS-G 28148 OCS-G 31938 OCS-G 2523.* - נרכש מידע סייסמי 3D נוסף ועובדו תוצאות קידוחי הערכה (appraisal wells). - גובשה והוצגה תכנית פיתוח.	סה"כ הושקעו בנכס כ- 1.8 מיליארד דולר

* קידוח התגלית נקדח בשנת 2009, לעומק כולל של כ- 9,000 מטר וגילה שכבת מאגר נושאת נפט בעובי של כ-100 מטר נטו. בעקבות התגלית בוצעו חמישה קידוחים נוספים לטובת אימות והערכה. שניים מהקידוחים היו יבשים ואילו שלושת הנוספים גילו שכבות מאגר עבות יותר, כאשר העבה בניהן בעובי של כ-340 מטר נטו.

7.2.3. עמידה בתכנית עבודה

למיטב ידיעת השותף הכללי, תכנית העבודה המפורטת ברישיונות שנדואה עד למועד זה, קוימה במלואה.

7.2.4. תכנית עבודה בפועל ומתוכננת

ביום 25 באוגוסט 2021 קיבלו שותפי הפרויקט החלטת השקעה סופית Final Investment Decision (לעיל ולהלן: "FID") לפיתוח פרויקט שנדואה בתקציב כולל (בגין 100% מהזכויות בפרויקט) של כ-1.8 מיליארד דולר, וזאת בהתאם לתכנית הפיתוח המפורטת (FDP) וההרשאות להוצאות (AFE) שנחתמו.

ביום 25 ביולי, 2025 החלה הפקה מסחרית של נפט וגז בפרויקט.

תחילת ההפקה בפרויקט בוצעה באופן מדורג, מבוקר ובשלבים (ramp-up), שכללו פתיחה מבוקרת של בארות ההפקה, ניקוי הבארות והתשתיות וכיול המערכת. בתחילת חודש אוקטובר 2025, הושלם בהצלחה תהליך ה-ramp-up של ארבע בארות ההפקה שנקדחו במסגרת פיתוח שלב א' של הפרויקט, עם ההגעה לקצב ההפקה של 100,000 חביות נפט ליום (bopd) / 117,000 חביות נפט אקוויולנטיות ליום (boepd).¹⁷

בהתאם לעדכון שמסרה מפעילת הפרויקט, הביצועים בפועל של בארות ההפקה, מתקן הטיפול וההפקה (Floating Production System) (להלן: "FPS") של הפרויקט ושל יתר מערכות ההפקה, הטיפול וההולכה תואמים את ציפיותיה.

עבודות פיתוח שלב א' של הפרויקט כללו קידוח והשלמה של ארבעה קידוחי פיתוח והפקה - SA008, SA009, SA010 ו-SA007, התקנת ציוד וצנרת תת ימיים להולכה, שליטה ובקרה של הנפט והגז מבארות ההפקה ל-FPS, הקמת ה-FPS (בעל כושר הפקה וטיפול של כ-120,000 חביות נפט ליום, 140 מיליון רגל מעוקב גז טבעי ליום ו-40 אלף

¹⁷ בהנחת יחס יחידות גז לחביות נפט של BOE = 6 MCF (לא כולל נוזלי גז טבעי).

חביות מים הפקה ליום) והתקנת צנרות יצוא של הנפט והגז מה- FPS וחיבורן לצנרת הולכה ראשית קיימת אל החוף. ניצולו של ה- FPS כ- Hub אזורי אשר ישמש לתגליות נפט נוספות באזור יתרום להשאת ערך כלכלי לשותפות. לפרטים אודות מתן שירותי הפקה וטיפול לפרויקטים מוניומנט ושננדואה דרום על ידי ה- FPS ראו סעיפים 7.4.11(ד) ו- 7.5.10(ב) להלן).

ביום 20 בדצמבר, 2024 אישרו שותפי הפרויקט הרחבה והאצה של פיתוח הפרויקט (להלן: **"שלב ב' לתוכנית הפיתוח"**) הכוללת בין היתר, הקדמת שלבי ביצוע עתידיים, במטרה להקדים ולשפר את השאת הערך מהפרויקט תוך ניצול אופטימלי של ה- FPS. שלב ב' בפיתוח הפרויקט כולל את הרכיבים העיקריים שלהלן:

- הגדלת קיבולת ה- FPS מ- 120,000 חביות נפט ליום, לכ- 140,000 חביות נפט ליום, שתאפשר מתן מענה להיקפי ההפקה הנוספים משננדואה ומנכסי הנפט מוניומנט ושננדואה דרום. הגדלת קיבולת ה- FPS כאמור, צפויה להסתיים לקראת סוף שנת 2026.

- קידוח שתי בארות פיתוח והפקה נוספות, כאשר הקידוח החמישי צפוי להתבצע ברבעון הראשון של שנת 2027 והקידוח השישי צפוי להתבצע ברבעון השלישי של שנת 2028. יצוין, כי הקידוח החמישי תוכנן להתחיל כבר במהלך הרבעון השני של שנת 2026, אך ביצעו נדחה בהתאם לזמינות אוניית הקידוח, המבצעת תחילה את קידוחי מוניומנט. בהתאם, נדחה במספר חודשים גם ביצועו של הקידוח השישי.

- התקנת משאבה בקרקעית הים, אשר תאפשר החל מהרבעון השני של שנת 2028 הגברה של קצב הפקת הנפט מבארות ההפקה ל- FPS וכן הארכת משך ההפקה הצפויה מהן.

תקציב שלב ב' של תוכנית הפיתוח, אשר עתיד לשמש להשקעות ההוניות עד לסוף שנת 2028, מסתכם בכ- 753 מיליון דולר (חלק השותפות כ- 369 מיליון דולר), מתוכו סך של כ- 319 מיליון דולר אושר במועד אישור שלב ב' של תוכנית הפיתוח (חלק השותפות כ- 156 מיליון דולר) והיתר יחייב אישור נוסף של שותפי הפרויקט.

מימון הפרויקט

לאחר תאריך המאזן, ביום 19 בינואר 2026, התקשרה נאויטס ארה"ב החזקות בהסכם מימון מבוסס עתודות (Reserves Based Lending) (להלן: **"RBL"**), להעמדת מסגרת אשראי מתחדשת, בהיקף כולל של 1.35 מיליארד דולר. מימון זה שימש בין היתר לפירעון המימון הפרויקטלי לפיתוח פרויקט שננדואה (שיתרת הקרן והריבית שלו עמדה על כ- 433 מיליון דולר). לפרטים נוספים אודות הסכם המימון הנ"ל ראו דיווח מיידי של השותפות מיום 20 בינואר, 2026 (אסמכתא מספר: 2026-01-007892), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה.

על אף שפרויקט שננדואה הינו נכס אסטרטגי עבור השותפות, השותפות בוחנת מעת לעת, בהתאם להזדמנויות הקיימות בשוק, את האפשרות למכור עד כ- 15% מהחזקותיה בפרויקט (וכן בפרויקט מוניומנט ושננדואה דרום), בהתאם למחיר שיוצע.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות לעיל ביחס לשלב ב' של תכנית הפיתוח, לרבות בקשר למועדים הצפויים ביחס לרכיביה השונים, הערכות בנוגע לשימוש ב-FPS בנכסי הנפט מוניומנט ושננדואה דרום וכן בחינת אפשרות מכירת חלק מהזכויות בפרויקט שננדואה, מוניומנט ושננדואה דרום מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך. המידע כאמור מבוסס על הערכות מפעילת הפרויקט, אשר מבוססות על המידע המצוי כיום ברשותה, והן עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית עקב גורמים שאין לשותפות שליטה עליהם, והכוללים, בין היתר, עדכון הערכות והשערות המפעילה, מכלול של שינויים או דרישות רגולטוריות ו/או שינויים בתנאים התפעוליים והטכניים בפרויקט. בנוסף, אין כל וודאות כי תכנית הפיתוח המורחבת אכן תמומש וכן יתכנו שינויים ברכיביה השונים.

להלן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות, בציון התקציב המשוער לביצוע כל פעולה וחלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב זה:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולות שאושרו על ידי השותפים ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{19,18}	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הרישיונות של ההוניות השותפות בתקציב (באלפי דולר) ^{18,19}
2023	- המשך פעולות קידוחים - המשך הקמת ה-FPS - המשך קידום הליך HPHT - המשך ייצור, תכנון הנדסי והתקנה של צנרת היצוא - רכש צנרת ומכשור לצורך חיבור הבארות בקרקעית הים	441,894	216,528
2024	- המשך הקמת ה-FPS (כולל הגעה לאבן דרך של SOP – התקנת ה-Topsides על ה-Hull) - סיום קידוח באר רביעית - ביצוע השלמות בבארות (הגעה לאבן דרך של SOP) - התחלת התקנת מערכת תת-ימית (הגעה לאבן דרך של SOP) - השלמת התקנת צנרת היצוא	498,571	244,300
2025	- סיום השטת ה-FPS למפרץ אמריקה והתקנתו (הגעה לאבן דרך של SOP) - המשך השלמת הבארות - השלמת התקנות צנרת וציוד תת-ימי ל-FPS (הגעה לאבן דרך של SOP) - תחילת הפקת (הגעה לאבן דרך של SOP) - הגדלת קיבולת ה-FPS ל-120 אלף חביות ביום	660,988	323,884
2026	- המשך הפקת - רכש ציוד שזמן אספקתו ארוך (long lead) - סיום הגדלת קיבולת ה-FPS ל-140 אלף חביות ביום	186,849	91,556
2027	- המשך הפקת - קידוח באר הפקת חמישית	359,993	176,397
2028 ואילך	- המשך הפקת - התקנה והפעלה של משאבה תת-ימית - קידוח בארות פיתוח נוספות - הרחבת תשתית תת-ימית	1,608,586	788,207

¹⁸ הערכות בדבר עלויות תכנית פיתוח מופיעות בתחזית התזרים ומהוות הערכות כלליות בלבד המבוססות על קטגוריית העתודות 2P.
¹⁹ לא כולל דמי חכירה שנתיים, בגין הרישיונות מהם עדיין לא מתבצעת הפקת. לא כולל עלויות סילוק ונטישה ולא כולל עלויות תפעול ותחזוקה.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות דלעיל לעניין הפעולות המתוכננות בנכס הנפט, לרבות עלויות ולוחות זמנים, ולרבות בנוגע למועד המשך ביצוע עבודות הפיתוח והשלמתן, כאמור לעיל, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המבוססות על הערכות שנמסרו לשותף הכללי על ידי המפעילה בנכס הנפט, בין היתר על בסיס מידע הנדסי, כלכלי ואחר, שנתקבל מהמפעילה בהתבסס על מגוון גורמים וביניהם, תכנית הפיתוח ולוחות הזמנים ליישומה, קבלת אישורים רגולטוריים, נתונים משוערים של זמינות ציוד, שירותים ועלויות וכן על ניסיון העבר והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד אשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. הערכות אלו עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית אם יחולו שינויים ו/או עיכובים במגוון גורמים, וכן אם ישתנו ההערכות שנתקבלו, ו/או התנאים התפעוליים והטכניים ו/או בעקבות שינויים ו/או עיכובים במגוון גורמים, לרבות שינויים בתנאי השוק בכלל ובסקטור הנפט בפרט ו/או שינויים גיאופוליטיים ו/או בעקבות גורמים בלתי צפויים הקשורים בפיתוח נכסי נפט ו/או בעקבות גורמים חיצוניים שאינם בשליטת השותפות ו/או מימוש של איזה מגורמי הסיכון המפורטים בפרק זה.

7.2.5. שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות הקשורות בנכס הנפט

שיעור השתתפות	אחוז	שיעור מגולם ל-100%	הסברים
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	49%	100%	ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 7.2.1 לעיל
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	37.4%	76.33%	ראו תחשיב בסעיף 7.2.6 להלן
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש, פיתוח או הפקה בנכס הנפט	49%	100%	ראו תחשיב בסעיף 7.2.7 להלן

7.2.6. באור לחישוב שיעור השתתפות המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות

בהכנסות מנכס הנפט

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים (לרבות ניכוי הוצאות ואחרים)
הכנסות שנתיות חזויות של נכס הנפט	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:		
תמלוג על לממשל הפדרלי בארה"ב	16.67%	שיעור זה הוא התמלוג שיש לשלם בגין רישיון OCS-G 31938 (16.67%) ממנו צפויה להתבצע ההפקה מנכס הנפט בהתאם לתכנית הפיתוח; שיעור התמלוגים בגין רישיונות OCS-G 25232 ו-OCS-G 28148 הוא 12.5%.
תמלוג על לצדדים שלישיים	2%	ביחס לרישיונות OCS-G 31938, OCS-G 25232 ו-OCS-G קיים תמלוג על לטובת Exxon Mobil Corporation בגובה 1.5% ולטובת Nexen Petroleum offshore USA Inc. בגובה 0.5%. ביחס לרישיון OCS-G 28148 קיים תמלוג על לטובת Hunt Oil Company בגובה של 3% אשר לא נלקח בחישוב מכיוון שלא צפויה להתבצע ממנו הפקה בהתאם לתכנית הפיתוח.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	81.33%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות מנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	49%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת	39.85%	

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים (לרבות ניכוי הוצאות ואחרים)
נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)		
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	2.45%	תמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות בנטרול תמלוג על לממשל הפדרלי, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים לשותפות והיתרה מוחזקת על ידי צדדי ג'.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד בהכנסות מנכס הנפט	37.4%	

7.2.7. באור לחישוב שיעור ההשתתפות המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות

בהוצאות הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	49%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	100%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	49%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	49%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט	49%	

7.2.8. תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות החיפוש, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

פריט	סך הכל שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעות בתקופה זו בנכס הנפט (באלפי דולר)	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לממשל הפדרלי בארה"ב (באלפי דולר)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2023	216,528	-	77
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2024	244,300	-	76
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2025	323,884	-	77

7.2.9. עתודות בנכס הנפט שנדואה

(א) נתוני כמויות

- על פי הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, עתודות הנפט והגז הטבעי שבנכס הנפט, הינן כמפורט להלן:

סה"כ חלק השותפות 20 (Net)				סה"כ בנכס הנפט (Gross)			קטגוריית עתודות
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE ²²	נפט MMBBL	נוזלי גז טבעי ²¹ MMBBL	גז טבעי ²¹ BCF	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE ²²	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	
77.2	59.1	10.0	48.7	187.1	158.0	174.2	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
87.2	66.2	11.6	56.4	210.7	177.0	201.8	עתודות צפויות (Probable Reserves)
164.5	125.3	21.6	105.1	397.8	335.1	376.1	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
103.1	78.4	13.7	66.3	249.2	209.6	237.2	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
267.6	203.7	35.3	171.4	646.9	544.7	613.3	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

2. בדוח צוין כי שלב הבשלות אליו משויכות העתודות מוגדר כ- On Production.
3. בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות הינן כמקובל בהערכת עתודות על פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), ואינן מותאמות לסיכונים; (ב) NSAI לא ביקרה באזור נכסי הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלולות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI ציינה כי ההערכות שלה בדוח מבוססות, בין היתר, על ההנחות שהנכסים יפותחו בהתאם לתכניות הפיתוח הקיימות שהוצגו על ידי מפעילת הנכס, שהנכסים יתופעלו כראוי, שלא יחולו תקנות או מגבלות רגולטוריות חדשות שישפיעו על יכולתם של בעלי הזכויות לשמור על ההפקה, ושנתוני ההפקה בפועל יתאמו את התחזיות שלה; (ה) NSAI עשתה שימוש במידע טכני וכלכלי הכולל, בין היתר, לוגים, דגימות סלע, מפות גיאולוגיות, מידע סיסמי, וזכויות בעלות בנכסים; (ו) ל- NSAI סופק כל המידע הנחוץ לצורך הכנת הדוח ולא הוגבלה הגישה ל- NSAI לאף מידע אשר היה בדעתה כי הוא הכרחי להכנת הדוח; (ז) כמקובל בהערכות בתחום הנפט והגז, ישנן אי ודאויות מובנות בפרשנות ההנדסית והגאופיזית, ולכן מסקנות NSAI מייצגות, כמקובל, פרשנות מקצועית בלבד; (ח) NSAI עשתה שימוש במידע שהתקבל מהשותפות, מהמפעילה בנכס הנפט, ממקורות מידע פומביים וממידע לא חסוי המצוי בידי NSAI; ו- (ט) NSAI לא בחנה את הזכויות החוזיות בנכסים; (י) חלק מהותי של העתודות מבוסס על חישובי נפח ונכסים אנלוגיים, ולא בהכרח על נתוני ההפקה.

²⁰ לעניין זה, "Net" משמעו מכפלת סה"כ כמות הנפט והגז הטבעי, לפי העניין, בנכס הנפט (Gross) בשיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט (37.4%), וזאת בהתחשב בתמלוג הפרדלי בגין רישיון WR51 אשר משטחו מבוצעת ההפקה. הגדרה זו תקפה גם ליתר טבלאות העתודות בדיווח זה.

²¹ בתהליך המעבר מכמויות Gross לכמויות Net מתבצעת המרה של הגז הטבעי לגז טבעי נמכר, נוזלי גז טבעי נמכרים וכן נעשה שימוש בחלק מהגז המופק לצרכי הפקה שוטפת. הנתונים מייצגים את השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט כמפורט בה"ש 20.

²² הצגת כל העתודות, לרבות הגז, במונחי כמויות של מיליוני חביות נפט, ובהנחת יחס יחידות גז לחביות נפט של BOE = 6 MCF.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הנפט והגז הטבעי בנכס הנפט הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומההפקה ומאת המפעילה במאגר, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או מתנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בנכס הנפט והפקה של נפט וגז טבעי.

עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות אשר אינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves). ישנו סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות העתודות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

(ב) נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן:

- התזרים המהוון חושב לפי הערכת השותפות המבוססת על ממוצע תחזיות מחירי נפט וגז של גופים בינלאומיים הכוללים בנקים וגופי מחקר שנלקחו ממאגר West Texas Intermediate²³ FactSet: (1) מחירי נפט- נלקחו תחזיות לגבי מחירי נפט West Texas Intermediate (WTI). מחיר הנפט מותאם לאיכות הנפט ולהפרשי שערים, ביחס ל-WTI²⁴ (2) מחירי גז- נלקחו תחזיות לגבי מחירי גז טבעי Henry Hub. מחיר הגז מותאם לאיכות הגז ולהפרשי שערים.
- להלן טבלה המרכזת את התחזיות ביחס למחירי הגז הטבעי והנפט בהם נעשה שימוש (לפני התאמות):

מחיר גז טבעי דולר/MMBTU	מחיר נפט דולר/חבית	תקופה של שנה המסתיימת ביום
3.93	59.13	31.12.2026
3.87	62.12	31.12.2027
3.81	65.07	31.12.2028
3.81	70.41	לאחר מכן

- עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שהונחו על ידי NSAI בהתבסס על נתונים שמסרה השותפות והמפעילה. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות הולכה, עלויות ליחידת הפקה, עלויות תחזוקת בארות ההפקה וכן את הערכת NSAI בנוגע להוצאות תקורה, אשר ניתן ליחסן באופן ישיר לנכס הנפט כפי שהוגדר על ידי המפעילה. העלויות אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.

²³ המעודכנים לחודש פברואר 2026.

²⁴ יצוין כי בדוח העתודות הקודם בוצעה התאמה במחיר הנפט גם ביחס לעלויות הולכה, אשר בדוח זה מוצגות כחלק מעלויות התפעול כמפורט בסעיף 7.2.9(ב)(2) להלן.

3. במסגרת נתוני תוכנית העבודה שמסרה המפעילה ל- NSAI נלקחו בחשבון, בין היתר, הפסקות בהפקה לצורך תחזוקה שוטפת וכן השבתות בשל תנאי מזג אוויר.
 4. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון מבוססות על עלויות תכנית הפיתוח ובארות עתידיות וכוללות הוצאות הוניות אשר תידרשנה לקדיחת בארות חדשות ולציוד הפקה. ההוצאות ההוניות שסופקו ל- NSAI על ידי המפעילה נראות סבירות בעיניה, בהתבסס, בין היתר, על תכנית הפיתוח בנכס הנפט ועל ידע קודם שיש ל- NSAI מפרויקטים דומים. כפי שהוגדר על-ידי המפעילה, עלויות אלו אינן כוללות את הניצולת של המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
 5. עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על ידי המפעילה בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמות ומתקני ההפקה. כפי שהוגדר על-ידי המפעילה, עלויות הנטישה אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
 6. קצב ההפקה בפועל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה בו נעשה שימוש לצורך הערכת התזרים המהוון. NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות.
 7. בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון שיעור התמלוגים שישולמו ברמת נכס הנפט לממשל הפדרלי, בשיעור של כ-16.67%²⁵. בנוסף נלקח בחשבון תמלוג על לצדדים שלישיים בשיעור של 2% ותמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים לשותפות והיתרה מוחזקת על ידי צדדי ג'.
 8. בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון מס בשיעור 21%, לצורך הצגת תשלומי המס, מחשבת השותפות את תשלומי המס ברמת נכס הנפט בלבד (על אף שחברת הנכס אינה נישומה למס בפני עצמה) ולא הובאו בחשבון השלכות של דוח המס המאוחד (הוצאות מימון והוצאות מטה אחרות בארה"ב, כמו כן לא הובא בחשבון ניכוי מס במקור ככל ויחול בגין חלוקות רווחים לישראל שמקורם מנכס הנפט). בחישוב המס הובאו בחשבון הפחתות בגין השקעות עבר והשקעות עתידיות בנכס הנפט לרבות עלויות מימון ספציפי שהונו לנכס הנפט.
- התזרים המהוון עודכן ביחס לתזרים המהוון שנכלל בדוח המייד שפרסמה השותפות ביום 22 בדצמבר, 2024 (אסמכתא מספר: 2024-01-625969) בדבר עתודות ונתוני תזרים מהוון בנכס הנפט שנדואה (להלן בסעיף זה: "**הדוח הקודם**") בעקבות תחילת ההפקה מהפרויקט. בנוסף עודכנה תחזית מחירי הנפט.
- להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 31.12.2025, באלפי דולר, המיוחס לחלקה של השותפות בעתודות שבנכס הנפט:

²⁵ וזאת בהתאם לתמלוג הפדרלי בגין רישיון WR51 אשר משטחו מבוצעת ההפקה.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג (1P) (Proved Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
שנה	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות גז טבעי (MMCF)	הכנסות ²⁴	תמלוגים שישולמו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-10%)	מסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
2026	32,295	34,335	1,035,808	(245,101)	(107,840)	(91,556)	-	591,311	(19,266)	572,046	558,371	545,638	533,742	522,595
2027	28,394	30,597	975,410	(225,848)	(96,497)	(175,169)	-	477,896	(54,665)	423,231	393,442	366,994	343,384	322,204
2028	23,225	25,487	843,450	(193,165)	(84,417)	(125,495)	-	440,373	(77,786)	362,587	320,973	285,751	255,712	229,915
2029	22,159	24,842	872,216	(198,979)	(82,973)	(9,233)	-	581,031	(111,393)	469,638	395,940	336,469	288,008	248,163
2030	14,751	16,562	595,727	(132,439)	(65,750)	(3,799)	-	393,740	(72,230)	321,510	258,150	209,403	171,450	141,575
2031	9,600	10,782	397,512	(86,127)	(53,183)	-	-	258,201	(43,865)	214,337	163,902	126,909	99,390	78,652
2032	6,471	7,281	270,186	(58,062)	(44,884)	-	-	167,240	(29,912)	137,328	100,000	73,901	55,353	41,973
2033	4,481	5,056	187,298	(40,220)	(35,786)	-	-	111,292	(23,276)	88,015	61,039	43,058	30,849	22,418
2034	2,949	3,333	124,038	(26,474)	(27,303)	(68,600)	-	1,661	(286)	1,375	908	612	419	292
2035	6,179	7,175	243,351	(55,587)	(33,841)	(39,200)	-	114,723	(23,960)	90,763	57,093	36,696	24,054	16,054
2036	4,203	4,914	166,093	(37,837)	(27,151)	-	-	101,104	(21,142)	79,962	47,897	29,383	18,421	11,780
2037	1,939	2,268	78,452	(17,454)	(19,439)	-	-	41,560	(8,686)	32,874	18,754	10,982	6,585	4,036
2038	1,007	1,178	41,883	(9,062)	(16,874)	-	-	15,948	(3,328)	12,620	6,857	3,833	2,198	1,291
2039	367	429	15,655	(3,303)	(9,252)	-	-	3,100	(643)	2,457	1,271	678	372	209
2040	-	-	-	-	-	-	(80,484)	(80,484)	16,902	(63,582)	(31,329)	(15,954)	(8,371)	(4,515)
סה"כ	158,020	174,240	5,847,078	(1,329,660)	(705,188)	(513,051)	(80,484)	3,218,695	(473,535)	2,745,160	2,353,268	2,054,353	1,821,566	1,636,643

²⁶ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי וכן מעמלות PHA.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
שנה	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות (MMCF)	הכנסות ²⁷	תמלוגים שישולמו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
2026	1,088	1,149	34,886	(8,239)	(2,679)	-	-	23,968	(1,007)	22,961	22,412	21,901	21,424	20,976
2027	7,403	7,871	250,163	(58,765)	(18,253)	(1,227)	-	171,918	(40,373)	131,545	122,286	114,066	106,728	100,145
2028	10,384	11,228	368,885	(86,205)	(25,698)	(12,494)	-	244,489	(51,500)	192,989	170,840	152,093	136,104	122,374
2029	14,039	15,644	540,054	(125,876)	(35,740)	(180,430)	-	198,007	(41,691)	156,317	131,787	111,992	95,862	82,600
2030	18,144	20,589	700,202	(162,842)	(48,631)	(9,264)	-	479,465	(100,672)	378,793	304,144	246,713	201,997	166,800
2031	17,736	20,242	692,920	(159,337)	(49,592)	(141,243)	-	342,749	(71,908)	270,841	207,110	160,366	125,591	99,386
2032	16,109	18,448	635,097	(144,756)	(46,056)	-	-	444,285	(93,212)	351,074	255,646	188,925	141,507	107,303
2033	12,881	14,762	511,191	(115,758)	(39,799)	-	-	355,634	(74,605)	281,029	194,896	137,483	98,500	71,579
2034	9,600	10,993	382,511	(86,269)	(33,979)	68,600	-	330,864	(69,419)	261,445	172,680	116,275	79,683	55,492
2035	2,677	2,928	116,268	(23,965)	(18,320)	39,200	-	113,183	(23,812)	89,371	56,217	36,133	23,686	15,808
2036	2,068	2,237	90,497	(18,493)	(20,116)	-	-	51,887	(10,923)	40,964	24,537	15,052	9,437	6,035
2037	2,381	2,659	100,402	(21,351)	(20,713)	-	-	58,338	(12,249)	46,089	26,292	15,396	9,233	5,658
2038	1,837	2,076	77,535	(16,491)	(16,207)	-	-	44,836	(9,409)	35,428	19,248	10,759	6,171	3,625
2039	1,614	1,839	67,508	(14,498)	(20,312)	(68,600)	-	(35,902)	643	(35,259)	(18,244)	(9,734)	(5,341)	(3,006)
2040	7,180	8,382	280,883	(64,623)	(43,246)	(147,000)	80,484	106,497	(17,980)	88,517	43,615	22,210	11,654	6,286
2041-2051	51,939	60,769	2,003,245	(467,585)	(356,113)	(90,650)	(108,131)	980,766	(202,844)	777,922	338,198	152,950	71,841	34,965
סה"כ	177,081	201,816	6,852,246	(1,575,053)	(795,454)	(543,108)	(27,647)	3,910,983	(820,958)	3,090,026	2,071,666	1,492,580	1,134,077	896,024

²⁷ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי וכן מעמלות PHA.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות וצפויות מסוג (2P) (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
שנה	מכירות נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות (MMCF)	הכנסות ²⁸	שישולמו תמלוגים	הפעלה עלויות	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
2026	33,383	35,485	1,070,693	(253,340)	(110,519)	(91,556)	-	615,279	(20,272)	595,007	580,784	567,539	555,165	543,572
2027	35,797	38,468	1,225,574	(284,613)	(114,750)	(176,397)	-	649,814	(95,038)	554,776	515,728	481,060	450,112	422,349
2028	33,610	36,715	1,212,335	(279,370)	(110,114)	(137,989)	-	684,862	(129,285)	555,577	491,813	437,844	391,816	352,289
2029	36,198	40,486	1,412,269	(324,856)	(118,713)	(189,663)	-	779,038	(153,083)	625,955	527,727	448,462	383,870	330,763
2030	32,895	37,151	1,295,930	(295,281)	(114,381)	(13,063)	-	873,205	(172,902)	700,303	562,294	456,116	373,447	308,375
2031	27,336	31,024	1,090,431	(245,464)	(102,775)	(141,243)	-	600,950	(115,772)	485,177	371,012	287,275	224,981	178,038
2032	22,579	25,729	905,283	(202,818)	(90,940)	-	-	611,525	(123,123)	488,402	355,646	262,826	196,860	149,276
2033	17,362	19,818	698,488	(155,978)	(75,585)	-	-	466,925	(97,881)	369,044	255,935	180,541	129,349	93,996
2034	12,549	14,326	506,549	(112,743)	(61,281)	-	-	332,525	(69,705)	262,820	173,588	116,887	80,102	55,784
2035	8,855	10,104	359,619	(79,553)	(52,161)	-	-	227,905	(47,772)	180,134	113,310	72,830	47,740	31,861
2036	6,271	7,151	256,590	(56,331)	(47,268)	-	-	152,991	(32,066)	120,926	72,434	44,435	27,858	17,815
2037	4,320	4,927	178,853	(38,805)	(40,151)	-	-	99,898	(20,935)	78,962	45,046	26,378	15,818	9,694
2038	2,844	3,254	119,418	(25,553)	(33,081)	-	-	60,784	(12,736)	48,048	26,105	14,591	8,370	4,916
2039	1,981	2,269	83,162	(17,801)	(29,563)	(68,600)	-	(32,802)	-	(32,802)	(16,973)	(9,056)	(4,969)	(2,797)
2040	7,180	8,382	280,883	(64,623)	(43,246)	(147,000)	-	26,013	(1,078)	24,935	12,286	6,256	3,283	1,771
2041-2051	51,939	60,769	2,003,245	(467,585)	(356,113)	(90,650)	(108,131)	980,766	(202,844)	777,922	338,198	152,950	71,841	34,965
סה"כ	335,101	376,057	12,699,324	(2,904,713)	(1,500,643)	(1,056,160)	(108,131)	7,129,678	(1,294,492)	5,835,186	4,424,933	3,546,932	2,955,643	2,532,667

²⁸ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי וכן מעמלות PHA.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
שנה	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות (MMCF)	הכנסות ²⁹	תמלוגים שישולמו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
												100% מנכסי הנפט)		
2026	789	837	25,208	(5,976)	(1,944)	-	-	17,288	(726)	16,562	16,166	15,797	15,453	15,130
2027	1,406	1,436	45,461	(11,123)	(3,436)	(279)	-	30,622	(9,463)	21,159	19,670	18,347	17,167	16,108
2028	6,716	6,931	230,972	(55,566)	(16,454)	(2,027)	-	156,926	(33,042)	123,884	109,665	97,631	87,368	78,554
2029	171	(875)	26	(799)	110	39,222	-	38,559	(8,236)	30,323	25,565	21,725	18,596	16,023
2030	(617)	(1,681)	(27,900)	6,186	2,117	190	-	(19,408)	3,945	(15,463)	(12,416)	(10,071)	(8,246)	(6,809)
2031	2,846	2,495	110,666	(25,074)	(7,105)	(38,220)	-	40,268	(8,544)	31,723	24,258	18,783	14,710	11,641
2032	7,183	7,691	279,647	(64,197)	(18,829)	-	-	196,622	(41,334)	155,288	113,078	83,566	62,592	47,463
2033	11,791	13,193	467,248	(105,750)	(31,273)	-	-	330,225	(69,342)	260,883	180,924	127,627	91,438	66,447
2034	12,702	14,359	507,099	(114,017)	(33,784)	-	-	359,298	(75,423)	283,875	187,495	126,250	86,519	60,253
2035	13,414	15,279	535,655	(120,485)	(35,752)	-	-	379,417	(79,629)	299,788	188,576	121,207	79,451	53,025
2036	13,910	15,934	553,020	(125,002)	(37,337)	-	-	390,681	(81,982)	308,699	184,910	113,434	71,115	45,479
2037	12,608	14,465	500,823	(113,317)	(35,791)	-	-	351,715	(73,799)	277,916	158,544	92,838	55,672	34,120
2038	11,124	12,764	442,532	(99,977)	(34,969)	-	-	307,585	(64,535)	243,050	132,051	73,810	42,337	24,866
2039	9,566	10,987	381,547	(85,981)	(32,031)	68,600	-	332,135	(62,789)	269,346	139,369	74,360	40,798	22,964
2040	2,383	2,607	105,692	(21,336)	(13,057)	147,000	-	218,298	(50,168)	168,130	82,843	42,186	22,137	11,939
2041-2066	103,639	120,820	4,047,960	(930,071)	(657,238)	(215,600)	-	2,245,051	(473,618)	1,771,433	489,360	142,163	42,665	12,858
סה"כ	209,629	237,242	8,205,654	(1,872,485)	(956,774)	(1,114)	-	5,375,283	(1,128,687)	4,246,595	2,040,059	1,159,655	739,773	510,061

²⁹ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי וכן מעמלות PHA.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות, צפויות ואפשריות מסוג (3P) (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
שנה	מכירות נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות (MMCF)	הכנסות ³⁰	שישולמו תמלוגים	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	מסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2026	34,172	36,322	1,095,902	(259,316)	(112,463)	(91,556)	-	632,567	(20,998)	611,569	596,950	583,336	570,619	558,702
2027	37,203	39,904	1,271,034	(295,736)	(118,187)	(176,676)	-	680,436	(104,501)	575,935	535,398	499,407	467,279	438,457
2028	40,326	43,646	1,443,307	(334,936)	(126,568)	(140,016)	-	841,788	(162,327)	679,460	601,478	535,475	479,184	430,843
2029	36,369	39,611	1,412,295	(325,654)	(118,603)	(150,440)	-	817,597	(161,319)	656,278	553,292	470,186	402,465	346,786
2030	32,278	35,469	1,268,030	(289,095)	(112,264)	(12,873)	-	853,797	(168,957)	684,840	549,878	446,045	365,201	301,566
2031	30,182	33,519	1,201,097	(270,538)	(109,880)	(179,463)	-	641,217	(124,317)	516,901	395,271	306,058	239,691	189,679
2032	29,762	33,419	1,184,930	(267,015)	(109,769)	-	-	808,147	(164,457)	643,690	468,724	346,392	259,452	196,739
2033	29,153	33,012	1,165,736	(261,728)	(106,859)	-	-	797,150	(167,223)	629,927	436,859	308,169	220,787	160,444
2034	25,251	28,685	1,013,648	(226,760)	(95,065)	-	-	691,823	(145,128)	546,695	361,083	243,137	166,621	116,037
2035	22,269	25,383	895,274	(200,038)	(87,913)	-	-	607,323	(127,401)	479,922	301,886	194,036	127,191	84,887
2036	20,181	23,085	809,609	(181,333)	(84,604)	-	-	543,672	(114,047)	429,625	257,344	157,869	98,972	63,294
2037	16,928	19,392	679,676	(152,121)	(75,942)	-	-	451,613	(94,735)	356,878	203,590	119,216	71,490	43,814
2038	13,968	16,018	561,950	(125,530)	(68,050)	-	-	368,369	(77,272)	291,098	158,156	88,402	50,707	29,782
2039	11,547	13,255	464,709	(103,782)	(61,595)	-	-	299,332	(62,789)	236,544	122,396	65,304	35,830	20,167
2040	9,563	10,989	386,574	(85,960)	(56,303)	-	-	244,311	(51,247)	193,065	95,129	48,442	25,420	13,710
2041-2066	155,579	181,590	6,051,205	(1,397,656)	(1,013,351)	(306,250)	(108,131)	3,225,817	(676,462)	2,549,355	827,558	295,113	114,506	47,823
סה"כ	544,729	613,298	20,904,979	(4,777,198)	(2,457,416)	(1,057,273)	(108,131)	12,504,961	(2,423,179)	10,081,781	6,464,993	4,706,587	3,695,416	3,042,728

³⁰ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי וכן מעמלות PHA.

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הנפט, הגז הטבעי ונוזלי הגז הטבעי שיופקו, קצב ומשך מכירותיהם מנכס הנפט שנדואה, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או נוזלי הגז הטבעי שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או נוזלי הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של העתודות בנכס הנפט (מחיר הנפט והגז וכמות מכירות הנפט והגז) ליום 31.12.2025 (באלפי

דולר), אשר בוצע על ידי השותפות:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,083,573	2,639,407	2,302,366	2,040,783	1,833,459	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,406,747	2,067,081	1,806,278	1,602,288	1,439,774
עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,491,516	2,331,854	1,677,076	1,273,420	1,006,000	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,688,536	1,811,475	1,308,096	994,757	786,076
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,575,089	4,971,261	3,979,443	3,314,203	2,839,459	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,095,283	3,878,557	3,114,374	2,597,046	2,225,849
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	4,724,560	2,256,343	1,279,519	815,739	562,538	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	3,768,598	1,823,815	1,039,834	663,840	457,607
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,299,649	7,227,603	5,258,961	4,129,942	3,401,998	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	8,863,881	5,702,371	4,154,208	3,260,886	2,683,456
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,252,780	2,782,476	2,426,373	2,150,392	1,931,867	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,237,540	1,923,984	1,682,235	1,492,644	1,341,334
עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,692,261	2,461,918	1,769,295	1,343,070	1,060,973	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,487,687	1,681,347	1,215,844	925,096	731,103
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,945,040	5,244,394	4,195,668	3,493,461	2,992,840	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,725,227	3,605,331	2,898,079	2,417,740	2,072,437

7.2. שנדואה

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	4,963,542	2,364,387	1,339,242	853,411	588,375	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	3,529,473	1,715,664	979,909	625,866	431,376
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,908,582	7,608,781	5,534,911	4,346,872	3,581,215	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	8,254,700	5,320,995	3,877,988	3,043,606	2,503,813
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,421,986	2,925,486	2,550,269	2,259,845	2,030,080	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,068,334	1,780,344	1,557,226	1,381,703	1,241,340
עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,893,006	2,591,753	1,861,087	1,412,120	1,115,197	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,286,749	1,551,727	1,124,542	856,722	677,679
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	7,314,992	5,517,239	4,411,356	3,671,965	3,145,278	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,355,083	3,332,071	2,681,768	2,238,426	1,919,019
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	5,202,524	2,472,522	1,399,134	891,318	614,505	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	3,290,414	1,607,545	920,001	587,900	405,150
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	12,517,516	7,989,761	5,810,490	4,563,283	3,759,783	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	7,645,497	4,939,616	3,601,769	2,826,325	2,324,169
גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 10%						קיטון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	3,084,109	2,639,865	2,302,768	2,041,141	1,833,783	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2,406,211	2,066,623	1,805,877	1,601,930	1,439,450
עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,492,096	2,332,234	1,677,348	1,273,628	1,006,165	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,687,956	1,811,095	1,307,824	994,550	785,911
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,576,204	4,972,099	3,980,116	3,314,768	2,839,948	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,094,167	3,877,719	3,113,701	2,596,481	2,225,361
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	4,725,251	2,256,664	1,279,702	815,858	562,622	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	3,767,906	1,823,493	1,039,651	663,721	457,523
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,301,456	7,228,763	5,259,817	4,130,626	3,402,570	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	8,862,074	5,701,212	4,153,351	3,260,202	2,682,884

7.2. שנדואה

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
קיסון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות (Proved Reserves)	3,253,583	2,783,163	2,426,975	2,150,928	1,932,353	עתודות מוכחות (Proved Reserves)	11,911,293	7,610,519	5,536,191	4,347,893	3,582,068
עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,693,130	2,462,487	1,769,703	1,343,381	1,061,221	עתודות צפויות (Probable Reserves)	6,946,713	5,245,651	4,196,678	3,494,309	2,993,573
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,946,713	5,245,651	4,196,678	3,494,309	2,993,573	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	12,521,130	7,992,077	5,812,198	4,564,644	3,760,920
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	4,964,579	2,364,868	1,339,514	853,585	588,495	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	7,317,222	5,518,912	4,412,698	3,673,089	3,146,247
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,911,293	7,610,519	5,536,191	4,347,893	3,582,068	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	12,521,130	7,992,077	5,812,198	4,564,644	3,760,920
קיסון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות (Proved Reserves)	3,423,057	2,926,400	2,551,067	2,260,554	2,030,720	עתודות מוכחות (Proved Reserves)	12,521,130	7,992,077	5,812,198	4,564,644	3,760,920
עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,894,165	2,592,512	1,861,631	1,412,535	1,115,527	עתודות צפויות (Probable Reserves)	7,317,222	5,518,912	4,412,698	3,673,089	3,146,247
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	7,317,222	5,518,912	4,412,698	3,673,089	3,146,247	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	12,521,130	7,992,077	5,812,198	4,564,644	3,760,920
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	5,203,907	2,473,165	1,399,500	891,556	614,673	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	7,317,222	5,518,912	4,412,698	3,673,089	3,146,247
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	12,521,130	7,992,077	5,812,198	4,564,644	3,760,920	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	12,521,130	7,992,077	5,812,198	4,564,644	3,760,920

7.2.10. השוואה בין הדוח הנוכחי לדוח הקודם:

העתודות בקטגוריית 1P גדלו מ- MMBBL 148 בדוח הקודם ל- MMBBL 158, העתודות בקטגוריית 2P גדלו מ- MMBBL 334 בדוח הקודם ל- MMBBL 335, וזאת בעיקר בשל ביצועי הפקה עם קצב גבוה מהתחזית, והעתודות בקטגוריית 3P קטנו מ- MMBBL 562 בדוח הקודם ל- MMBBL 545 וזאת בעיקר בשל הקטנת טווח אי הוודאות.

השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה דוח עתודות שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ 2026 ;
2. ציון שם התאגיד: נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת ;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי ;
4. הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
5. הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
6. הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו העתודות שדווחו הן 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- Petroleum Resources Management System (2018) כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח ;
8. הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר העתודות האחרון שפורסם על ידי השותפות ;
9. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור
בשותף הכללי

7.2.11. נתוני הפקה

להלן נתוני הפקת הנפט, הגז וה- NGL בפרויקט שנגדואה המיוחסים לשותפות החל מתחילת הפקה מסחרית מהפרויקט ביום 25 ביולי 2025:³¹

NGL	גז	נפט	
41,096	4,299	5,561	סך הכל תפוקה המשוּיכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקופה (באלפי חביות/Gallon/MCF)
0.47	3.28	60.98	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשוּיך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית/Gallon/MCF) ³²
(0.02)	(0.17)	(13.46)	תמלוגים ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה המשוּיכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית/Gallon/MCF) ³³
(0.24)	(1.69)	(7.52)	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה המשוּיכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית/Gallon/MCF) ³⁴
0.21	1.42	40.00	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה המשוּיכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית/Gallon/MCF)
3.02%			שיעור אזילה המיוחס לנכס הנפט בתקופה המדווחת ביחס לסך ההפקה בפרויקט (ב-%)

7.2.12. הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס שנגדואה

(א) הסכם איחוד פעולות ברישיונות שנגדואה

לצורך איחוד פעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה בשטח רישיונות שנגדואה המורכב ממספר רישיונות כמפורט בסעיף 7.2.1 לעיל, חתמו השותפים במאגר (להלן: "מחזיקי הזכויות") במרץ 2014 על הסכם המאחד את הפעולות במרבית שטחי הרישיונות האמורים כאילו היו רישיון אחד (להלן בסעיף זה: "ההסכם"). השטח המאוחד נקרא Walker Ridge Block 51 Unit. ההסכם אושר על ידי המפקח של אזור מפרץ אמריקה מטעם BSEE והוא בתוקף מיום 1 באפריל 2014, וכל עוד מופק נפט או גז מהשטח המאוחד, או מבוצעות פעולות קידוח על פי ההסכם, או אושרה השהייה בפעולות או הפקה על ידי המפקח. בחלוף 4 שנים מתחילת ההפקה, Walker Ridge Block 51 Unit, עתיד להצטמצם לאזורים המפיקים בלבד (Participation Area), ואילו שטחים חיצוניים שלא הוכחו כמפיקים, יוחזרו למדינה.

המפעילה; התפטרות המפעילה והעברתה מתפקידה; בחירת מפעילה מחליפה

למעט אם נקבע אחרת, ניתנו למפעילה בשטח הרישיונות עליו חל ההסכם (Unit Operator) כל הסמכויות והחובות בקשר לניהול פעולות קידוח, פיתוח והפקה בנכס.

³¹ ההפקה המסחרית מפרויקט שנגדואה החלה ביום 25 ביולי 2025. הנתונים המובאים בטבלה ביחס לשיעור המשוּיך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע נפט וגז ליחידת תפוקה (חבית/Gallon/MCF), בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגל עד 2 ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

³² המחיר הממוצע ליחידת תפוקה (דולר לחבית/Gallon/MCF) המשוּיך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות לפני השפעת עסקאות גידור. מייצג תמלוגים לממשל הפדרלי בארה"ב, לצדדים הקשורים לשותפות, לבעלי עניין בשותף הכללי ולצדדים שלישיים.

³³ עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה המשוּיכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית/Gallon/MCF) בגין חלק השותפות, נטו, בשנת 2025 הינן כ- 8.36 דולר לחבית נפט, כ- 1.83 דולר ליחידת MCF וכ- 0.26 דולר ליחידת Gallon. ברבעון הרביעי של שנת 2025 הינן כ- 7.48 דולר לחבית נפט, כ- 1.72 דולר ליחידת MCF וכ- 0.25 דולר ליחידת Gallon. עלות ההפקה לשנת 2025 ולרבעון הרביעי לשנת 2025, במונחי BOE, הינה 8.97 דולר ו- 8.16 דולר, בהתאמה. עלויות ההפקה בשנת 2025 הושפעו מתקופת ה- ramp-up שהסתיימה בחודש אוקטובר 2025, וגרמה לעלויות הפקה גבוהות יחסית. יחס זה מחושב כסך עלויות ההפקה המיוחסות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות כאשר הוא מחולק במספר החביות / MCF / Gallon האפקטיבי (נטו מזכויות בעלי התמלוגים), המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות.

המפעילה רשאית להתפטר מתפקידה בכל עת, והתפטרותה כאמור תיכנס לתוקף כעבור 60 ימים אחרי שמסרה את הודעתה ליתר מחזיקי הזכויות ולמפקח מטעם BSEE, ובלבד שכל מה ששימש לביצוע הפעולות ברישיונות נמצא במצב משביע רצון מצד המפקח כאמור לצורך העברתה הפעילות, או אם אין מפעילה מחליפה, לצורך השעיית או נטישת הפעולות. אם מונתה מפעילה מחליפה, התפטרותה תיכנס לתוקף עם מינויה ואישורה של המפעילה המחליפה.

ניתן להעביר את המפעילה מתפקידה בהצבעה, בהתאם להוראות שנקבעו בהסכם התפעול המשותף (לפרטים אודות הסכם זה ראו סעיף 7.2.12(ד) להלן). העברה מתפקיד לא תיכנס לתוקף עד שמחזיקי הזכויות יידעו את BSEE והמפעילה עצמה ועד אשר המפקח כאמור יאשר את בחירתו של המפעילה המחליפה.

התפטרות המפעילה או העברתה מתפקיד אינה פוטרת את המפעילה מאחריות לכל אי-עמידה בחובות שהיו מוטלים עליה עובר למועד שבו ההתפטרות ו/או העברה מתפקיד, לפי העניין, נכנסה לתוקף. בחירת מפעילה מחליפה, בין אם בעקבות התפטרות המפעילה הנוכחית ובין אם בעקבות בקשה להעביר את המפעילה מתפקידה, כפופה לאישור של רוב ממחזיקי הזכויות ואישור בכתב של המפעילה המחליפה על קבלת הזכויות והחובות כמפעילה. ככל שלא תמונה מפעילה מחליפה תוך 60 ימים לאחר ההודעה למפקח מטעם BSEE כאמור לעיל, המפקח רשאי למנות אחת ממחזיקות הזכויות (שאינה המפעילה) כמפעילה מחליפה, או לחילופין לקבוע כי ההסכם בטל.

(ב) הסכם תפעול משותף בשטח המאוחד

המפעילה לפי הסכם זה ומחזיקי הזכויות ברישיונות יחתמו על הסכם תפעול משותף ביחס לשטח המאוחד, אשר יתאר כיצד העלויות וההתחייבויות יתחלקו ביניהם בנוגע לביצוע פעולות בהתאם להסכם זה. אין בהוראות הסכם התפעול המשותף כאמור כדי לשנות את התנאים וההוראות שנקבעו בהסכם זה, או להחליף אי אלו מההתחייבות של מחזיקי הזכויות או המפעילה שנקבעו בהסכם זה. בכל מקרה של סתירה בין שני ההסכמים, הוראות הסכם איחוד הפעולות ברישיונות יגברו.

(ג) ויתור על רישיונות

בהתאם לתנאי הרישיונות והדין החל, לחוכר של רישיון, בכפוף להוראות הסכם התפעול המשותף, יש זכות לוותר על זכויותיו, חלקן או כולן, ובלבד שניתנה הסכמת BSEE לכך מראש. במקרה שבו ויתור כאמור מביא להחזקה ברישיון אחד בלבד, יראו בהסכם מבוטל באופן אוטומטי החל מהמועד שבו רק רישיון אחד כפוף להסכם.

(ד) הסכם תפעול משותף ברישיונות שנגדואה

הפעילות במסגרת רישיונות שנגדואה מוסדרת בהסכם תפעול משותף (Unit Operating Agreement), כפי שתוקן מעת לעת (להלן בסעיף זה: "**ההסכם**" או ה"UOA").

מטרת הסכם התפעול המשותף היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי הרישיונות (להלן בסעיף זה: "**שטח ההסכם**"). כאמור לעיל, אין בהוראות ההסכם כדי לשנות את התנאים וההוראות שנקבעו בהסכם איחוד הפעולות ברישיונות המתואר בסעיף 7.2.12(א) לעיל, או להחליף אי

אלו מההתחייבות של מחזיקי הזכויות או המפעילה שנקבעו בהסכם איחוד הפעולות ברישיונות כאמור. בכל מקרה של סתירה בין שני ההסכמים, הוראות הסכם איחוד הפעולות ברישיונות יגברו.

להלן יפורטו ההוראות העיקריות בהסכם

1. זהות המפעילה, זכויותיה וחובותיה

BOE Exploration & Production, LLC הינה המפעילה (Operator) בנכס שנגדואה (להלן: "המפעילה").

בכפוף לתנאי ההסכם, המפעילה אחראית באופן בלעדי לניהול הפעולות בשטח ההסכם.

למפעילה לא תהיינה זכויות הצבעה והיא אינה מחזיקה בזכויות השתתפות ברישיונות.

המפעילה אינה רשאית להעביר את הפעלת הפרויקט לגורם אחר.

המפעילה תבצע את תפקידיה בצורה טובה ומקצועית, כפי שמפעילה אחראית היתה פועלת בנסיבות זהות או דומות.

המפעילה נדרשת להשיג ולקיים את הביטוחים המפורטים בהסכם בהתאם להוראות הכלולות בו, וכן להשיג ולתחזק את כל הבטוחות או הערבויות הכספיות הנדרשות על פי דין. המפעילה מחויבת בסודיות כמו יתר שותפי הפרויקט.

עוד חייבת המפעילה, להרשות לנציגי כל צד בכל זמן סביר בשעות העבודה המקובלות גישה לרישומי החשבון המשותף בהתאם להוראות כללי ההתחשבנות הקבועים בהסכם. המפעילה לא תהא אחראית כלפי הצדדים האחרים להסכם בגין כל חבות או הפסד, אלא אם נבעו מהתנהגות פסולה בזדון (Willful Misconduct) או רשלנות רבתי של המפעילה.

המפעילה תדווח לצדדים ותמציא להם, בין היתר, העתק מכל בקשה לקידוח על תיקוניה, דוחות לגבי ההתקדמות של הקידוח, העתק של לוגים וסקרים שביצעה, העתק דיווחים שנשלחו לגופים רגולטוריים ועוד. כמו כן, המפעילה תספק על פי בקשה של מי מהצדדים כל מידע זמין נוסף על חשבונם.

2. התפטרות המפעילה והעברתה מתפקידה ; בחירת מפעילה מחליפה

המפעילה רשאית להתפטר בכל עת בהודעה בכתב ליתר הצדדים, למעט במהלך קידוח, במהלך עבודות על באר, במצב של כוח עליון, או מצב חירום העלול להוות סכנת חיים, סכנה בטיחותית או סכנה לנכס או הסביבה. במקרה בו Beacon תחדל להחזיק זכויות השתתפות ברישיונות יראו במפעילה כאילו התפטרה מתפקידה, מבלי שיתר הצדדים יצטרכו לנקוט בכל פעולה.

במקרה של התפטרות או העברת מפעילה מתפקידה, לפני קבלת החלטת ההשקעה, תמונה מפעילה חדשה בהצבעה של המחזיקים לפחות 51% מזכויות ההצבעה, כאשר זכויות ההצבעה אינן ניתנות להעברה, ולא ניתן להצביע בגין פחות מ- 10% מזכויות ההשתתפות ברישיונות.

כמו כן, ניתן להעביר את המפעילה מתפקידה בהצבעה של צד אחד או יותר להסכם, המחזיקים לפחות 51% מזכויות ההצבעה, אם המפעילה ביצעה הפרה מהותית של ההסכם ולא תיקנה את ההפרה תוך 30 ימים מקבלת הודעה על הפרה כאמור. על אף האמור, אם לא ניתן לתקן את ההפרה תוך פרק זמן זה, והמפעילה החלה בתקופה זו בפעולות או צעדים לתיקון ההפרה אזי המפעילה לא תועבר מתפקידה.

3. פיטורי מפעילה מחמת עילה

ניתן להעביר מפעילה מתפקידה בהצבעה של צד אחד או יותר להסכם, המחזיקים לפחות 51% מזכויות ההצבעה במקרים הבאים:

- המפעילה נמצאה אחראית בפס"ד חלוט (או החלטת בוררות בעלת אופי דומה) לפעולה שבוצעה בזדון (Willful Misconduct) או רשלנות רבתי;
- המפעילה נעשתה חדלת פירעון, פושטת רגל או נמצאה בהליך כינוס נכסים;
- כונס נכסים מונה למפעילה או לחלק משמעותי מנכסיה או ענייניה;
- Beacon, המפעילה או BOE II Exploration LLC העבירו חלק מזכויותיהן ברישיונות (למעט העברה לחברה קשורה, או כתוצאה ממיזוג או מכירת עיקר נכסיה במפרץ אמריקה), אשר כתוצאה מהן פחתו זכויותיהן (לרבות זכויות חברות הבת) מ-25%, בין אם כתוצאה מהעברה אחת או מספר העברות במצטבר.

אם הוגשה בקשה בהתאם לדיני פשיטת רגל על ידי או כנגד המפעילה, ואם בית המשפט הפדרלי לפשיטת רגל מונע את העברת המפעילה מתפקידה, יתר הצדדים להסכם והמפעילה יכוננו ועדת תפעול זמנית לצורך תפקוד עד אשר תתקבל החלטת המפעילה אם תמשיך בקיום ההסכם או לא בהתאם לחוק פשיטת רגל האמריקאי.

החלטה על העברת מפעילה מתפקידה צריכה להתקבל תוך 90 ימים לאחר שנודע לאחד הצדדים להסכם (שאינו המפעילה) אודות אחד המקרים המתוארים לעיל. התפטרות המפעילה או העברת המפעילה מתפקידה כאמור תיכנסנה לתוקפן בבוקר היום הראשון בחודש הקלנדרי העוקב שיחול לאחר חלוף 90 יום ממועד ההתפטרות או החלטה על העברת המפעילה מתפקידה, אלא אם נדרש זמן נוסף לקבלת אישור למפעילה המחליפה.

עם התפטרות או העברת המפעילה מתפקידה, תיבחר מפעילה מחליפה על ידי הצדדים להסכם, כאשר ההחלטה צריכה להתקבל בהתאם לזכויות ההצבעה המפורטות בס"ק 8 להלן. הצבעתה של המפעילה לא תיספר ככל שהיא לא זכאית להצביע, נמנעת מהצבעה או מצביעה אך ורק במטרה לקבל חזרה את תפקידה כמפעילה. ככל שקיימים רק שני צדדים להסכם, מי שאינה המפעילה באותה עת זכאית להפוך למפעילה, אך אין היא מחויבת לכך. במקרה שאף צד אינו מוכן להפוך למפעילה, ההסכם יבוא לסיומו.

4. אופן ההתחשבות

אלא אם נקבע אחרת, המפעילה תשלם את כל ההוצאות על פי ההסכם, והצדדים המשתתפים (בהתאם להגדרתם בהסכם) יחזירו לה הוצאות אלה, בהתאם לשיעור החזקתם. המפעילה רשאית לדרוש מהצדדים המשתתפים להקדים ולשלם, כל אחד את חלקו, בהוצאות המשוערות, בהתאם להוראות ההסכם.

5. תכניות עבודה ותקציבים

ההסכם קובע פרוצדורה והליכים להגשה ואישור תכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) ולביצוע פעולות בשטחים שההסכם חל עליהם. בין היתר, המפעילה לא תבצע פרויקט מסוים שעלותו המוערכת עולה על 300,000 דולר ללא קבלת אישור הצדדים בהתאם להוראות ההסכם, ולמעט פעולות הדרושות במקרי חירום בהתאם לשיקול דעתה כמפעילה סבירה ואחראית.

לעניין פעולה בודדת שעלותה מעל 100,000 דולר ומתחת ל-300,000 דולר המפעילה נדרשת רק ליידע את הצדדים ולפרט אודות ההוצאה.

6. בטוחות ושעבודים של זכויות השותפים

להבטחת כל התחייבויותיהם לפי הסכם התפעול המשותף הקנו הצדדים שאינם המפעילה למפעילה זכות שעבוד, בין היתר, על כלל זכויותיהם ברישיונות, זכויותיהם לפי הסכמים בקשר עם הרישיונות ותקבולי מכירת נפט וגז.

7. פעולות שלא על ידי כל הצדדים

ככל שבהחלטה על ביצוע פעולה כלשהי בשטח הרישיונות הדורשת אישור, היו שותפים אשר בחרו שלא להשתתף באותה פעולה, יהיו יתר השותפים שאישרו את הפעולה רשאים לבצעה על חשבונם בלבד, כפעולה שאינה בהסכמה Non-Consent Operation (להלן: "**פעולה שאינה בהסכמה**"). כל שותף רשאי להציע לשותפים לבצע פעולה שאינה בהסכמה, בתנאי שההצעה נעשית בתום לב, וכוללת תקציב ועומק מטרה סבירים לשטח הרישיונות, ובתנאי שהפעולה המוצעת לא תסכן, תסכל או תפריע באופן בלתי סביר לפעולות המשותפות. ההסכם מפרט אודות מצבים שונים לביצוע פעולות שאינן בהסכמה, וקובע כיצד פעולות אלו ישפיעו על הצדדים שאינם משתתפים בפעולה.

8. זכויות הצבעה

בכל עניין המובא להצבעה, לכל צד להסכם יהיו זכויות הצבעה בהתאם לשיעור החזקתו ברישיונות (או שיעור ההשתתפות שלו באותה פעולה, לפי העניין).

למעט אם נקבע אחרת בהסכם, עניין המובא להצבעה יתקבל באופן הבא: אם צד אחד או שני צדדים להסכם רשאים להשתתף בהצבעה, אזי ההחלטה צריכה להתקבל על ידי צד או יותר המחזיקים לפחות 51% מזכויות ההצבעה, או במקרה בו שני צדדים הרשאים להצביע מחזיקים בזכויות שוות אזי ההחלטה תתקבל על ידי כל הצדדים הרשאים להצביע יחד. אם יותר משני צדדים להסכם רשאים להשתתף בהצבעה, ההחלטה צריכה להתקבל על ידי שני צדדים או יותר המחזיקים במשותף לפחות 51% מזכויות ההצבעה. למעט אם נקבע אחרת בהסכם, ככל שפעולה או פעילות כלשהי אושרה שלא על ידי כל הצדדים, אזי צד

שהצביע נגד או בחר שלא להשתתף בפעילות, רשאי תוך 48 שעות ממועד קבלת תוצאות ההחלטה לבצע הצבעה מאוחרת ולהשתתף בפעולה. ככל שלאחר המועד שבו ניתן לבצע הצבעה מאוחרת, ישנו לפחות צד אחד שאינו משתתף בפעילות או בפעולה המאושרת, נדרש מכל אחד מהצדדים שהצביעו בעד להשתתף, תוך 48 שעות נוספות, ולהודיע למפעילה אם הוא מגביל את שיעור השתתפותו בפעולה לשיעור החזקתו ברישיונות, או שהוא מסכים לשאת בחלקו היחסי בפעילות המאושרת.

אישור תכנית פיתוח צריכה להתקבל פה אחד על ידי מחזיקי הזכויות ברישיונות.

9. סנקציות החלות על השותפים ותנאים להטלתן

המפעילה רשאית למסור לצד שלא שילם במועד את חלקו היחסי בהוצאות או לא עמד בהתחייבות פיננסית אחרת שלו על-פי ההסכם (להלן: "**צד מפר**"), הודעה לפיה אם לא ישלם תוך 30 ימים הוא יימצא בהפרה. כל עוד ההפרה נמשכת, הצד המפר לא יהא זכאי לגישה לאסדה, למערכות הפקה, למתקנים, למפות, לרישומים, לנתונים ולאנפורמציה הנוגעים לפעולות ברישיונות, וכן לא יהא זכאי להשתתף בישיבות. כמו כן, כל עוד ההפרה נמשכת, הצד המפר לא יהא רשאי להצביע או לקבל החלטות בעניינים שנקבעו בהסכם. במקרה של מחלוקת לגבי אותו תשלום, ישלם הצד המפר את הסכום שבמחלוקת והצדדים יפעלו ליישוב המחלוקת בהקדם האפשרי, ולא יאוחר מ- 60 ימים מיום קבלת ההודעה על ידי המפעילה בדבר ההפרה.

10. אופן דילול אחזקת שותפים - העברת זכויות

בהסכם התפעול המשותף נקבעו הוראות ותנאים בנוגע לזכות השותפים להעביר או להמחות את הזכויות ברישיונות. צד יוכל להעביר את כל או חלק מזכויותיו ברישיונות לצד ג' שהינו בעל יכולת פיננסית לשאת בהתחייבויות לפי ההסכם, וזאת בכפוף למתן הודעה לצדדים האחרים, למעט מקרים המוגדרים בהסכם אשר בהם לא נדרשת הודעה לצדדים האחרים.

השותפות תהיה רשאית לבצע העברה לצד שלישי, מכוחה יחזיק צד שלישי פחות מ- 10% וזאת בשיעור כולל שלא יעלה על 10%. בנוסף, השותפות ו- Beacon יהיו רשאיות למכור לצד המחזיק פחות מ- 10% זכויות נוספות, אם לאחר המכירה יחזיק 10% או יותר.

(ה) הסכמים למתן שירותי הפקה וטיפול לנפט ולגז שיופקו מפרויקט מוניומנט - ראו סעיף 7.4.11(ד) להלן.

(ו) הסכם למתן שירותי הפקה וטיפול לנפט ולגז שיופקו מפרויקט שנדואה דרום - ראו סעיף 7.5.10(ב) להלן.

(ז) הסכמים לעניין הולכה של נפט וגז טבעי שיופקו מנכס הנפט

בשנת 2021 נחתמו עם חברות הולכה שונות הסכמים להולכה של נפט, גז טבעי ונוזלי גז טבעי משטח רישיונות שנדואה לחוף. על פי ההסכמים האמורים, בין היתר, הוקנתה לחברות ההולכה עימן התקשרו זכות בלעדיות (dedication) לגבי כל ההפקה שתנבע מהרישיונות במשך כל תקופת הפיתוח וההפקה.

השותפות מחזיקה באמצעות Navitas Buckskin US, LLC חברה בת (בשרשור) בבעלות מלאה של השותפות (להלן בסעיף זה: "נאוויטס בקסקין") ב- 7.5% מהזכויות בפרויקט, שהינו פרויקט מפיק במימיו העמוקים של מפרץ אמריקה (להלן בסעיף זה: "בקסקין").

7.3.1. פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט בקסקין	
שם נכס הנפט:	Buckskin
מיקום:	נכס הנפט ממוקם כ- 430 ק"מ דרום מערבית לניו אורלינס, ארה"ב, במים העמוקים של מפרץ אמריקה, בעומק מים של כ- 2,000 מטר.
שטח:	שטחו של כל אחד מהרישיונות הינו כ- 5,760 אקרים (כ- 23.3 קמ"ר). שטחו הכולל של נכס הנפט הינו כ- 25,920 אקרים (כ- 128 קמ"ר), והוא כולל את מלוא שטחם של רישיונות מסי 25806, 25814, 25823 ו-36470 ומחצית משטחו של רישיון 25815. רישיונות בקסקין מאוחדים תחת הסכם איחוד (Unit Agreement), כמפורט בסעיף 7.3.14 (ב) להלן.
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	נכס מפיק. פעולות מותרות בהתאם לרישיון - חיפוש, פיתוח והפקה של נפט וגז בשטח קרקע מוגדר הנקרא Lease.
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	1.12.2003 – OCS-G 25806 (KC Block 785) 1.12.2003 – OCS-G 25814 (KC Block 829) 1.12.2003 – OCS-G 25815 (KC Block 830) 1.12.2003 – OCS-G 25823 (KC Block 872) 31.12.2018 – OCS-G 36470 (KC Block 786)
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	30.11.2014 – OCS-G 25806 30.11.2014 – OCS-G 25814 30.11.2014 – OCS-G 25815 30.11.2014 – OCS-G 25823 30.11.2028 – OCS-G 36470
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	רישיונות שתוקפם הוארך בשל הפקה (סטטוס HBP): בחודש יוני 2019 החלה הפקה מסחרית מבקסקין. בהתאם, ניתן לרישיונות בקסקין מהם מתבצעת הפקה (רישיונות OCS-G 25814 (KC Block 829) ו-OCS-G 25815 (KC Block 830) סטטוס HBP) (HBP) Held By Production, והם הוארכו עד לשנה ממועד סיום ההפקה בנכס הנפט. להערכת NSAI צפויה הפקה כלכלית מבקסקין עד שנת 2045 לפחות. הארכת תוקף רישיונות (שאינם בסטטוס HBP): רישיון OCS-G 25806 (KC Block 785) מוחזק באמצעות פעולות קידוח והשלמה של באר ההפקה החמישית שהחלו ברבעון הראשון של שנת 2025 (Lease Holding Operations). הרישיון צפוי לעבור לסטטוס HBP, עם תחילת ההפקה משטחו הצפויה במהלך שנת 2026. רישיון OCS-G 25823 (KC Block 872) מוחזק מכוח השהיית הפקה (SOP) עד 30 לנובמבר 2026, ולאחר תאריך זה, הרישיון צפוי להיות מוחזק מכוח פעולות הנחת תשתית ימית ברישיון (Lease Holding Operations). הרישיון צפוי לעבור לסטטוס HBP, עם תחילת ההפקה משטחו הצפויה במהלך שנת 2027. לפרטים נוספים אודות סטטוס תוקף הרישיונות ראו להלן.
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	כמפורט לעיל.
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	הארכה של תוקף רישיון מעבר לתוקפו המקורי או מעבר להארכה שניתנה, מתבצעת באחת מארבע דרכים עיקריות: 1. ביצוע קידוח ו/או פעולות מאושרות בשטח הרישיון מזכה את בעלי הרישיון בהארכה אוטומטית של עד שנה ממועד סיום העבודות. ישנן גם עבודות נוספות (דוגמת סקרים סיסמיים וכיו"ב) שניתן לבצע ברישיון ולקבל בגינם אישור הארכה מ-BSEE. 2. SOP - Suspension of Production, במקרה שלא החלה הפקת נפט מהרישיון בתקופת הרישיון (המקורי או המוארך), ניתן לקבל אישור על "השהיית הפקה" (SOP). במסגרת הענקת ה-SOP תיקבע תכנית עבודה מחייבת הכוללת אבני דרך לפיתוח הנכס, ממועד ההענקה ועד לתחילת הפקה. הארכת תוקף הרישיון על בסיס SOP לא תינתן עד למועד תחילת ההפקה לפי תכנית העבודה, אלא לתקופות קצובות בלבד - לרוב, בנות כשנה בכל פעם

³⁵ רישיון אקספלורציה סמוך לרישיונות בקסקין אשר נרכש על ידי המפעילה במסגרת מכרז שהתקיים בחודש אוגוסט 2018, אליו הצטרפו בשנת 2020 יתר השותפות בפרויקט. פוטנציאל האקספלורציה ברישיון זה יוערך לאחר ביצוע קידוחי הפיתוח באזור המזרחי של פרויקט בקסקין. ככל שהערכה זו תשתכלל לכדי תכנית ספציפית, תבחן השותפות את השתתפותה בפעילות החיפוש ברישיון.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט בקסקין																	
(כלומר לא עד לתחילת הפקה). כל עוד בעלי הרישיון עומדים בתכנית העבודה הקבועה ב-SOP, ה-SOP יוארך לתקופה קצובה נוספת.																	
3. Lease Holding Operations - לאחר תחילת ביצוע קידוחי פיתוח בנכס הנפט אך טרם החלה ההפקה מתקבל אישור Lease Holding Operations, אשר מתיר לבעלי הזכויות להחזיק ברישיון למשך שנה מתום פעולות הקידוחים עד לתחילת הפקה מנכס הנפט. אם במשך עד שנה מתום פעולות הקידוחים לא החלה הפקה או לא בוצעו פעולות פיתוח נוספות נדרש לקבל אישור השהיית הפקה (SOP) מחודש.																	
4. (HBP) Held By Production - עם תחילת הפקה מסחרית בשטח הרישיון תוקפו של הרישיון מוארך אוטומטית עד לשנה מתום הפקה מסחרית.																	
ציון שם המפעיל (Operator):	LLOG Exploration Offshore, LLC (להלן בסעיף 7.3 זה: "LLOG" או "המפעילה")																
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	<table> <tr> <td>Navitas Buckskin US, LLC ("נאוויטס בקסקין")</td><td>7.5%</td></tr> <tr> <td>Buckstone Development Company, LLC</td><td>28.8%</td></tr> <tr> <td>Repsol E&P USA LLC.</td><td>22.5%</td></tr> <tr> <td>Ridgewood Buckskin, LLC</td><td>8.75%</td></tr> <tr> <td>ILX Prospect Buckskin, LLC</td><td>5.83%</td></tr> <tr> <td>Ridgewood Rialto Holdings, LLC</td><td>2.91%</td></tr> <tr> <td>OGOG (Buckskin), LLC</td><td>18.7%</td></tr> <tr> <td>LLOG Deepwater Development Company I LLC</td><td>5.0%</td></tr> </table>	Navitas Buckskin US, LLC ("נאוויטס בקסקין")	7.5%	Buckstone Development Company, LLC	28.8%	Repsol E&P USA LLC.	22.5%	Ridgewood Buckskin, LLC	8.75%	ILX Prospect Buckskin, LLC	5.83%	Ridgewood Rialto Holdings, LLC	2.91%	OGOG (Buckskin), LLC	18.7%	LLOG Deepwater Development Company I LLC	5.0%
Navitas Buckskin US, LLC ("נאוויטס בקסקין")	7.5%																
Buckstone Development Company, LLC	28.8%																
Repsol E&P USA LLC.	22.5%																
Ridgewood Buckskin, LLC	8.75%																
ILX Prospect Buckskin, LLC	5.83%																
Ridgewood Rialto Holdings, LLC	2.91%																
OGOG (Buckskin), LLC	18.7%																
LLOG Deepwater Development Company I LLC	5.0%																

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:	17.3.2017 ו-12.9.2017 (מועדי חתימת הסכמי העברת הזכויות לשותפות). בהתאם להסכמים, העברת הרישיונות הינה בתוקף מיום 1.2.2016 לעניין חובות וזכויות. ³⁶
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	נאוויטס בקסקין מחזיקה באופן ישיר ב- 7.5% בנכס הנפט.
ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	6.09%
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2025 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	82,735 אלפי דולר

7.3.2. פעולות טרם ההחזקה בנכס הנפט

הרישיונות נחקרו במקור על ידי חברת Chevron U.S.A Inc (להלן: "Chevron") (כאשר ברישיון OCS-G 32650 היתה שותפה גם Repsol), ובהמשך הומחו לצדדים נוספים כמפורט להלן. להלן יובא תיאור תמציתי, לפי מיטב ידיעתה של השותפות וכפי שנמסר לה על ידי LLOG, של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בנכס הנפט לפני שהשותפות החזיקה בנכס הנפט:

זהות בעל הזכות במועד ביצוע הפעולה	תקופה שבה הפעולה בוצעה	תיאור תמציתי של הפעולה	תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה
Chevron	2008-2014	• נקדחו ברישיונות OCS-G 25806, OCS-G 25814, OCS-G 25823 קידוח תגלית (בחלק הדרומי) ו-3 קידוחי הערכה ואימות (בחלק הצפוני)	סה"כ הושקעו בנכס כ-1 מיליארד דולר
Chevron	2015	• נרכש מידע סייסמי 3D נוסף ועובדו תוצאות קידוחי הערכה (appraisal wells) • בוצע מחקר השוואה לשדות המפיקים מאותה שכבה גיאולוגית ובקרבת מקום • גובשה והוצגה תכנית פיתוח	-
LLOG	2016	• מינויה של LLOG כמפעילה אושר ונכנס לתוקף ביום 12.12.2016	-

³⁶ לפרטים אודות רישיון OCS-G 36470 ראה ה"ש 35 לעיל.

זיהוי בעל הזכות במועד ביצוע הפעולה	תקופה שבה הפעולה בוצעה	תיאור תמציתי של הפעולה	תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה
		- גובשה והוצגה תכנית פיתוח LLOG - הוגשה בקשה ל-SOP	
LLOG	2017	- נרכש ועובד מידע סייסמי 3D נוסף - התקבלה החלטת FID על ידי שותפי הפרויקט	-

7.3.3. עמידה בתכנית עבודה

על פי תנאי הרישיונות, נכון למועד הדוח, אין תכנית עבודה המחייבת את השותפות. הרישיונות יישארו בתוקף, כל עוד ישנה הפקה מסחרית מהרישיונות או ביחס לרישיונות שלא מתבצעת מהם הפקה, מתוקף פעולות קידוחים או בהתאם ל-SOP.

7.3.4. נכס הנפט - סטטוס הפקה ופיתוח

בחודש יוני 2019 הסתיים פיתוח שלב 1' והחלה הפקת הנפט משתי בארות במאגר הצפוני דרך פלטפורמת Lucius, שאינה בבעלות השותפות ומופעלת על ידי חברת Occidental Petroleum Corporation (Oxy). לפרטים בדבר הסכמי הטיפול וההולכה של הנפט והגז המופקים מנכס הנפט ראו סעיף 7.3.14(ו) להלן.

מפעילת הפרויקט גבשה תכנית פיתוח אחודה למאגר הצפוני והדרומי של נכס הנפט, המבוססת על חיבור לתשתיות ההולכה והטיפול הקיימות בפלטפורמת ההפקה Lucius וצנרת ההולכה ממנה לחוף, תוך ניצול מלוא קיבולת הטיפול הזמינה.

החל משנת 2022 ועד לשנת 2025 נקדחו בפרויקט 5 קידוחים (מתוכם 3 קידוחי פיתוח והפקה ו-2 קידוחי הערכה ואימות) כאשר פעולות ההשלמה בקידוח האחרון (קידוח הפיתוח החמישי במאגר הצפוני) הסתיימו בהצלחה בחודש ינואר, 2026. ההפקה מקידוח זה צפויה להתחיל ברבעון השני לשנת 2026.

7.3.5. תכנית עבודה בפועל ומתוכננת

תכנית העבודה בנכס הנפט כוללת קידוחי פיתוח ופעולות לתחזוקה שוטפת לשימור ופיתוח ההפקה מהמאגר.

להלן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות, בציון התקציב המשוער לביצוע כל פעולה וחלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב זה:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב מוערך לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{37,38}	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ^{37,38}
2023	- המשך הפקה - קידוח של באר הפקה רביעית - הצגה לשותפים של תכנית פיתוח לבקסקין דרום ואישורה	210,773	15,808
2024	- המשך הפקה - השלמה ותחילת הפקה מבאר ההפקה הרביעית - קידוח באר במאגר הדרומי - הזמנת ציוד שזמן אספקתו ארוך לבארות החמישית, שיטית, שביעית והשמינית - התקנת מתקנים תת ימיים וחיבור לצנרת המחוברת לפלטפורמה	343,987	25,799

³⁷ לא כולל דמי חכירה שנתיים, בגין הרישיונות מהם עדיין לא מתבצעת הפקה. לא כולל עלויות סילוק ונטישה ולא כולל עלויות תפעול ותחזוקה.
³⁸ הערכות בדבר עלויות תכנית פיתוח מופיעות בתחזית התזרים ומהוות הערכות כלליות בלבד המבוססות על קטגוריית העתודות 2P.

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב מוערך לפעולה כמות נכס הנפט (באלפי דולר) ³⁷ 38	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ^{37,38}
2025	- המשך הפקה - קידוח, והשלמה מבאר חמישית - הזמנת ציוד שזמן אספקתו ארוך לבאר השישית, שביעית ושמינית	215,960	16,197
2026	- המשך הפקה - סיום השלמה ותחילת הפקה מבאר חמישית - קידוח באר הפקה שישי - הרחבת תשתית תת-ימית	242,677	18,201
2027	- המשך הפקה - השלמת באר הפקה שישי ותחילת הפקה ממנה - קידוח, השלמה מבאר הפקה שביעית ותחילת הפקה ממנה - קידוח באר הפקה שמינית - הרחבת תשתית תת-ימית	375,103	28,133
2028 ואילך	- המשך הפקה - השלמת באר הפקה שמינית ותחילת הפקה ממנה - קידוח, השלמת בארות נוספות והפקה מהן	774,170	58,063

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - מובהר כי הנתונים וההערכות לעיל ולהלן בדבר הפעולות המתוכננות, העלויות ולוחות זמנים לביצוע הפעולות השונות מהווים מידע צופה פני עתיד אשר אינו וודאי והמבוסס על מידע הקיים אצל השותף הכללי במועד הדוח, לרבות הערכות שנמסרו לשותפות על ידי המפעילה בנכס הנפט, אשר יכול להשתנות בהסתמך על ממצאים חדשים שיתקבלו וכן ממגבלות ו/או השפעות חיצוניות רבות כגון שינוי בתנאי נכס הנפט, תלות בקבלנים, זמינות ציוד וכדומה והינם בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד אשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. לפיכך, הפעולות שיבוצעו בפועל ועלותן עשויות להיות שונות באופן מהותי מן היעדים המוערכים או המשוערים כתוצאה משינויים ו/או עיכובים במגוון הגורמים כפי שפורטו לעיל.

7.3.6. שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות הקשורות בנכס הנפט

שיעור השתתפות	אחוז	שיעור מגולם ל-100%	הסברים
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	7.5%	100%	ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 7.3.1 לעיל.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	6.09%	81.2%	ראו תחשיב בסעיף 7.3.7 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט	7.5%	100%	ראו תחשיב בסעיף 7.3.8 להלן.

7.3.7. באור לחישוב שיעור ההשתתפות המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים (לרבות ניכוי הוצאות ואחרים)
הכנסות שנתיות חזויות של נכס הנפט	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:		
תמלוג על לממשל הפדרלי בארה"ב ³⁹	12.5%	

³⁹ על פי תנאי הרישיון, אם מחירי הנפט או הגז בבורסת הסחורות של ניו-יורק (NYMEX) נמצאים מתחת לרף שנקבע ברישיון של נכס הנפט, השותפים יקבלו זיכוי עתידי בגין תמלוגים ששולמו לממשל הפדרלי בארה"ב (Royalty Relief) וכל זאת בהתאם לקריטריונים שנקבעו על ידי ה- BOEM.

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים או התשלומים (לרבות ניכוי הוצאות ואחרים)
תמלוג על לצדדים שלישיים	1%	תמלוג-על לחברות Buckstone Royalty Company LLC ו- Beacon Offshore Energy Exploration LLC.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	86.5%	
החלק המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	7.5%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	6.49%	
פירוט תשלומים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	0.39%	תמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות בנטרול תשלומים לממשל הפדרלי, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים והיתרה מוחזקת על ידי צדדי ג'.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד בהכנסות מנכס הנפט	6.09%	

7.3.8. שיעור ההשתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים או התשלומים
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התשלומים האמורים)	7.5%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	100%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	7.5%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	7.5%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט	7.5%	

7.3.9. תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

פריט	סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט (באלפי דולר)	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לממשל הפדרלי בארה"ב (באלפי דולר)	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לממשל הפדרלי בארה"ב (באלפי דולר)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2023	15,808	-	2
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2024	25,799	-	18
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2025	16,197	-	13

7.3.10. עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון בנכס הנפט בקסקין

מצורף לדוח זה דוח עתודות ומשאבים מותנים שנערך עבור השותפות על ידי NSAI, אשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), ובו מפורטות, בין היתר, הערכות NSAI בדבר כמות העתודות והמשאבים המותנים בנכס הנפט נכון ליום 31 בדצמבר, 2025.

(א) בדוח צוין כי שלב הבשלות אליו משויכות העתודות מוגדר כ- On Production. שלב הבשלות אליו משויכים המשאבים המותנים מוגדר כ- Development Unclassified.

(ב) בדוח צוין כי סיווג המשאבים המותנים בנכס הנפט כעתודות, מותנה ב- (1) הוכחת כדאיות כלכלית להמשך פיתוח הפרויקט בהתאם לביצועי הבארות הסמוכות או על ידי קידוחי הערכה נוספים, (2) התחייבות מצד השותפות בפרויקט להמשך פיתוח והפקה של הנכס. ככל שיתקיימו התנאים הנ"ל חלק מהמשאבים המותנים המפורטים להלן עשויים להיות מסווגים כעתודות.

(ג) בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתברויות ובכללן כי: (א) ההערכות הינן כמקובל בהערכת עתודות ומשאבים על פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS) ואינן מותאמות לסיכונים; (ב) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה, ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלויות לנבוע מחבות כאמור. יחד עם זאת, ציינה NSAI כי נכון למועד דוח המשאבים לא ידוע לה על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות המשאבים המוערכת בדוח המשאבים או על מסחריותם; (ד) NSAI לא בחנה את הסכמי ההולכה בקשר עם נכס הנפט ועל כן הניחה בתזרימי המזומנים את ההנחות שקיבלה מהמפעילה; (ה) NSAI הניחה כי המאגרים יפותחו בהתאם לתכניות הפיתוח הקיימות, שיתופעלו באופן סביר, כי אף רגולציה או פיקוח ממשלתי לא תשפיע על היכולת של בעלות הזכויות לקבל את הכמויות, ושתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגרים בפועל; (ו) NSAI עשתה שימוש במידע טכני וכלכלי הכולל, בין היתר, לוגים, מפות גיאולוגיות, מידע סיסמי, מבחני הפקה בבארות, נתוני הפקה היסטוריים, מחירים ועלויות היסטוריים, וזכויות בעלות בנכסים; (ז) ל-NSAI סופק כל המידע הנחוץ לצורך הכנת הדוח ולא הוגבלה הגישה ל-NSAI לאף מידע אשר היה בדעתה כי הוא הכרחי להכנת הדוח; (ח) כמקובל בהערכות בתחום הנפט והגז, ישנן אי ודאויות מובנות בפרשנות ההנדסית והגאופיזית, ולכן מסקנות NSAI מייצגות, כמקובל, פרשנות מקצועית בלבד; (ט) NSAI עשתה שימוש במידע שהתקבל מהשותפות, מהמפעילה, ממקורות מידע פומביים וממידע לא חסוי המצוי בידי NSAI; (י) NSAI לא בחנה את הזכויות החוזיות בנכס הנפט.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הנפט והגז הטבעי בנכס הנפט והמשאבים המותנים הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על תכנית הפיתוח ועל מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שהתקבלו מהקידוחים ומאת המפעילה, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הנפט ו/או הגז הטבעי שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מאופן מימוש תכנית הפיתוח, מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הנפט ו/או הגז הטבעי ו/או מתנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגר.

ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בנכס הנפט והפקה של נפט וגז טבעי.

אזהרה - עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות אשר אינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves). ישנו סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות העתודות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

7.3.11. עתודות ונתוני תזרים מהוון בנכס הנפט⁴⁰

(א) נתוני כמויות

על פי הדוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, עתודות הנפט והגז הטבעי שבנכס הנפט, המסווגות כעתודות בהפקה (On Production), הינן כמפורט להלן:⁴¹

סה"כ חלק השותפות (Net) ⁴²				סה"כ בנכס הנפט (Gross)			קטגוריית עתודות
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE ⁴³	נפט MMBBL	נזולי גז טבעי MMBBL ⁴⁴	גז טבעי BCF ⁴⁴	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE ⁴³	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	
11.1	10.7	0.2	1.1	182.2	175.6	39.6	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
6.6	6.4	0.1	0.6	108.3	104.4	23.3	עתודות צפויות (Probable Reserves)
17.6	17.1	0.3	1.8	290.6	280.1	62.9	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
3.3	3.2	0.1	0.3	54.5	52.5	11.9	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
21.0	20.3	0.3	2.1	345.0	332.6	74.8	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+ Possible Reserves)

(ב) נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן:

- התזרים המהוון חושב לפי הערכת השותפות המבוססת על ממוצע תחזיות מחירי נפט וגז של גופים בינלאומיים הכוללים בנקים וגופי מחקר שנלקחו ממאגר FactSet⁴⁵: (1) מחירי נפט - נלקחו תחזיות לגבי מחירי נפט West Texas Intermediate (WTI). מחיר הנפט מותאם לאיכות הנפט ולהפרשי שערים, ביחס ל-WTI; (2) מחירי גז - נלקחו תחזיות לגבי מחירי גז טבעי Henry Hub. מחיר הגז מותאם לאיכות הגז ולהפרשי שערים.

⁴⁰ בסעיף זה מוצגים במאוחד פרטים בגין עתודות בלבד בנכס הנפט. לפרטים אודות המשאבים המותנים בנכס הנפט ראו סעיף 7.3.12 להלן.

⁴¹ יתכנו פערי סכימה הנובעים מעיגולי ספרות.

⁴² לעניין זה, "Net" משמעו מכפלת סה"כ כמות הנפט, לפי העניין, בנכס הנפט (Gross) בשיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט (6.09375%).

⁴³ הצגת כל העתודות, לרבות הגז, במונחי כמויות של מיליוני חביות נפט, ובהנחת יחס יחידות גז לחביות נפט של BOE = 6 MCF.

⁴⁴ בתהליך המעבר מכמויות Gross לכמויות Net מתבצעת המרה של הגז הטבעי לגז טבעי נמכר ולנזולי גז טבעי נמכרים, וכן נעשה שימוש בחלק מהגז המופק לצרכי הפקה שוטפת. הנתונים מייצגים את השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט כמפורט בה"ש 42.

⁴⁵ המעודכנים לחודש פברואר 2026.

להלן טבלה המרכזת את התחזיות ביחס למחירי הנפט והגז הטבעי בהם נעשה שימוש (לפני התאמות):

מחיר גז טבעי דולר/MMBTU	מחיר נפט דולר/חבית	סוף תקופה
3.93	59.13	31.12.2026
3.87	62.12	31.12.2027
3.81	65.07	31.12.2028
3.81	70.41	לאחר מכן

2. עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שהונחו על ידי NSAI בהתבסס על נתונים שמסרה השותפות. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט: עלויות טיפול בהפקה, עלויות הולכה, עלויות תחזוקת בארות ההפקה וכן את הערכת NSAI בנוגע להוצאות תקורה, אשר ניתן ליחסן באופן ישיר לנכס הנפט כפי שהוגדר על-ידי המפעילה. העלויות אינן מותאמות לשינויי אינפלציה.
3. במסגרת נתוני תוכנית העבודה שמסרה המפעילה ל- NSAI נלקחו בחשבון, בין היתר, הפסקות בהפקה לצורך תחזוקה שוטפת וכן השבתות בשל תנאי מזג אוויר.
4. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון מבוססות על הוצאות בפועל, הרשאות להוצאות (AFEs) וכוללות הוצאות הוניות אשר תידרשנה לקדיחת בארות חדשות והשלמתן ולציוד הפקה. ההוצאות ההוניות שסופקו ל- NSAI על ידי מפעילת נכס הנפט נראות סבירות בעיניה, בהתבסס, בין היתר, על הוצאות בפועל, תכנית הפיתוח בנכס הנפט ועל ידע קודם שיש ל- NSAI מפרויקטים דומים. עלויות אלו אינן מותאמות לשינויי אינפלציה.
5. עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על-ידי המפעילה בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמות ומתקני ההפקה. כפי שהוגדר על-ידי המפעילה, עלויות הנטישה אינן כוללות את הניצולת של המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינויי אינפלציה.
6. ההפקה בפועל עשויה להיות נמוכה או גבוהה מקצב ההפקה בו נעשה שימוש לצורך הערכת התזרים המהוון. NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות.
7. בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון תמלוגים שישולמו ברמת נכס הנפט לממשל הפדרלי, בשיעור של 12.5%. בנוסף, נלקח בחשבון תמלוג על לצדדים שלישיים בשיעור של 1% ותמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים לשותפות והיתרה מוחזקת על ידי צדדי ג'.
8. בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון מס בשיעור 21%, לצורך הצגת תשלומי המס במסגרת דוח התזרים, מחשבת השותפות את תשלומי המס ברמת נכס הנפט בלבד (על אף שחברת הנכס אינה נישומה למס בפני עצמה) ולא הובאו בחשבון השלכות של דוח המס המאוחד (הוצאות מימון והוצאות מטה אחרות בארה"ב, כמו כן לא הובא בחשבון ניכוי מס במקור ככל ויחול בגין חלוקות רווחים לישראל שמקורם מנכס הנפט).

תזרים המזומנים המהוון עודכן בהשוואה לדוח הקודם⁴⁶ לאור עדכון תחזית מחירי הנפט, עדכון תחזית ההפקה, ועדכון תחזית ההשקעות ההוניות ועלויות ההפעלה.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 31.12.2025, באלפי דולר, המיוחס לחלקה של השותפות בעתודות שבנכס הנפט:

⁴⁶ דוח עתודות, משאבים מותנים ונתוני תזרים מהוון מעודכנים אשר פורסם ביום 28 באוגוסט, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-064636) (לעיל ולהלן בסעיף זה: "הדוח הקודם").

7.3. בקסקין

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות מסוג (1P) (Proved Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות ⁴⁷	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
9,880	10,091	10,316	10,556	10,815	(2,875)	13,690	-	(18,201)	(16,249)	(11,109)	59,248	2,952	12,994	2026
5,601	5,969	6,379	6,839	7,357	(1,956)	9,313	-	(28,133)	(17,403)	(12,657)	67,506	3,204	14,108	2027
17,019	18,929	21,152	23,760	26,840	(7,135)	33,975	-	(11,081)	(20,412)	(15,108)	80,575	3,620	16,094	2028
14,277	16,569	19,357	22,779	27,019	(7,182)	34,201	-	(15,866)	(21,087)	(16,420)	87,574	3,642	16,189	2029
10,825	13,110	16,012	19,739	24,584	(6,535)	31,119	-	(15,681)	(20,400)	(15,508)	82,707	3,420	15,290	2030
12,598	15,920	20,328	26,253	34,331	(9,126)	43,457	-	-	(19,758)	(14,588)	77,804	3,234	14,383	2031
8,999	11,868	15,844	21,440	29,443	(7,827)	37,270	-	-	(19,421)	(13,083)	69,773	2,907	12,898	2032
6,320	8,697	12,140	17,209	24,815	(6,596)	31,411	-	-	(17,983)	(11,399)	60,793	2,533	11,238	2033
4,425	6,353	9,271	13,768	20,846	(5,541)	26,387	-	-	(16,751)	(9,955)	53,093	2,212	9,815	2034
3,084	4,620	7,048	10,966	17,433	(4,634)	22,067	-	-	(15,691)	(8,713)	46,471	1,936	8,591	2035
2,135	3,338	5,325	8,680	14,490	(3,852)	18,342	-	-	(14,775)	(7,642)	40,760	1,698	7,535	2036
1,467	2,393	3,990	6,815	11,945	(3,175)	15,121	-	-	(13,984)	(6,716)	35,821	1,492	6,622	2037
996	1,696	2,958	5,291	9,739	(2,589)	12,328	-	-	(13,299)	(5,914)	31,541	1,313	5,831	2038
667	1,185	2,159	4,047	7,822	(2,079)	9,901	-	-	(12,704)	(5,217)	27,822	1,158	5,143	2039
437	810	1,544	3,032	6,153	(1,636)	7,789	-	-	(12,186)	(4,610)	24,585	1,023	4,545	2040
156	152	(99)	(1,322)	(6,063)	(2,974)	(3,089)	(17,250)	-	(48,965)	(14,567)	77,693	3,231	14,363	2041-2046
98,886	121,700	153,724	199,853	267,570	(75,712)	343,282	(17,250)	(88,961)	(301,069)	(173,206)	923,768	39,574	175,639	סה"כ

⁴⁷ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי

7.3. בקסקין

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות ⁴⁸	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
2,571	2,625	2,684	2,746	2,814	(748)	3,562	-	-	(1,087)	(1,073)	5,721	288	1,255	2026
4,418	4,708	5,032	5,395	5,803	(1,543)	7,346	-	-	(2,105)	(2,181)	11,631	546	2,431	2027
6,195	6,890	7,700	8,649	9,770	(2,597)	12,367	-	(234)	(3,408)	(3,695)	19,704	879	3,936	2028
6,651	7,719	9,018	10,612	12,587	(3,346)	15,933	-	(469)	(4,024)	(4,713)	25,138	1,040	4,647	2029
5,529	6,696	8,179	10,082	12,557	(3,338)	15,895	-	(2,214)	(4,441)	(5,204)	27,754	1,143	5,131	2030
2,643	3,340	4,265	5,508	7,203	(1,915)	9,117	-	(12,518)	(5,346)	(6,226)	33,207	1,380	6,139	2031
6,627	8,739	11,668	15,788	21,682	(5,763)	27,445	-	-	(6,964)	(7,941)	42,350	1,740	7,830	2032
5,024	6,913	9,649	13,678	19,723	(5,243)	24,966	-	-	(6,349)	(7,227)	38,542	1,584	7,126	2033
3,777	5,423	7,914	11,753	17,794	(4,730)	22,525	-	-	(5,751)	(6,525)	34,801	1,431	6,434	2034
2,838	4,253	6,488	10,094	16,046	(4,265)	20,312	-	-	(5,210)	(5,890)	31,412	1,293	5,808	2035
2,131	3,333	5,316	8,665	14,466	(3,845)	18,311	-	-	(4,722)	(5,315)	28,349	1,167	5,241	2036
1,601	2,612	4,356	7,439	13,041	(3,467)	16,507	-	-	(4,281)	(4,797)	25,586	1,054	4,730	2037
1,203	2,048	3,571	6,388	11,758	(3,125)	14,883	-	-	(3,883)	(4,331)	23,097	952	4,270	2038
904	1,606	2,927	5,486	10,603	(2,818)	13,421	-	-	(3,525)	(3,911)	20,857	860	3,856	2039
679	1,259	2,400	4,713	9,564	(2,542)	12,107	-	-	(3,203)	(3,533)	18,842	777	3,484	2040
2,094	4,422	9,606	21,367	48,045	(13,230)	61,275	(1,725)	-	(78,210)	(32,587)	173,797	7,191	32,130	2041-2052
54,885	72,587	100,770	148,363	233,456	(62,516)	295,972	(1,725)	(15,435)	(142,509)	(105,148)	560,789	23,327	104,448	סה"כ

⁴⁸ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי

7.3. בקסקין

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג (2P) (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות ⁴⁹	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
12,450	12,716	12,999	13,303	13,629	(3,623)	17,251	-	(18,201)	(17,336)	(12,182)	64,970	3,240	14,249	2026
10,019	10,677	11,411	12,234	13,160	(3,498)	16,658	-	(28,133)	(19,508)	(14,838)	79,137	3,751	16,539	2027
23,214	25,819	28,852	32,408	36,610	(9,732)	46,342	-	(11,316)	(23,820)	(18,802)	100,280	4,499	20,030	2028
20,928	24,288	28,375	33,390	39,606	(10,528)	50,134	-	(16,335)	(25,110)	(21,134)	112,712	4,682	20,836	2029
16,355	19,806	24,190	29,822	37,141	(9,873)	47,014	-	(17,895)	(24,841)	(20,712)	110,461	4,563	20,422	2030
15,241	19,260	24,592	31,761	41,534	(11,041)	52,575	-	(12,518)	(25,104)	(20,815)	111,011	4,614	20,522	2031
15,626	20,607	27,512	37,228	51,125	(13,590)	64,715	-	-	(26,385)	(21,023)	112,123	4,647	20,728	2032
11,344	15,610	21,789	30,887	44,538	(11,839)	56,377	-	-	(24,332)	(18,625)	99,335	4,117	18,364	2033
8,201	11,777	17,185	25,521	38,640	(10,271)	48,912	-	-	(22,502)	(16,480)	87,894	3,643	16,249	2034
5,922	8,873	13,536	21,060	33,480	(8,900)	42,379	-	-	(20,901)	(14,603)	77,883	3,229	14,398	2035
4,266	6,671	10,640	17,345	28,956	(7,697)	36,654	-	-	(19,497)	(12,958)	69,109	2,865	12,776	2036
3,068	5,005	8,347	14,254	24,986	(6,642)	31,628	-	-	(18,265)	(11,514)	61,407	2,546	11,352	2037
2,199	3,745	6,528	11,679	21,496	(5,714)	27,211	-	-	(17,182)	(10,245)	54,638	2,265	10,101	2038
1,571	2,791	5,087	9,534	18,425	(4,898)	23,323	-	-	(16,229)	(9,127)	48,679	2,018	8,999	2039
1,116	2,069	3,944	7,745	15,718	(4,178)	19,896	-	-	(15,389)	(8,143)	43,427	1,800	8,028	2040
2,251	4,574	9,506	20,045	41,982	(16,204)	58,186	(18,975)	-	(127,174)	(47,154)	251,490	10,422	46,493	2041- 2052
153,771	194,287	254,494	348,216	501,026	(138,228)	639,254	(18,975)	(104,396)	(443,578)	(278,354)	1,484,557	62,901	280,087	סה"כ

⁴⁹ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי

7.3. בקסקין

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות ⁵⁰	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
2,155	2,200	2,250	2,302	2,358	(627)	2,985	-	-	(911)	(899)	4,795	242	1,052	2026
2,672	2,848	3,044	3,263	3,510	(933)	4,443	-	-	(1,273)	(1,319)	7,035	326	1,471	2027
3,672	4,084	4,563	5,126	5,791	(1,539)	7,330	-	-	(1,982)	(2,149)	11,460	502	2,290	2028
3,670	4,260	4,976	5,856	6,946	(1,846)	8,792	-	-	(2,156)	(2,527)	13,476	549	2,492	2029
3,057	3,702	4,521	5,574	6,942	(1,845)	8,787	-	-	(2,154)	(2,525)	13,466	547	2,490	2030
2,898	3,662	4,676	6,039	7,898	(2,099)	9,997	-	-	(2,450)	(2,872)	15,319	635	2,832	2031
2,556	3,370	4,500	6,089	8,362	(2,223)	10,585	-	-	(2,589)	(3,040)	16,214	677	2,997	2032
1,975	2,717	3,793	5,377	7,753	(2,061)	9,813	-	-	(2,407)	(2,820)	15,040	630	2,780	2033
1,519	2,182	3,184	4,728	7,158	(1,903)	9,061	-	-	(2,222)	(2,604)	13,888	583	2,567	2034
1,171	1,755	2,677	4,165	6,622	(1,760)	8,382	-	-	(2,056)	(2,409)	12,846	540	2,374	2035
904	1,413	2,254	3,674	6,134	(1,631)	7,764	-	-	(1,904)	(2,231)	11,900	501	2,200	2036
698	1,140	1,900	3,245	5,689	(1,512)	7,201	-	-	(1,766)	(2,070)	11,037	466	2,040	2037
540	920	1,604	2,870	5,282	(1,404)	6,686	-	-	(1,640)	(1,921)	10,248	433	1,894	2038
418	743	1,355	2,540	4,908	(1,305)	6,213	-	-	(1,524)	(1,786)	9,523	403	1,760	2039
324	601	1,145	2,249	4,565	(1,213)	5,778	-	-	(1,418)	(1,661)	8,857	375	1,637	2040
1,149	2,559	5,970	14,565	36,826	(9,789)	46,616	-	-	(39,517)	(19,877)	106,010	4,478	19,594	2041-2055
29,379	38,156	52,412	77,662	126,744	(33,691)	160,435	-	-	(67,970)	(52,709)	281,114	11,887	52,469	סה"כ

⁵⁰ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי

7.3. בקסקין

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג (3P) (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)															
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות ⁵¹	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה	
												100% מנכס הנפט)			
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%											
14,605	14,916	15,249	15,605	15,987	(4,250)	20,237	-	(18,201)	(18,247)	(13,081)	69,765	3,482	15,300	2026	
12,691	13,525	14,455	15,497	16,670	(4,431)	21,101	-	(28,133)	(20,781)	(16,157)	86,172	4,077	18,010	2027	
26,886	29,903	33,415	37,534	42,400	(11,271)	53,671	-	(11,316)	(25,802)	(20,951)	111,740	5,001	22,320	2028	
24,598	28,548	33,352	39,247	46,552	(12,374)	58,926	-	(16,335)	(27,267)	(23,660)	126,188	5,231	23,328	2029	
19,412	23,508	28,712	35,395	44,083	(11,718)	55,801	-	(17,895)	(26,995)	(23,236)	123,927	5,110	22,912	2030	
18,139	22,922	29,269	37,800	49,432	(13,140)	62,572	-	(12,518)	(27,554)	(23,687)	126,331	5,249	23,354	2031	
18,182	23,977	32,012	43,317	59,487	(15,813)	75,300	-	-	(28,974)	(24,063)	128,337	5,324	23,725	2032	
13,319	18,328	25,581	36,264	52,291	(13,900)	66,191	-	-	(26,739)	(21,445)	114,375	4,747	21,144	2033	
9,721	13,959	20,369	30,249	45,799	(12,174)	57,973	-	-	(24,725)	(19,084)	101,782	4,226	18,816	2034	
7,093	10,628	16,213	25,225	40,101	(10,660)	50,761	-	-	(22,957)	(17,012)	90,729	3,769	16,773	2035	
5,170	8,084	12,894	21,019	35,090	(9,328)	44,418	-	-	(21,402)	(15,189)	81,009	3,366	14,976	2036	
3,766	6,145	10,247	17,499	30,675	(8,154)	38,829	-	-	(20,032)	(13,583)	72,445	3,012	13,392	2037	
2,740	4,665	8,132	14,549	26,778	(7,118)	33,897	-	-	(18,823)	(12,166)	64,885	2,698	11,995	2038	
1,989	3,534	6,442	12,073	23,333	(6,203)	29,536	-	-	(17,753)	(10,913)	58,202	2,421	10,759	2039	
1,440	2,670	5,089	9,994	20,283	(5,392)	25,674	-	-	(16,807)	(9,803)	52,284	2,175	9,665	2040	
3,400	7,133	15,476	34,610	78,809	(25,993)	104,802	(18,975)	-	(166,692)	(67,031)	357,500	14,901	66,087	2041-2055	
183,150	232,444	306,907	425,878	627,769	(171,919)	799,689	(18,975)	(104,396)	(511,548)	(331,063)	1,765,671	74,788	332,556	סה"כ	

⁵¹ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל וכן ניתוחי הרגישות להלן הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן הנחות ביחס לכמויות הנפט והגז שיופקו, קצב ומשך מכירות הנפט והגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה ושיקום, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הנפט ו/או הגז הטבעי שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או ממחירי הנפט בשוק העולמי והגז הטבעי בשוק האמריקאי ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הנפט והגז וכמות מכירות הנפט והגז) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר), אשר בוצע על

ידי השותפות:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	326,864	242,943	186,891	148,370	121,061	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	208,172	156,722	120,541	95,023	76,707
עתודות צפויות (Probable Reserves)	269,451	169,698	114,838	82,610	62,439	עתודות צפויות (Probable Reserves)	197,452	127,036	86,709	62,568	47,333
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	596,316	412,641	301,729	230,981	183,500	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	405,624	283,758	207,249	157,591	124,040
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	126,870	77,407	51,972	37,606	28,756	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	94,588	59,263	40,181	29,172	22,329
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	723,186	490,048	353,701	268,586	212,256	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	500,212	343,021	247,431	186,763	146,369
קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	356,511	264,488	203,475	161,705	132,149	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	178,355	135,109	103,929	81,676	65,614

7.3. בקסקין

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
עתודות צפויות (Probable Reserves)	287,449	180,366	121,871	87,622	66,216	עתודות צפויות (Probable Reserves)	179,441	116,382	79,686	57,563	43,559
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	643,961	444,854	325,346	249,327	198,365	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	357,797	251,491	183,615	139,238	109,174
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	134,872	81,926	54,915	39,713	30,363	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	86,524	54,733	37,237	27,065	20,722
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	778,833	526,780	380,262	289,040	228,728	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	444,321	306,224	220,852	166,303	129,896
קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	386,159	286,033	220,058	175,040	143,236	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	148,538	113,481	87,289	68,292	54,477
עתודות צפויות (Probable Reserves)	305,447	191,033	128,905	92,633	69,993	עתודות צפויות (Probable Reserves)	161,321	105,708	72,679	52,590	39,828
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	691,606	477,067	348,964	267,674	213,229	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	309,859	219,189	159,969	120,882	94,305
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	142,875	86,445	57,859	41,820	31,970	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	78,550	50,232	34,302	24,961	19,117
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	834,480	563,512	406,822	309,494	245,199	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	388,409	269,421	194,271	145,843	113,423

7.3. בקסקין

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
קיסון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 10%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	326,864	242,943	186,891	148,370	121,061	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	208,172	156,722	120,541	95,023	76,707
עתודות צפויות (Probable Reserves)	269,451	169,698	114,838	82,610	62,439	עתודות צפויות (Probable Reserves)	197,452	127,036	86,709	62,568	47,333
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	596,316	412,641	301,729	230,981	183,500	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	405,624	283,758	207,249	157,591	124,040
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	126,870	77,407	51,972	37,606	28,756	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	94,588	59,263	40,181	29,172	22,329
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	723,186	490,048	353,701	268,586	212,256	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	500,212	343,021	247,431	186,763	146,369
קיסון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	356,511	264,488	203,475	161,705	132,149	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	178,355	135,109	103,929	81,676	65,614
עתודות צפויות (Probable Reserves)	287,449	180,366	121,871	87,622	66,216	עתודות צפויות (Probable Reserves)	179,441	116,382	79,686	57,563	43,559
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	643,961	444,854	325,346	249,327	198,365	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	357,797	251,491	183,615	139,238	109,174
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	134,872	81,926	54,915	39,713	30,363	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	86,524	54,733	37,237	27,065	20,722
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	778,833	526,780	380,262	289,040	228,728	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	444,321	306,224	220,852	166,303	129,896

7.3. בקסקין

קיסון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%					
54,477	68,292	87,289	113,481	148,538	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	143,236	175,040	220,058	286,033	386,159	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
39,828	52,590	72,679	105,708	161,321	עתודות צפויות (Probable Reserves)	69,993	92,633	128,905	191,033	305,447	עתודות צפויות (Probable Reserves)
94,305	120,882	159,969	219,189	309,859	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	213,229	267,674	348,964	477,067	691,606	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)
19,117	24,961	34,302	50,232	78,550	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	31,970	41,820	57,859	86,445	142,875	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
113,423	145,843	194,271	269,421	388,409	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	245,199	309,494	406,822	563,512	834,480	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)

7.3.12. נתוני משאבים מותנים

על פי הדוח, נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, המשאבים המותנים בנכס הנפט בשלב Development Unclarified הינם כמפורט להלן:

סה"כ חלק השותפות 52(Net)			סה"כ בנכס הנפט (Gross)			קטגוריית המשאבים המותנים
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE ⁵³	נפט MMBBL	גז טבעי BCF ⁵⁴	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE ⁵³	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	
1.8	1.7	0.6	29.3	27.7	9.7	אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)
4.5	4.2	1.5	73.3	69.2	24.7	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)
5.9	5.6	2.0	97.0	91.6	32.6	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

השוק הפוטנציאלי למשאבים אלו הינו השוק המקומי האמריקאי. לתיאור השוק הפוטנציאלי כאמור ראו סעיף 7.1 לעיל.

אזהרה - אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק שיעור כלשהו מהמשאבים המותנים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות NSAI בדבר המשאבים המותנים בנכס הנפט הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוח ומהמפעילה בנכס הנפט והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הנפט והגז שיופקו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הנפט ו/או מתנאים מסחריים ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של הפקה של נפט וגז טבעי.

השוואה בין הדוח הנוכחי לדוח הקודם (Gross):

העתודות בנכס הנפט בקטגוריית 1P ירדו מ-180.9 MMBBL בדוח הקודם ל-175.6 MMBBL, העתודות בקטגוריית 2P ירדו מ-285.7 MMBBL בדוח הקודם ל-280.1 MMBBL, העתודות בקטגוריית 3P ירדו מ-355.3 MMBBL בדוח הקודם ל-332.6 MMBBL, וזאת לאור ההפקה מנכס הנפט. בנוסף הירידה ב-3P נבעה מצמצום תכנית הפיתוח ברמת 3P במאגר הדרומי וסיווג כמויות אלו למשאבים מותנים.

⁵² לעניין זה, "Net" משמעו מכפלת סה"כ בנכס הנפט (Gross) בשיעור זכויותיה של השותפות (6.09375%) בניכוי תמלוגים לצדדים שלישיים ולשותף הכללי.

⁵³ הצגת כל העתודות, לרבות הגז, במונחי כמויות של מיליוני חביות נפט, ובהנחת יחס יחידות גז לחביות נפט של BOE = 6 MCF.

⁵⁴ בתהליך המעבר מכמויות Gross לכמויות Net מתבצעת המרה של הגז הטבעי לגז טבעי נמכר, וכן נעשה שימוש בחלק מהגז המופק לצרכי הפקה שוטפת. הנתונים מייצגים את השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט כמפורט בה"ש.

המשאבים המותנים בקטגוריית 1C ירדו מ-30.7 ל-27.7 MMBBL וזאת בשל העברת משאבים מותנים לקטגוריית עתודות. המשאבים המותנים בקטגוריית 2C עלו מ-68.5 MMBBL בדוח הקודם ל-69.2 MMBBL וזאת בשל ניתוח חדש של נתוני הקידוחים. המשאבים המותנים בקטגוריית 3C עלו מ-76.5 MMBBL בדוח הקודם ל-91.6 MMBBL וזאת בעיקר לאור העברת עתודות לקטגוריית משאבים מותנים. השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה דוח משאבים שהוכן על ידי NSAI, נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ, 2026 ;
2. ציון שם התאגיד: נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת ;
3. המוסמך להעריך את העתודות בשותפות, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי ;
4. הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
5. הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
6. הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו העתודות שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
7. הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף - מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב-Resources Management System Petroleum (2018) כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח ;
8. הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר דוח העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
9. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור

בשותף הכללי

7.3.13. נתוני הפקה

להלן טבלה הכוללת את נתוני הפקת הנפט⁵⁵ בפרויקט בקסקין המיוחסים לשותפות בשנים 2024 ו-2025:

2024	2025	
768.9	847.38	סך הכל תפוקה המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקופה (באלפי חביות)
74.43	64.57	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ⁵⁶
(13.03)	(11.18)	תמלוגים ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ⁵⁷
(14.60)	(15.22)	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ⁵⁸
46.80	38.17	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית)
4.83%	4.70%	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בפרויקט (ב-%)

מפעילת הפרויקט עדכנה את השותפות כי מפעילת פלטפורמת ההפקה Lucius מתכננת לבצע גם במהלך שנת 2026 עבודות תחזוקה והתאמות בפלטפורמה. העבודות יבוצעו לטובת הבטחת המשך הפעילות התקינה של הפלטפורמה. עבודות אלה צפויות להשבית את הפלטפורמה באופן מלא למשך מספר שבועות במהלך השנה וכן לגרום לקיטון בקיבולת המוקצית להפקה מבקסקין למשך מספר ימים נוספים. בשלב זה, השותפות מעריכה כי כמות ההפקה שתקטן בשל עבודות אלה תתקזז אל מול כמות ההפקה שתתווסף לקיבולת המוקצית הקבועה בימים בהם יתאפשר לפרויקט בקסקין להזרים לפלטפורמה כמויות הגבוהות מ-30,000 חביות ליום ועל כן היקף ההפקה הכולל לא יפגע באופן מהותי.

ההערכות לעיל בדבר ההפסקות הצפויות בהפקה בשל עבודות התחזוקה וההתאמה הינן הערכות בלבד המבוססות על מידע הקיים בשותפות בהתאם לעדכוני מפעילת הפלטפורמה. יתכן כי ההפסקות תימשכנה לזמן ארוך מהצפוי.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכת מפעילת הפלטפורמה והשותפות בדבר עבודות התחזוקה, משכן והצפי להשפעתן על ההפקה מהבארות וכן הערכת השותפות בדבר אי פגיעה בהיקף ההפקה הכולל החזוי, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הערכות אלו מתבססות, בין היתר, על הערכות מפעילת הפלטפורמה ביחס למשך ההשבחה הצפוי והשפעתה הצפויה על הספיקות המוקצבות להפקה מבקסקין וכן על הערכת השותפות בהתבסס על המידע הקיים בידיה ביחס להפקה הנוכחית מנכס הנפט. ההערכות הנ"ל עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית כתוצאה משינויים ו/או עיכובים באותם גורמים.

⁵⁵ בנוסף הופקו כמויות גז בשיעור זניח. הנתונים המובאים בטבלה ביחס לשיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה (נפט), בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגל עד 2 ספרות אחרי הנקודה העשרונית. מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (נפט) המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) לפני השפעת עסקאות גידור. ⁵⁶ מייצג תמלוגים לממשל הפדראלי בארה"ב, לצדדים הקשורים לשותפות, לבעלי עניין בשותף הכללי ולצדדים שלישיים. ⁵⁷ עלות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (נפט) המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) בגין חלק השותפות, נטו, הינה כ-17.97 דולר לחבית (בקירוב גם במונחי BOE) וכ-18.73 דולר לחבית (בקירוב גם במונחי BOE), בשנים 2024 ו-2025, בהתאמה. ⁵⁸ עלות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה (נפט) המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) בגין חלק השותפות, נטו, ברבעון הרביעי של שנת 2025 הינה כ-18.89 דולר (בקירוב גם במונחי BOE). יחס זה מחושב כסך עלויות ההפקה המיוחסות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות כאשר הוא מחולק במספר החביות האפקטיבי (נטו מזכויות בעלי התמלוגים), המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות.

7.3.14. הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט בקסקין

(א) הסכם התפעול המשותף

פעילות ההפקה במסגרת רישיונות בקסקין מוסדרת בהסכם תפעול משותף (Unit Operating Agreement) כפי שתוקן מעת לעת, בתוקף מיום 1 באוגוסט, 2014 (להלן: "הסכם התפעול המשותף").

בנוסף, נאויטס ארה"ב החזקות קיבלה את הסכמות כל הצדדים להסכם התפעול המשותף, להכיר בזכותה העצמאית להצביע ולפעול בכל העניינים לגביהם מתקבלות החלטות על פי הסכם התפעול המשותף.

(ב) הסכם איחוד פעולות ברישיונות (Buckskin Unit Agreement)

לצורך איחוד פעילות החיפוש, הפיתוח וההפקה בשטח רישיונות בקסקין המורכב ממספר רישיונות כמפורט בסעיף 7.3.1 לעיל, חתמו השותפים במאגר (להלן: "מחזיקי הזכויות") בספטמבר 2014 על הסכם המאחד את הפעולות בשטחי הרישיונות האמורים כאילו היו רישיון אחד (להלן בסעיף זה: "ההסכם"). השטח המאוחד נקרא Keathley Canyon Block 872 Unit. ההסכם אושר על ידי המפקח של אזור מפרץ אמריקה מטעם BSEE והוא בתוקף מיום 1 באוגוסט, 2014. BSEE אישר, בין היתר, כי כל פעולות הקידוח ו/או ההפקה שיבוצעו בשטח אחד הרישיונות תהיינה מקובלות ויראו בהן כאילו בוצעו לטובת כל אחד מהרישיונות, וכי אף אחד מהרישיונות לא יפוג בגין כשל לקדוח או להפיק ברישיון עצמו, אם הדבר בוצע כנדרש אך באחד הרישיונות האחרים. בחלוף 5 שנים מתאריך הענקת הרישיונות צומצם שטח איחוד הרישיונות לשטח הרישיונות מהן מתקיימת הפקה, כאשר הרישיונות האחרים מוחזקים מכוח SOP או Held By Operations (לפרטים נוספים, ראה סעיף 7.3.1).

המפעילה; התפטרות המפעילה והעברתה מתפקידה; בחירת מפעילה מחליפה
למעט אם נקבע אחרת, ניתנו למפעילה בשטח הרישיונות עליו חל ההסכם (Unit Operator)⁵⁹ כל הסמכויות והחובות בקשר לניהול פעולות קידוח, פיתוח והפקה בנכס.

המפעילה רשאית להתפטר מתפקידה בכל עת, והתפטרותה כאמור תיכנס לתוקף כעבור 60 ימים אחרי שמסרה את הודעתה ליתר מחזיקי הזכויות ולמפקח מטעם BSEE, ובלבד שכל מה ששימש לביצוע הפעולות ברישיונות נמצא במצב משביע רצון מצד המפקח כאמור לצורך העברת הפעילות, או אם אין מפעילה מחליפה, לצורך השעיית או נטשת הפעולות. אם מונתה מפעילה מחליפה, ההתפטרות תיכנס לתוקף עם מינויה ואישורה של המפעילה המחליפה.

ניתן להעביר את המפעילה מתפקידה בהצבעה, בהתאם להוראות שנקבעו בהסכם התפעול המשותף (לפרטים אודות הסכם זה ראו סעיף 7.3.14(ה) להלן).

העברה מתפקיד לא תיכנס לתוקף עד שמחזיקי הזכויות יידעו את BSEE והמפעילה עצמה ועד אשר המפקח כאמור יאשר את בחירתו של המפעילה המחליפה.

⁵⁹ ה- Unit Operator לפי הסכם איחוד פעולות ברישיונות וה- Operator לפי הסכם התפעול המשותף, המתואר להלן, הינו LLOG.

התפטרות המפעילה או העברתה מתפקיד אינה פוטרת את המפעילה מאחריות לכל אי-עמידה בחובות שהיו מוטלים עליה עובר למועד שבו ההתפטרות ו/או העברה מתפקיד, לפי העניין, נכנסה לתוקף. ככל שלא תמונה מפעילה מחליפה תוך 60 ימים לאחר ההודעה למפקח מטעם BSEE כאמור לעיל, המפקח רשאי למנות אחת ממחזיקות הזכויות (שאינה המפעילה) כמפעילה מחליפה, או לחילופין לקבוע כי ההסכם בטל.

(ג) הסכם תפעול משותף בשטח המאוחד

המפעילה לפי הסכם זה ומחזיקי הזכויות ברישיונות יחתמו על הסכם תפעול משותף ביחס לשטח המאוחד, אשר יתאר כיצד העלויות וההתחייבויות יתחלקו ביניהם בנוגע לביצוע פעולות בהתאם להסכם זה (לפרטים נוספים אודות הסכם התפעול המשותף בשטח המאוחד, ראו סעיף 7.3.14(ה) להלן). אין בהוראות הסכם התפעול המשותף כאמור כדי לשנות את התנאים וההוראות שנקבעו בהסכם זה, או להחליף אי אלו מההתחייבות של מחזיקי הזכויות או המפעילה שנקבעו בהסכם זה. בכל מקרה של סתירה בין שני ההסכמים, הוראות הסכם איחוד הפעולות ברישיונות יגברו.

(ד) ויתור על רישיונות

בהתאם לתנאי הרישיונות והדין החל, לחוכר של רישיון, בכפוף להוראות הסכם התפעול המשותף, יש זכות לוותר על זכויותיו, חלקן או כולן, ובלבד שניתנה הסכמת BSEE לכך מראש. במקרה שבו ויתור כאמור מביא להחזקה ברישיון אחד בלבד, יראו בהסכם מבוטל באופן אוטומטי החל מהמועד שבו רק רישיון אחד כפוף להסכם.

(ה) הסכם תפעול משותף (Buckskin Unit Operating Agreement)

כללי

פעילות ההפקה במסגרת רישיונות בקסקין מוסדרת בהסכם תפעול משותף (Unit Operating Agreement) כפי שתוקן מעת לעת, בתוקף מתאריך 1 באוגוסט 2014 (להלן בסעיף זה: "**הסכם התפעול המשותף**" או "**ההסכם**"). הסכם התפעול המשותף נחתם ביחד עם הסכם איחוד הפעולות ברישיונות, וצורף לאותו הסכם כאשר הוגש לאישור המפקח מטעם ה-BSEE.

מטרת הסכם התפעול המשותף היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי הרישיונות (להלן בסעיף זה: "**שטח ההסכם**").

כאמור לעיל, אין בהוראות ההסכם כדי לשנות את התנאים וההוראות שנקבעו בהסכם איחוד הפעולות ברישיונות המתואר בסעיף 7.3.14(ב) לעיל, או להחליף אי אלו מההתחייבות של מחזיקי הזכויות או המפעילה שנקבעו בהסכם איחוד הפעולות ברישיונות כאמור. בכל מקרה של סתירה בין שני ההסכמים, הוראות הסכם איחוד הפעולות ברישיונות יגברו.

להלן יפורטו הוראות עיקריות בהסכם:**1. זהות המפעילה, זכויותיה וחובותיה**

LLOG Exploration Offshore, LLC משמשת כמפעילה (Operator) תחת ההסכם (להלן: "המפעילה").

בכפוף לתנאי ההסכם, המפעילה אחראית באופן בלעדי לניהול הפעולות בשטח ההסכם. המפעילה רשאית להעסיק קבלני משנה ו/או עובדים לביצוע הפעולות כאמור. המפעילה תקבע את מספר העובדים ומספר הקבלנים, תבחר אותם ותקבע את שעות עבודתם ואת התמורה שתשולם.

המפעילה תבצע את תפקידיה בשקידה ראויה ובהתאם לנהלים מקובלים בתחום הנפט.

המפעילה נדרשת להשיג ולקיים את הביטוחים המפורטים בהסכם בהתאם להוראות הכלולות בו.

עוד חייבת המפעילה, להרשות לנציגי כל צד בכל זמן סביר בשעות העבודה המקובלות גישה לרישומי החשבון המשותף בהתאם להוראות כללי ההתחשבות הקבועים בהסכם.

המפעילה לא תהא אחראית כלפי הצדדים האחרים להסכם בגין כל חבות או הפסד, אלא אם נבעו מהתנהגות פסולה בזדון (Willful Misconduct) או רשלנות רבתי של המפעיל.

המפעילה תדווח לצדדים ותמציא להם, בין היתר, העתק מכל בקשה לקידוח על תיקוניה, עדכונים יומיים לגבי ההתקדמות של הקידוח, העתק של לוגים וסקרים שביצעה, העתק דיווחים שנשלחו לגופים רגולטוריים ועוד. כמו כן, המפעילה תספק על-פי בקשה של מי מהצדדים כל מידע זמין נוסף על חשבונם.

2. התפטרות המפעילה והעברתה מתפקידה; בחירת מפעילה מחליפה

המפעילה רשאית להתפטר בכל עת בהודעה בכתב ליתר הצדדים, למעט במצב של כוח עליון, כהגדרתו בהסכם. כמו כן, אם המפעילה חדלה מלהחזיק זכויות ההשתתפות ברישיונות יראו במפעילה כאילו התפטרה מתפקידה, מבלי שיתר הצדדים יצטרכו לנקוט בכל פעולה שהיא לשם כך למעט בחירתה של מפעילה מחליפה.

כמו כן, ניתן להעביר את המפעילה מתפקידה בהחלטה של יתר הצדדים להסכם (שאינם המפעילה), כאשר ההחלטה צריכה להתקבל על ידי שני צדדים או יותר המחזיקים לפחות 50% מזכויות ההצבעה (אם רק שני צדדים להסכם רשאים להשתתף בהצבעה, אזי ההחלטה צריכה להתקבל על ידי צד או יותר המחזיקים לפחות 65% מזכויות ההצבעה), בכל אחד מהמקרים הבאים: (1) אם המפעילה נעשתה חדלת פירעון, פושטת רגל או נמצאת בהליך כינוס נכסים; (2) כונס נכסים מונה למפעילה או לחלק משמעותי מנכסיה או ענייניה; (3) המפעילה נמצאה אחראית לפעולה שבוצעה בזדון (Willful Misconduct) או רשלנות רבתי;

(4) חוסר יכולת של המפעילה לעמוד בסטנדרטים של תפעול המפורטים בהסכם; (5) המפעילה ביצעה הפרה מהותית של ההסכם ולא תיקנה את ההפרה תוך 30 ימים מקבלת הודעה על הפרה כאמור. על אף האמור, אם לא ניתן לתקן את ההפרה תוך פרק זמן זה, והמפעילה החל בתקופה זו בפעולות או צעדים לתיקון ההפרה אזי המפעילה לא תועבר מתפקידה.

החלטה כאמור תיכנס לתוקפה ובלבד שהתקבלה תוך 90 ימים לאחר שנודע לאחד הצדדים להסכם (שאינו המפעילה) אודות אחד המקרים המתוארים לעיל.

התפטרות המפעילה או העברת המפעילה מתפקידה כאמור תיכנסנה לתוקפן בבוקר היום הראשון בחודש הקלנדרי העוקב שיחול לאחר חלוף 90 יום ממועד הודעת ההתפטרות או החלטה על העברת המפעילה מתפקידה, אלא אם הוסכם אחרת.

עם התפטרות או העברת המפעילה מתפקידה, תיבחר מפעילה מחליפה על ידי הצדדים להסכם, כאשר ההחלטה צריכה להתקבל על ידי שני צדדים או יותר המחזיקים לפחות 50% מזכויות ההצבעה (אם רק שני צדדים להסכם רשאים להשתתף בהצבעה, אזי ההחלטה צריכה להתקבל על ידי צד או יותר המחזיקים לפחות 65% מזכויות ההצבעה). הצבעתה של המפעילה לא תיספר ככל שהיא נמנעה מהצבעה או מצביעה אך ורק במטרה לקבל חזרה את תפקיד המפעילה. ככל שקיימים רק שני צדדים להסכם, מי שאינה המפעילה באותה עת תהפוך למפעילה.

בהתאם לאמור לעיל, אין בהוראות כדי לגרוע מההוראות שנקבעו בקשר עם התפטרות מפעילה והעברת מפעילה מתפקידה שנקבעו בהסכם איחוד הפעולות ברישיונות, המתואר בסעיף 7.3.14 (ב) לעיל.

3. אופן ההתחשבנות

אלא אם נקבע אחרת, המפעילה תשלם את כל ההוצאות על פי ההסכם, והצדדים המשתתפים (בהתאם להגדרתם בהסכם) יחזירו לה הוצאות אלה, בהתאם לשיעור החזקתם. המפעילה רשאית לדרוש מהצדדים המשתתפים להקדים ולשלם, כל אחד את חלקו, בהוצאות המשוערות, בהתאם להוראות ההסכם.

4. תכניות עבודה ותקציבים

ההסכם קובע פרוצדורה והליכים להגשה ואישור תכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) לביצוע פעולות בשטחים שההסכם חל עליהם. בין היתר, המפעילה לא תבצע פרויקט מסוים שעלותו המוערכת עולה על 500,000 דולר ללא אישור מראש ובכתב (או אם הדבר אושר בהצבעה של הצדדים להסכם), למעט פעולות הדרושות במקרי חירום בהתאם לשיקול דעתה כמפעילה סבירה ואחראית.

5. בטוחות ושעבודים של זכויות השותפים

להבטחת כל התחייבויותיהם לפי הסכם התפעול המשותף הקנו הצדדים שאינם המפעילה למפעילה זכות שעבוד, בין היתר, על כלל זכויותיהם ברישיונות, הנכסים שירכשו בקשר לרישיונות והפעולות שיבוצעו לפי הסכמי התפעול, זכויותיהם לפי כל הסכמי הפרויקט, וזכויותיהם בהסכמי מכר ותקבולי מכירה (להלן: "**הבטוחה למפעילה**").

בהסכם הובהר כי הבטוחה למפעילה תהיה בעלת עדיפות על פני זכויות שרכש כל אדם אחר מהשותפים ברישיונות, וכי כל רכישה של אינטרס ברישיונות, בין אם בהעברה, מיזוג, שעבוד, פעולה על פי דין או בכל דרך אחרת, תהיה כפופה (subordinated) לבטוחה למפעילה ולזכויות השותפים לפי הסכם התפעול המשותף.

6. פעולות שלא על ידי כל הצדדים

הסכם התפעול המשותף קובע כי כל החלטה על ביצוע פעולה כלשהי בשטח הרישיונות תובא להצבעה של השותפים ברישיון. ככל שהחלטה כאמור אושרה ברוב הנדרש אך לא על ידי כל השותפים, יהיו השותפים שאישרו את הפעולה רשאים לבצע על חשבונם בלבד, כפעולה שאינה בהסכמה - Non-Consent Operation (להלן: "**פעולה שאינה בהסכמה**"). כל שותף רשאי להציע לשותפים לבצע פעולה שאינה בהסכמה, בתנאי שההצעה נעשית בתום לב, וכוללת תקציב ועומק מטרה סבירים לשטח הרישיונות, ובתנאי שהפעולה המוצעת לא תסכן, תסכל או תפריע באופן בלתי סביר לפעולות המשותפות. הצדדים המשתתפים בפעולה שאינה בהסכמה יהיו אחראים וישפו את הצדדים שאינם משתתפים על כל נזק שיגרם בקשר עם ביצוע הפעולה שאינה בהסכמה.

ההסכם מגדיר מספר מצבים אפשריים לביצוע פעולות שאינן בהסכמה, וקובע תוצאות שונות של פעולות אלו ביחס לצדדים שאינם משתתפים בפעולה. לגבי פעולות כאמור שאינן הכרחיות לצורך שמירה על הרישיונות לפי תנאיהם או לפי הוראה רגולטורית מחייבת, ההסכם קובע כי זכויותיהם של הצדדים שאינם משתתפים ביחס לשטח שבו תבוצע אותה פעולה, לרבות הזכות לקבלת הנפט שיופק, תועבר לצדדים המשתתפים בפעולה (ללא תמורה) כל עוד נמשכת הפעולה ועד למועד שבו הצדדים המשתתפים החזירו את השקעתם (בכל הנוגע לחלקם של הצדדים שלא השתתפו) בתוספת פרמיה על השקעתם (בין 300% 600% במקרה של אקספלורציה, 300%-400% במקרה של הערכה 300% במקרה של פיתוח, ו- 100%-200% במקרה של הפקה). לאחר מועד זה, הצדדים שלא השתתפו בפעולה יחזרו ויהיו זכאים לזכויות האמורות. אם, לעומת זאת, הפעולה שאינה בהסכמה הינה פעולה הכרחית לצורך שמירה על הרישיונות לפי תנאיהם או לפי הוראה רגולטורית מחייבת, אזי יחולטו זכויותיהם של השותפים שאינם משתתפים ביחס לשטח בו מתבצעת הפעולה וזכויות אלו יועברו ללא תמורה לצדדים המשתתפים בפעולה כאשר לצדדים שלא השתתפו בפעולה לא תהיה עוד זכות לקבלן חזרה.

7. זכויות הצבעה

בכל עניין המובא להצבעה, לכל צד להסכם יהיו זכויות הצבעה בהתאם לשיעור החזקתו ברישיונות (וככל ומדובר בפעולת Non-Consent, אזי שיעורי ההשתתפות שלו באותה פעולה), לפי העניין.

למעט אם נקבע אחרת בהסכם, עניין המובא להצבעה יתקבל באופן הבא: אם שני צדדים להסכם רשאים להשתתף בהצבעה, אזי ההחלטה צריכה להתקבל על ידי צד או יותר המחזיקים לפחות 65% מזכויות ההצבעה. אם יותר משני צדדים להסכם רשאים להשתתף בהצבעה, ההחלטה צריכה להתקבל על ידי שני צדדים או יותר המחזיקים במשותף לפחות 50% מזכויות ההצבעה. למעט אם נקבע אחרת בהסכם, ככל ופעולה או פעילות כלשהי אושרה שלא על ידי כל הצדדים, אזי צד שהצביע נגד או בחר שלא להשתתף בפעילות, רשאי תוך 48 שעות ממועד קבלת תוצאות ההחלטה לבצע הצבעה מאוחרת ולהשתתף בפעולה. ככל שלאחר המועד שבו ניתן לבצע הצבעה מאוחרת, ישנו לפחות צד שאינו משתתף בפעילות או בפעולה המאושרת, כל אחד מהצדדים שהצביעו בעד להשתתף נדרש בתוך 48 שעות נוספות להודיע למפעילה אם הוא מגביל את שיעור השתתפותו בפעולה לשיעור החזקתו ברישיונות, או שהוא מסכים לשאת בחלקו היחסי בפעילות המאושרת. ככל שאחד הצדדים בחר להגביל את השתתפותו כאמור, ויתר הצדדים המשתתפים אינם מסכימים לשאת ביתרת העלויות, יראו בהצעה לפעילות המאושרת כאילו נמשכה, והיא לא תבוצע.

8. סנקציות החלות על השותפים ותנאים להטלתן

במקרה שצד שלא שילם במועד את חלקו היחסי בהוצאות, כולל מקדמות וריבית, או ביצע הפרה אחרת של התחייבויותיו (להלן: "צד מפר"), תהא המפעילה רשאית למסור לו הודעה לפיה אם לא ישלם תוך 30 ימים הוא יימצא בהפרה. צד מפר יהיה חשוף לסנקציות כמפורט בהסכם, ובכפוף לתנאים מסוימים תהא המפעילה רשאית, בין היתר, לממש כנגד הצד המפר את הבטוחה למפעילה שניתנה על ידו. כל עוד ההפרה נמשכת, הצד המפר לא יהא זכאי לגישה לאסדה, מערכות הפקה, מתקנים, מפות, רישומים, נתונים ואינפורמציה הנוגעים לפעולות ברישיונות, וכן לא יהא זכאי להשתתף בשיבות. כמו כן, כל עוד ההפרה נמשכת, הצד המפר לא יהא רשאי להצביע או לקבל החלטות בעניינים שנקבעו בהסכם. צד מפר רשאי להודיע למפעילה כי תשלום מסוים לא נעשה כתוצאה ממחלוקת בתום לב לגבי אותו תשלום, ובמקרה שכזה אי התשלום לא ייחשב כהפרה, ובלבד שסכומים לגביהם אין מחלוקת ישולמו באופן מיידי למפעילה.

9. אופן דילול אחזקת שותפים - העברת זכויות

בהסכם התפעול המשותף נקבעו הוראות ותנאים בנוגע לזכות השותפים להעביר או להמחות את הזכויות ברישיונות. צד רשאי להעביר את מלוא או חלק מזכויותיו ברישיונות לצד ג' שהינו בעל יכולת פיננסית לשאת בהתחייבויות על פי ההסכם, וזאת בכפוף למתן הודעה לצדדים האחרים והענקת זכות סירוב

ראשונה לשותפים האחרים לרכשן בתנאים שנקבעו בהסכם, זאת למעט מקרים מסוימים שפורטו שבהם לא נדרשת הודעה או הענקה של זכות סירוב ראשונה, ובכלל זאת במקרה שצד מעוניין לשעבד את זכויותיו או חלק מהן, ובתנאי שהשעבוד האמור יהיה כפוף ונדחה מפני זכויות הצדדים האחרים להסכם התפעול המשותף והבטוחה למפעילה.

(ו) הסכמים לעניין טיפול והולכה של נפט וגז טבעי שיופקו מהנכס

נכון למועד הדוח, ההסכמים המסדירים את הטיפול וההולכה של הנפט והגז הטבעי שיופקו מנכס הנפט, הינם כמפורט להלן:

1. שירותי טיפול בפלטפורמה: ביום 15 בינואר 2015, נחתם הסכם למתן שירותי טיפול בנפט וגז טבעי בין המחזיקים ברישיונות בקסקין לבין בעלי הזכויות והמחזיקים בפלטפורמת הטיפול הצפה Lucius (להלן: "Lucius"), לפיו הפלטפורמה תספק לבקסקין שירותי טיפול בנפט והגז הטבעי שיופקו משטח הרישיונות (ובכלל זה שירותי קבלה, חימום, הפרדה, ייבוש, דחיסה, מדידה, בקרת איכות ועוד) ולאחר מכן הזרמתם לצינורות ההולכה המחוברים לפלטפורמה. ההסכם הינו ללא מגבלת זמן, עד אשר יתבטל או יבוטל על ידי הצדדים בהתאם להוראות הקבועות בהסכם. בכפוף לזכויות לביטול ההסכם כאמור, ניתנה לפלטפורמת Lucius זכות לבלעדיות (dedication) לגבי כל התפוקה שתנבע מהרישיונות במשך כל תקופת הפיתוח וההפקה.

ההסכם אינו מגביל את בעלי הפלטפורמה מלהתקשר בהסכמים אחרים לניצול היכולות הפנויות בפלטפורמה וצידה, לרבות טיפול בהפקה ממקורות אחרים שאינם רישיונות בקסקין.

ההסכם כולל תשלום חודשי מצד בקסקין, בין השאר, בגין עלויות הפקה ותפעול (ובכלל זה עלות הפקה חודשית מינימלית), עלות גישה למתקנים, עלות דחיסה ועוד. עלויות אלה מוצמדות (באופן המאפשר שינוי חיובי בלבד) לפקטור המפורסם על ידי ה-COPAS (Council of Petroleum Accountants Societies), או להתאמה אחרת כפי שתוסכם על הצדדים.

ההסכם כולל פטור מאחריות במקרה של אירוע כוח עליון (ובכלל זה, שיטפון, סופה, שריפה, פיצוץ, מלחמה, טרור, מחלוקת עבודה, חובת ציות לחוק, צו ועוד).

בכפוף לתנאים הקבועים בהסכם, היקף הטיפול אותו מחויבת Lucius להעמיד לטובת הפרויקט יעמוד על 30,000 חביות נפט ליום ו-15 MMscf גז טבעי ליום, כאשר אין חובה לנצל את מלוא ההיקף האמור. החל מחודש יולי 2019 לשותפים בפרויקט עומדת האפשרות להגדיל את ההיקף האמור בכפוף לאישור מפעילת הפלטפורמה. ההסכם מסדיר את התנאים לטיפול בכמות נוספת על בסיס מזדמן (Interruptible). לפרטים אודות צפי ביצוע עבודות תחזוקה והתאמות נדרשות בפלטפורמה ראו סעיף 7.3.13 לעיל.

2. הסכמי הולכה: בשנת 2016 נחתמו עם חברות הולכה שונות הסכמים להולכה של נפט וגז טבעי משטח רישיונות בקסקין לחוף. על פי ההסכמים האמורים, בין היתר, הוקנתה לחברות ההולכה עימן התקשרו זכות בלעדיות (dedication) לגבי כל ההפקה שתנבע מהרישיונות במשך כל תקופת הפיתוח וההפקה.

השותפות מחזיקה באמצעות Navitas Monument US LLC ו- Navitas Monument US II LLC חברות בת (בשרשור) בבעלות מלאה של השותפות (להלן בסעיף זה: "חברות הפרויקט"), ב- 28.57% מהזכויות בתגלית מוניומנט, שהינה תגלית בפיתוח במימיו העמוקים של מפרץ אמריקה (להלן בסעיף זה: "מוניומנט" או "הפרויקט").

7.4.1. פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט מוניומנט	
מוניומנט (Monument)	שם נכס הנפט:
נכס ימי במפרץ אמריקה, כ- 415 ק"מ דרום מערבית מניו אורלינס, לואיזיאנה, ארה"ב, בעומק מים של כ- 1,930 מטרים.	מיקום:
שטחו הכולל של נכס הנפט הינו 23,040 אקרים כ- 93 קמ"ר.	שטח:
רישיונות נכס הנפט מאוחדים תחת הסכם איחוד רישיונות (Unit Agreement) (להלן בסעיף זה: "הרישיונות"). לפרטים אודות הסכם זה ראו סעיף 7.4.11 (ב) להלן.	
תגלית בפיתוח.	סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:
פעולות מותרות ברישיונות: חיפושים של נפט וגז, פיתוח והפקה בכפוף להגשת תכנית פיתוח ואישורה.	
2013 – G35080 – WR 271 2013 – G35081 – WR 272 2017 – G36084 – WR 316 2015 – G35733 – WR 315	תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:
2023 – G35080 – WR 271 2023 – G35081 – WR 272 2027 – G36084 – WR 316 2025 – G35733 – WR 315	תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:
בחודש אוקטובר 2023 הוחלט על ידי הרגולטור על העברת הרישיונות לסטטוס SOP כאשר השותפות מחויבת לעמידה באבני הדרך שנקבעו ב- SOP על מנת לשמרם. תוקפם של הרישיונות הנ"ל הוארך במסגרת זו מספר פעמים וכתת הרישיונות בתוקף עד לחודש דצמבר 2026.	תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:
הרישיונות בסטטוס שהיית הפקה - Suspension of Production (SOP). הרישיונות צפויים לעבור לסטטוס Held By Operation לאחר תחילת הקידוחים במהלך שנת 2026. עם תחילת ההפקה מנכס הנפט הרישיונות צפויים לעבור לסטטוס Production (HBP) ותוקפם יוארך אוטומטית עד לשנה ממועד סיום ההפקה בנכס הנפט. לפרטים אודות הסכם איחוד הרישיונות (Unit Agreement) ראו סעיף 7.4.11 (ב) להלן.	תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:
הארכה של תוקף רישיונות מעבר לתוקפם המקורי או מעבר להארכה שניתנה, מתבצעת באחת מארבע דרכים עיקריות: 1. ביצוע קידוח ו/או פעולות מאושרות בשטח הרישיון מזכה את בעלי הרישיון בהארכה אוטומטית של עד שנה ממועד סיום העבודות. ישנן גם עבודות נוספות (דוגמת סקרים סיסמיים וכיו"ב) שניתן לבצע ברישיון ולקבל בגיין אישור הארכה מ-BSEE. 2. Suspension of Production - SOP, במקרה שלא החלה הפקת נפט מהרישיון בתקופת הרישיון (המקורי או המוארך), ניתן לקבל אישור על "השהיית הפקה" (SOP). במסגרת הענקת ה-SOP תיקבע תכנית עבודה מחייבת הכוללת אבני דרך לפיתוח הנכס, ממועד ההענקה ועד לתחילת הפקה. הארכת תוקף הרישיון על בסיס SOP ניתנת לתקופות קצובות בלבד – לרוב, בנות כשנה בכל פעם. כל עוד בעלי הרישיון עומדים בתכנית העבודה, ה-SOP יוארך לתקופה קצובה נוספת עד לתחילת ההפקה. 3. Lease Holding Operations - לאחר תחילת ביצוע קידוחי פיתוח בנכס הנפט אך טרם החלה ההפקה מתקבל אישור Lease Holding Operations, המתיר לבעלי הזכויות להחזיק ברישיון למשך שנה מתום פעולות הקידוחים עד לתחילת הפקה מנכס הנפט. 4. Held By Production (HBP) - עם תחילת הפקה מסחרית בשטח הרישיון תוקפו של הרישיון מוארך אוטומטית עד לשנה מתום הפקה מסחרית.	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציון את תקופת הארכה האפשרית:
(להלן בסעיף 7.4 זה: "המפעילה") BOE Exploration & Production LLC.	ציון שם המפעיל (Operator):

פרטים כלליים אודות נכס הנפט מוניומנט		
Navitas Monument US LLC ⁶⁰	20%	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:
Navitas Monument US II LLC	8.57%	
Beacon Offshore Energy Production LLC	30%	
Beacon Offshore Energy Monument LLC	11.67%	
Talos Energy Offshore, LLC	29.76%	

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
זכויות בשיעור של 20% שנרכשו ביום 5 ביוני 2023. ביום 1 במרץ 2024 הגדילה השותפות את החזקותיה בפרויקט בשיעור של 8.57% נוספים.	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:
החזקה בנכס הנפט בשיעור של 28.57% באמצעות נאוויטס מוניומנט, חברות בת (בשרשור) בבעלות מלאה (100%) של השותפות.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
21.05%	ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
כ- 89,683 אלפי דולר	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך שנה ושבעת החודשים שקדמו ליום 31.12.2025 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

7.4.2. פעולות טרם ההחזקה בנכס הנפט

זהות בעל הזכות במועד ביצוע הפעולה	תקופה שבה הפעולה בוצעה	תיאור תמציתי של הפעולה	תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה
Equinor	דצמבר 2019	קידוח באר תגלית ראשונה בשטח רישיון 272	סה"כ הושקעו בנכס הנפט כ- 300 מיליון דולר
	נובמבר 2021	קידוח באר אימות והערכה שניה בשטח רישיון 271	
	מועדים שונים בשנות ההחזקה בנכס הנפט	רכישה ועיבוד של סייסמיקה	

7.4.3. עמידה בתכנית עבודה

למיטב ידיעת השותפות, תכנית העבודה המפורטת ברישיונות עד למועד זה, קוימה במלואה.

7.4.4. תכנית עבודה בפועל ומתוכננת

ביום 1 במרץ, 2024, התקבלה החלטת השקעה הסופית (FID) Final Investment Decision לפיתוח פרויקט מוניומנט.

במסגרת ה-FID אושר תקציב ראשוני לפיתוח הפרויקט, שההפקה ממנו תבוצע באמצעות מתקן ההפקה והטיפול (FPS) של פרויקט שנדואה, בסך של כ- 259 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ- 74 מיליון דולר). סך התקציב המוערך הכולל לפיתוח הפרויקט מסתכם בכ- 855 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ- 244 מיליון דולר).

ממועד קבלת החלטת ההשקעה הסופית (FID) עד למועד הדוח, הסתכמו הוצאות פרויקט מוניומנט בפועל לכ- 42% מעלויות הפיתוח עד למועד תחילת ההפקה, וזאת במסגרת התקציב המאושר.

בחודש פברואר, 2025, התקשרה השותפות (באמצעות חברות הפרויקט) בהסכם מימון פרויקטלי לפיתוח הפרויקט בהיקף של 150 מיליון דולר. בהתאם להסכם המימון

⁶⁰ נוסף לרישיונות המאוחדים, מחזיקה נאוויטס בשיעור של 40%-32% ברישיונות סמוכים לתגלית מוניומנט, אשר אינם נכללים בתכנית לפיתוח נכס הנפט. כמו כן לא מיוחסים לרישיונות אלו עתודות ו/או תזרימי מזומנים ולמיטב ידיעת השותפות לא קיימות חבויות בגין.

הפרויקטלי, על השותפות להשקיע כ- 100 מיליון דולר כהון עצמי. נכון למועד אישור הדוחות, הושקע מלוא ההון העצמי והחלה משיכה מהמימון הפרויקטלי. לפרטים אודות הסכם המימון הפרויקטלי לפיתוח פרויקט מוניומנט ראו סעיף 12 להלן.

להערכת מפעילת הפרויקט, קדיחת שני קידוחי הפיתוח וההפקה בפרויקט צפויה להתחיל בחודש אפריל, 2026 כאשר ההפקה מהקידוח הראשון צפויה עד לסוף שנת 2026.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות לעיל ביחס לתקציב הראשוני והתקציב הכולל לפיתוח הפרויקט ומועד תחילת ההפקה, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך. המידע כאמור מבוסס על הערכות והשערות השותפות והמפעילה למועד זה, אשר עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית עקב גורמים שאין לשותפות שליטה עליהם, והכוללים, בין היתר, עדכון ההערכות וההשערות של המפעילה ו/או שינוי תנאי השוק ו/או מכלול של שינויים רגולטוריים ו/או שינויים בתנאים התפעוליים והטכניים בפרויקט.

להלן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות, בציון התקציב המשוער לביצוע כל פעולה וחלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב זה:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{61,62}	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ^{61,62}
2023	- גיבוש תוכנית פיתוח לנכס הנפט ואישורה - חתימה על הסכמי שירותי הפקה וטיפול מחייבים עם שותפי שנדואה - רכש מוקדם ציוד בעל זמן אספקה ארוך (long lead items) - קבלת אישור הרגולטור לאיחוד הרישיונות (Unitization) ולעדכון סטטוס הרישיונות ל-SOP	13,150	2,630
2024	- קבלת החלטת השקעה סופית (FID) - הענקת חוזה לקבלן אסדת קידוח - הזמנת שני עצי ראש באר (trees) התואמים לעבודה בלחצים של עד 20 אלף psi - אבן דרך של ה-SOP - רכש מוקדם של ציוד קידוח והשלמות בעל זמן אספקה ארוך (long lead items) - אבן דרך של ה-SOP - הענקת חוזה לקבלן צנרת ימית (SURF), התחלת תכנון הנדסי ורכש - אבן דרך של ה-SOP - הגשת מסמך תכנית פיתוח ותפעול לרשויות (Development Operations Coordination Document) - אבן דרך של ה-SOP - עבודות שדרוג ה-FPS של שנדואה	100,777	28,792
2025	- עבודות שדרוג ה-FPS של שנדואה - המשך תכנון הנדסי ורכש, ותחילת ייצור של הצנרת הימית (SURF) - התחלת קידוח באר ראשונה	204,000	58,261
2026	- קידוח והשלמת 2 בארות - קבלת 2 מערכות ניתוב זרימה ובקרה בראש הבאר (TREES) - סיום עבודות שדרוג ה-FPS של שנדואה - חיבור המערכת והפעלה ראשונית - תחילת הפקה	575,670	164,477
2027	- המשך הפקה - השלמת חיבור ל-FPS שנדואה	38,470	10,991

⁶¹ לא כולל דמי חכירה שנתיים בגין הרישיונות מהם עדיין לא מתבצעת הפקה. לא כולל עלויות סילוק ונטישה ולא כולל עלויות תפעול ותחזוקה.

⁶² הערכות בדבר עלויות תכנית פיתוח מופיעות בתחזית התזרים ומהוות הערכות כלליות בלבד המבוססות על קטגוריית העתודות 2P.

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{61,62}	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ^{61,62}
	• הזמנת ציוד שזמן אספקתו ארוך		
2028 ואילך	• המשך הפקה • קידוחי פיתוח נוספים	512,900	146,543

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - מובהר כי הנתונים וההערכות לעיל בדבר הפעולות המתוכננות, העלויות ולוחות זמנים לביצוע הפעולות השונות מהווים מידע צופה פני עתיד אשר אינו וודאי והמבוסס על מידע הקיים אצל השותף הכללי במועד הדוח, לרבות הערכות שנמסרו לשותפות על ידי המפעילה בנכס הנפט, אשר יכול להשתנות בהסתמך על ממצאים חדשים שיתקבלו וכן ממגבלות ו/או השפעות חיצוניות רבות כגון שינוי בתנאי נכס הנפט, תלות בקבלנים, זמינות ציוד וכדומה והינם בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד אשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. לפיכך, הפעולות שיבוצעו בפועל ועלותן עשויות להיות שונות באופן מהותי מן היעדים המוערכים או המשוערים כתוצאה משינויים ו/או עיכובים במגוון הגורמים כפי שפורטו לעיל.

7.4.5. שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות הקשורות בנכס הנפט

שיעור השתתפות	אחוז	שיעור מגולם ל- 100%	הסברים
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	28.57%	100%	ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 7.4.1 לעיל.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	21.05%	76.675%	ראו תחשיב בסעיף 7.4.6 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט	28.57%	100%	ראו תחשיב בסעיף 7.4.7 להלן.

7.4.6. ביאור לחישוב שיעור ההשתתפות המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר תגלית) ברמת נכס הנפט:		
תמלוג על לממשל	18.75%	
תמלוג על לצדדים שלישיים	2.7%	תמלוג על בשיעור של 1% ל-Equinor (החל רק על 20% מהזכויות בנכס הנפט), תמלוג על בשיעור של 1.5% ל-Anadarko US Offshore LLC, ותמלוג ל-WesternGeco בשיעור של כ- 0.5% (אינו חל עבור רשיון WR316 אשר אינו נלקח בחישוב מכיוון שלא צפויה להתבצע ממנו הפקה בהתאם לתכנית הפיתוח)
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	78.55%	
חלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	28.57%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	22.44%	

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר תגלית) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לשותף הכללי	1.393%	תמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות בנטרול תשלומים לממשל הפדרלי, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים לשותפות והיתרה מוחזקת על ידי צדדי ג'.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	21.05%	

7.4.7. שיעור ההשתתפות המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	28.57%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	100%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	28.57%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	28.57%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט	28.57%	

7.4.8. תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות החיפוש והפיתוח בנכס הנפט (באלפי דולר)

פריט	סך הכל שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעות בתקופה זו בנכס הנפט (באלפי דולר)	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לממשל (באלפי דולר)
תקציב שהושקע בפועל בחציון השני של שנת 2023	2,630	-	76
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2024	28,792 ⁶³	-	177
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2025	58,261	-	163

⁶³ עד לחדש פברואר 2024, הסכום הנ"ל מתייחס ל- 20% מהזכויות בנכס הנפט.

7.4.9. עתודות בנכס הנפט מוניומנט

(א) נתוני כמויות

1. על פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), עתודות הנפט והגז הטבעי שבנכס הנפט נכון ליום 31 בדצמבר, 2025 הינם כמפורט להלן:⁶⁴

סה"כ חלק השותפות (Net) ⁶⁵			סה"כ בנכס הנפט (Gross)			קטגוריית עתודות
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE ⁶⁷	נפט MMBBL	גז טבעי MMCF ⁶⁶	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE ⁶⁷	נפט MMBBL	גז טבעי MMCF ⁶⁶	
14.3	13.2	6.9	68.2	62.5	34.6	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
9.5	8.7	4.9	45.3	41.2	24.5	עתודות צפויות (Probable Reserves)
23.8	21.8	11.8	113.5	103.7	59.1	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
14.8	13.5	7.9	70.7	64.1	39.7	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
38.6	35.3	19.7	184.2	167.8	98.7	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

2. בדוח צוין כי שלב הבשלות אליו משויכות העתודות מוגדר כ- Approved for Development.

3. בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות הינן כמקובל בהערכת עתודות על פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), ואינן מותאמות לסיכונים; (ב) NSAI לא בדקה וביקרה באזור נכסי הנפט; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלולות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI ציינה כי ההערכות שלה בדוח מבוססות, בין היתר, על ההנחות שהנכסים יפותחו בהתאם לתכניות הפיתוח הקיימות שהוצגו על ידי מפעילת הנכס, שהנכסים יתופעלו כראוי, שלא יחולו תקנות או מגבלות רגולטוריות חדשות שישפיעו על יכולתם של בעלי הזכויות לשמור על ההפקה, ושנתוני ההפקה בפועל יתאמו את התחזיות שלה; (ה) NSAI עשתה שימוש במידע טכני וכלכלי הכולל, בין היתר, לוגים, מפות גיאולוגיות, מידע סיסמי, עלויות ומחירים היסטוריים, נתוני מבחני בארות, וזכויות בעלות בנכסים; (ו) ל-NSAI סופק כל המידע הנחוץ לצורך הכנת הדוח ולא הוגבלה הגישה ל-NSAI לאף מידע אשר היה בדעתה כי הוא הכרחי להכנת הדוח; (ז) כמקובל בהערכות בתחום הנפט והגז, ישנן אי ודאויות מובנות בפרשנות ההנדסית והגאו-פיזית, ולכן מסקנות NSAI מייצגות, כמקובל, פרשנות מקצועית בלבד; (ח) NSAI עשתה שימוש במידע שהתקבל מהשותפות, מהמפעילה

⁶⁴ יתכנו פערי סכימה הנובעים מעיגולי ספרות.

⁶⁵ לעניין זה, "Net" משמעו מכפלת סה"כ כמות הנפט והגז הטבעי, לפי העניין, בנכס הנפט (Gross) בשיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט (21.05%), וזאת בהתחשב בתמלוג הפדרלי בגין רישיונות WR 271 ו-WR 272 אשר משטחו צפויה להתבצע ההפקה. הגדרה זו תקפה גם ליתר הטבלאות בסעיף זה עבור מוניומנט.

⁶⁶ בתהליך המעבר מכמויות Gross לכמויות Net מתבצעת המרה של הגז הטבעי לגז טבעי נמכר, וכן נעשה שימוש בחלק מהגז המופק לצרכי הפקה שוטפת. הנתונים מייצגים את השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט כמפורט בה"ש.

⁶⁷ הצגת כל העתודות, לרבות הגז, במונחי כמויות של מיליוני חביות נפט, ובהנחת יחס יחידות גז לחביות נפט של BOE = 6 MCF.

בנכס הנפט, ממקורות מידע פומביים וממידע לא חסוי המצוי בידי NSAI; ו- (ט) NSAI לא בחנה את הזכויות החוזיות בנכסים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הנפט והגז הטבעי בנכס הנפט הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה במאגר, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או מתנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בנכס הנפט והפקה של נפט וגז טבעי.

עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות אשר אינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves) ישנו סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות העתודות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

(ב) נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן:

1. התזרים המהוון חושב לפי הערכת השותפות המבוססת על ממוצע תחזיות מחירי נפט וגז של גופים בינלאומיים הכוללים בנקים וגופי מחקר שנלקחו ממאגר FactSet⁶⁸: (1) מחירי נפט- נלקחו תחזיות לגבי מחירי נפט West Texas Intermediate (WTI). מחיר הנפט מותאם לאיכות הנפט ולהפרשי שערים, ביחס ל-WTI; (2) מחירי גז- נלקחו תחזיות לגבי מחירי גז טבעי Henry Hub. מחיר הגז מותאם לאיכות הגז ולהפרשי שערים.

להלן טבלה המרכזת את התחזיות ביחס למחירי הגז הטבעי והנפט בהם נעשה שימוש (לפני התאמות):

מחיר גז טבעי דולר/MMBTU	מחיר נפט דולר/חבית	תקופה של שנה המסתיימת ביום
3.93	59.13	31.12.2026
3.87	62.12	31.12.2027
3.81	65.07	31.12.2028
3.81	70.41	לאחר מכן

2. עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שהונחו על ידי NSAI בהתבסס על ידע משדות דומים ומנתונים שמסרה המפעילה. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות הולכה, עלויות טיפול בגז ובנפט במתקן הטיפול, עלויות יחידות הפקה ועלויות תחזוקת בארות ההפקה וכן את הערכת NSAI בנוגע להוצאות תקורה, אשר ניתן ליחסן באופן ישיר לנכס הנפט כפי שהוגדר על ידי המפעילה. העלויות אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.

⁶⁸ המעודכנים לחודש פברואר, 2026.

3. NSAI לקחה בחשבון, הפסקות בהפקה לצורך תחזוקה שוטפת וכן השבתות בשל תנאי מזג אוויר.
 4. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון מבוססות על עלויות תכנית הפיתוח וכוללות הוצאות הוניות אשר תידרשנה לקדיחת בארות חדשות ולציוד הפקה. ההוצאות ההוניות שסופקו ל-NSAI על ידי המפעילה נראות סבירות בעיניה, בהתבסס, בין היתר, על תכנית הפיתוח בנכס הנפט ועל ידע קודם שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים. כפי שהוגדר על ידי המפעילה, עלויות אלו אינן כוללות את הניצולת של המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
 5. עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על ידי המפעילה בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות ומתקני ההפקה. כפי שהוגדר על ידי המפעילה, עלויות הנטישה אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
 6. קצב ההפקה בפועל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה בו נעשה שימוש לצורך הערכת התזרים המהוון. NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות.
 7. בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון תמלוגים שישולמו ברמת נכס הנפט לממשל הפדרלי, בשיעור של כ-18.75%⁶⁹ בנוסף, נלקח בחשבון תמלוג על לצדדים שלישיים בשיעור של 2.7% ותמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים לשותפות והיתרה מוחזקת על ידי צדדי ג'.
 8. בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון מס בשיעור 21%. לצורך הצגת תשלומי המס במסגרת דוח התזרים, מחשבת השותפות את תשלומי המס ברמת נכס הנפט בלבד (על אף שחברת הנכס אינה נישומה למס בפני עצמה) ולא הובאו בחשבון השלכות של דוח המס המאוחד (הוצאות מימון והוצאות מטה אחרות בארה"ב, כמו כן לא הובאו בחשבון ניכוי מס במקור ככל ויחול בגין חלוקות רווחים לישראל שמקורם מנכס הנפט).
 9. העלות הממוצעת לחבית הינה כ-32.6 דולר וזאת ביחס לסך העלויות (עלויות הפעלה, עלויות פיתוח ועלויות נטישה ושיקום) בדוח התזרים המהוון (2P) מחולק בחלק נטו של השותפות בשווה ערך של חביות נפט, מתוך עלות זו, עלות ההפעלה לחבית היא כ-17.9 דולר.
- התזרים המהוון עודכן ביחס לתזרים המזומנים המהוון שנכלל בדוח העתודות שצורף לדוח התקופתי לשנת 2024 (להלן בסעיף זה: "**הדוח הקודם**") לאור עדכון הנחות מחירי נפט וגז ועלויות הפיתוח והתקדמות בתוכנית העבודה.
- להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 31.12.2025 באלפי דולר, המיוחס לחלקה של השותפות בעתודות שבנכס הנפט:

⁶⁹ וזאת בהתאם לתמלוג הפדרלי בגין רישיונות WR 271 ו-WR 272 אשר משטחם צפויה להתבצע ההפקה.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (1P) (Proved Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
שנה	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות (MMCF)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
2026	359	234	6,412	(1,632)	(1,278)	(164,477)	-	(160,975)	-	(160,975)	(157,127)	(153,544)	(150,196)	(147,059)
2027	8,061	4,273	151,212	(39,807)	(25,991)	(10,991)	-	74,424	(3,126)	71,298	66,280	61,824	57,847	54,279
2028	8,001	4,196	156,695	(41,250)	(25,924)	-	-	89,521	(3,760)	85,761	75,918	67,587	60,482	54,381
2029	7,447	3,924	157,236	(41,392)	(24,540)	(69,800)	-	21,504	(903)	20,601	17,368	14,759	12,634	10,886
2030	8,763	4,967	185,438	(48,816)	(29,117)	-	-	107,505	(4,515)	102,990	82,693	67,079	54,921	45,351
2031	7,331	4,191	155,162	(40,846)	(25,320)	-	-	88,996	(17,721)	71,275	54,504	42,202	33,051	26,155
2032	6,114	3,522	129,450	(34,078)	(22,079)	-	-	73,293	(15,392)	57,901	42,163	31,159	23,338	17,697
2033	4,675	2,683	98,962	(26,052)	(20,429)	-	-	52,481	(11,021)	41,460	28,753	20,283	14,532	10,560
2034	3,520	2,008	74,510	(19,615)	(19,519)	-	-	35,377	(7,429)	27,948	18,459	12,429	8,518	5,932
2035	2,655	1,506	56,191	(14,792)	(17,145)	-	-	24,254	(5,093)	19,160	12,053	7,747	5,078	3,389
2036	2,006	1,130	42,444	(11,173)	(15,347)	-	-	15,923	(3,344)	12,579	7,535	4,622	2,898	1,853
2037	1,518	850	32,110	(8,453)	(13,983)	-	-	9,674	(2,032)	7,643	4,360	2,553	1,531	938
2038	1,150	640	24,330	(6,405)	(12,946)	-	-	4,979	(1,046)	3,934	2,137	1,195	685	402
2039	873	483	18,463	(4,860)	(12,156)	-	-	1,446	(304)	1,142	591	315	173	97
2040	-	-	-	-	-	-	(22,143)	(22,143)	-	(22,143)	(10,910)	(5,556)	(2,915)	(1,572)
סה"כ	62,476	34,607	1,288,615	(339,171)	(265,774)	(245,268)	(22,143)	416,259	(75,684)	340,575	244,776	174,655	122,576	83,289

7.4. מוניומנט

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	שנה
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%								100% מנכסי הנפט		
201	205	210	214	220	-	220	-	-	(57)	(94)	371	13	21	2026
5,412	5,767	6,164	6,608	7,109	(312)	7,420	-	-	(1,825)	(3,303)	12,549	558	655	2027
2,344	2,607	2,913	3,272	3,696	(162)	3,858	-	(6,943)	(2,526)	(4,762)	18,089	701	910	2028
7,971	9,251	10,808	12,718	15,086	(661)	15,747	-	-	(3,286)	(6,801)	25,834	838	1,212	2029
(22,837)	(27,656)	(33,778)	(41,641)	(51,861)	2,274	(54,135)	-	(69,800)	(3,292)	(6,774)	25,731	791	1,210	2030
15,040	19,006	24,268	31,342	40,987	(5,189)	46,175	-	-	(10,736)	(20,335)	77,246	1,944	3,658	2031
11,691	15,418	20,584	27,854	38,251	(10,168)	48,419	-	-	(11,305)	(21,340)	81,063	2,060	3,837	2032
10,597	14,583	20,354	28,854	41,606	(11,060)	52,666	-	-	(10,649)	(22,623)	85,938	2,257	4,064	2033
8,201	11,777	17,185	25,521	38,640	(10,271)	48,911	-	-	(8,341)	(20,457)	77,708	2,087	3,672	2034
6,087	9,121	13,915	21,649	34,416	(9,148)	43,564	-	-	(7,324)	(18,183)	69,071	1,886	3,262	2035
4,477	7,000	11,166	18,201	30,386	(8,077)	38,463	-	-	(6,326)	(16,004)	60,793	1,683	2,870	2036
3,273	5,340	8,904	15,206	26,656	(7,086)	33,742	-	-	(5,382)	(13,979)	53,103	1,486	2,506	2037
2,381	4,054	7,068	12,646	23,276	(6,187)	29,463	-	-	(4,508)	(12,138)	46,110	1,303	2,175	2038
1,727	3,069	5,593	10,483	20,259	(5,385)	25,644	-	-	(3,714)	(10,490)	39,848	1,135	1,879	2039
2,754	5,106	9,730	19,108	38,779	(4,422)	43,202	22,143	-	(14,553)	(12,725)	48,337	1,349	2,281	2040
1,173	2,101	3,639	5,689	6,051	(9,089)	15,140	(28,143)	-	(66,252)	(39,138)	148,673	4,364	7,004	2041-2048
60,493	86,748	128,723	197,724	313,554	(84,945)	398,499	(6,000)	(76,743)	(160,076)	(229,145)	870,463	24,453	41,216	סה"כ

7.4. מוניומנט

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות וצפויות (2P) (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	שנה
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%								100% מנכסי הנפט		
(146,859)	(149,991)	(153,334)	(156,913)	(160,755)	-	(160,755)	-	(164,477)	(1,334)	(1,726)	6,783	247	380	2026
59,691	63,614	67,988	72,888	78,406	(3,437)	81,844	-	(10,991)	(27,816)	(43,110)	163,761	4,831	8,717	2027
56,724	63,089	70,500	79,190	89,457	(3,922)	93,379	-	(6,943)	(28,450)	(46,012)	174,784	4,897	8,911	2028
18,857	21,885	25,567	30,087	35,687	(1,565)	37,251	-	(69,800)	(27,826)	(48,193)	183,070	4,762	8,660	2029
22,514	27,265	33,301	41,053	51,129	(2,242)	53,370	-	(69,800)	(32,408)	(55,590)	211,169	5,757	9,974	2030
41,195	52,057	66,471	85,846	112,262	(22,909)	135,171	-	-	(36,056)	(61,181)	232,408	6,134	10,988	2031
29,388	38,756	51,743	70,016	96,152	(25,559)	121,712	-	-	(33,384)	(55,418)	210,513	5,582	9,952	2032
21,157	29,114	40,637	57,607	83,066	(22,081)	105,146	-	-	(31,078)	(48,675)	184,899	4,940	8,739	2033
14,133	20,294	29,614	43,980	66,587	(17,700)	84,288	-	-	(27,860)	(40,071)	152,219	4,095	7,193	2034
9,476	14,199	21,661	33,701	53,576	(14,242)	67,818	-	-	(24,469)	(32,975)	125,262	3,392	5,917	2035
6,330	9,898	15,788	25,736	42,965	(11,421)	54,386	-	-	(21,674)	(27,177)	103,237	2,813	4,876	2036
4,211	6,871	11,458	19,566	34,299	(9,117)	43,416	-	-	(19,365)	(22,432)	85,213	2,336	4,024	2037
2,784	4,740	8,263	14,783	27,209	(7,233)	34,442	-	-	(17,454)	(18,543)	70,440	1,943	3,326	2038
1,825	3,242	5,908	11,074	21,401	(5,689)	27,090	-	-	(15,870)	(15,350)	58,311	1,618	2,752	2039
1,181	2,190	4,174	8,197	16,637	(4,422)	21,059	-	-	(14,553)	(12,725)	48,337	1,349	2,281	2040
1,173	2,101	3,639	5,689	6,051	(9,089)	15,140	(28,143)	-	(66,252)	(39,138)	148,673	4,364	7,004	2041-2048
143,781	209,324	303,378	442,501	654,129	(160,629)	814,758	(28,143)	(322,011)	(425,850)	(568,317)	2,159,078	59,060	103,693	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	שנה
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%								100% מנכסי הנפט		
(201)	(205)	(210)	(215)	(220)	-	(220)	-	-	56	94	(371)	(13)	(21)	2026
(5,309)	(5,658)	(6,047)	(6,482)	(6,973)	306	(7,279)	-	-	1,621	3,180	(12,079)	(171)	(655)	2027
(10,523)	(11,703)	(13,078)	(14,690)	(16,595)	728	(17,323)	-	-	3,750	7,529	(28,602)	(619)	(1,470)	2028
(9,565)	(11,101)	(12,969)	(15,261)	(18,101)	794	(18,895)	-	-	3,682	8,067	(30,644)	(622)	(1,460)	2029
(12,325)	(14,926)	(18,230)	(22,474)	(27,990)	1,227	(29,217)	-	(6,943)	4,487	9,562	(36,323)	(916)	(1,720)	2030
1,150	1,454	1,856	2,397	3,135	14,688	(11,553)	-	-	2,347	4,967	(18,868)	(383)	(899)	2031
(19,939)	(26,295)	(35,107)	(47,505)	(65,238)	17,342	(82,579)	-	(81,229)	266	578	(2,194)	33	(109)	2032
9,692	13,338	18,616	26,390	38,054	(10,116)	48,169	-	-	(11,137)	(21,191)	80,496	2,437	3,788	2033
11,111	15,954	23,280	34,574	52,346	(13,915)	66,261	-	-	(14,955)	(29,019)	110,235	3,202	5,195	2034
10,859	16,270	24,821	38,617	61,391	(16,319)	77,710	-	-	(17,453)	(34,003)	129,165	3,713	6,089	2035
8,838	13,820	22,044	35,935	59,992	(15,947)	75,939	-	-	(17,200)	(33,280)	126,418	3,625	5,960	2036
6,664	10,873	18,132	30,964	54,278	(14,428)	68,706	-	-	(15,771)	(30,184)	114,661	3,269	5,407	2037
5,007	8,526	14,864	26,592	48,945	(13,011)	61,956	-	-	(14,425)	(27,292)	103,672	2,942	4,890	2038
3,752	6,667	12,151	22,774	44,014	(11,700)	55,714	-	-	(13,169)	(24,612)	93,495	2,644	4,410	2039
2,804	5,199	9,907	19,456	39,486	(10,496)	49,982	-	-	(12,006)	(22,149)	84,137	2,372	3,969	2040
8,308	17,999	40,692	95,978	234,456	(63,919)	298,375	(6,000)	-	(175,141)	(171,336)	650,852	18,165	30,715	2041-2058
10,323	40,211	100,724	227,050	500,979	(134,767)	635,745	(6,000)	(88,171)	(275,046)	(359,089)	1,364,051	39,679	64,090	סה"כ

7.4. מוניומנט

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (3P) (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	שנה
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%								100% מנכסי הנפט)		
(147,060)	(150,196)	(153,544)	(157,127)	(160,975)	-	(160,975)	-	(164,477)	(1,278)	(1,632)	6,412	234	359	2026
54,382	57,957	61,941	66,405	71,433	(3,132)	74,565	-	(10,991)	(26,195)	(39,930)	151,682	4,660	8,061	2027
46,202	51,385	57,422	64,500	72,862	(3,194)	76,056	-	(6,943)	(24,700)	(38,482)	146,182	4,278	7,441	2028
9,292	10,784	12,599	14,826	17,585	(771)	18,356	-	(69,800)	(24,144)	(40,126)	152,426	4,140	7,200	2029
10,189	12,339	15,071	18,579	23,139	(1,014)	24,154	-	(76,743)	(27,921)	(46,028)	174,845	4,841	8,254	2030
42,345	53,510	68,327	88,243	115,397	(8,221)	123,618	-	-	(33,709)	(56,214)	213,541	5,752	10,090	2031
9,449	12,461	16,636	22,511	30,914	(8,218)	39,132	-	(81,229)	(33,119)	(54,840)	208,319	5,615	9,843	2032
30,849	42,452	59,253	83,997	121,119	(32,196)	153,315	-	-	(42,215)	(69,865)	265,396	7,377	12,526	2033
25,244	36,248	52,894	78,553	118,933	(31,615)	150,548	-	-	(42,815)	(69,091)	262,454	7,297	12,387	2034
20,335	30,469	46,482	72,318	114,967	(30,561)	145,528	-	-	(41,922)	(66,978)	254,427	7,105	12,007	2035
15,168	23,718	37,832	61,671	102,957	(27,368)	130,325	-	-	(38,874)	(60,457)	229,656	6,438	10,836	2036
10,874	17,744	29,589	50,531	88,576	(23,546)	112,122	-	-	(35,136)	(52,617)	199,874	5,606	9,431	2037
7,791	13,265	23,127	41,375	76,155	(20,244)	96,398	-	-	(31,879)	(45,835)	174,112	4,885	8,215	2038
5,577	9,909	18,060	33,848	65,415	(17,389)	82,804	-	-	(29,039)	(39,963)	151,806	4,261	7,163	2039
3,985	7,389	14,082	27,653	56,122	(14,919)	71,041	-	-	(26,559)	(34,874)	132,474	3,720	6,250	2040
9,481	20,100	44,331	101,667	240,507	(73,008)	313,515	(34,143)	-	(241,392)	(210,474)	799,524	22,529	37,719	2041-2058
154,105	249,535	404,102	669,551	1,155,108	(295,396)	1,450,503	(34,143)	(410,183)	(700,895)	(927,405)	3,523,129	98,739	167,783	סה"כ

אזהרה - יובהר כי נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון מייצגים ערך נוכחי אך לאו דווקא מייצגים שווי הוגן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הנפט, הגז הטבעי ונוזלי הגז הטבעי שיופקו, קצב ומשך מכירותיהם מנכס הנפט מוניומנט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או נוזלי הגז הטבעי שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או נוזלי הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של העתודות בנכס הנפט (מחיר הנפט והגז וכמות מכירות הנפט והגז) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר), אשר בוצע על ידי השותפות:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	414,134	302,353	221,113	161,006	115,736	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	267,015	186,930	127,782	83,658	50,326
עתודות צפויות (Probable Reserves)	363,258	228,927	149,641	101,542	71,420	עתודות צפויות (Probable Reserves)	263,784	166,633	108,004	72,195	49,821
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	777,392	531,280	370,753	262,548	187,156	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	530,799	353,563	235,786	155,853	100,146
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	578,873	263,010	118,365	49,049	14,627	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	423,129	190,868	82,750	31,013	5,672
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,356,265	794,291	489,119	311,597	201,784	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	953,928	544,431	318,536	186,865	105,818
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	450,914	331,124	244,313	180,187	131,924	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	230,119	157,917	104,268	64,130	33,783
עתודות צפויות (Probable Reserves)	388,110	244,442	159,966	108,782	76,719	עתודות צפויות (Probable Reserves)	238,985	151,149	97,691	64,955	44,515
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	839,024	575,566	404,279	288,969	208,643	עתודות מוכחות וצפויות P-2 (Proved and Probable Reserves)	469,104	309,066	201,959	129,086	78,298
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	617,820	281,095	127,348	53,658	16,980	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	384,168	172,568	73,474	26,100	3,039

7.4. מוניומנט

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	1,456,844	856,661	531,627	342,627	225,623	עתודות מוכחות צפויות ואפשריות 3P (Proved Reserves)	853,272	481,634	275,433	155,185	81,337
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	487,694	359,894	267,513	199,368	148,112	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	193,199	128,735	80,517	44,340	16,976
עתודות צפויות (Probable Reserves)	412,962	259,957	170,292	116,022	82,017	עתודות צפויות (Probable Reserves)	214,115	135,601	87,310	57,645	39,140
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	900,656	619,851	437,805	315,390	230,130	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	407,314	264,336	167,826	101,985	56,116
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	656,767	299,180	136,331	58,268	19,333	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	345,241	154,459	64,457	21,471	689
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	1,557,423	919,031	574,135	373,658	249,463	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	752,555	418,795	232,284	123,455	56,805
גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 10%						קיטון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	415,581	303,490	222,034	161,771	116,385	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	265,569	185,787	126,851	82,881	49,665
עתודות צפויות (Probable Reserves)	364,218	229,527	150,041	101,824	71,627	עתודות צפויות (Probable Reserves)	262,822	166,031	107,602	71,912	49,612
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	779,799	533,018	372,075	263,594	188,012	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	528,390	351,818	234,453	154,793	99,278
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	580,371	263,705	118,710	49,225	14,717	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	421,633	190,164	82,393	30,823	5,570
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	1,360,170	796,723	490,785	312,820	202,728	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	950,023	541,982	316,846	185,617	104,848

7.4. מוניומנט

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
קישון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	453,084	332,829	245,694	181,334	132,897	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	227,941	156,187	102,854	62,947	32,774
עתודות צפויות (Probable Reserves)	389,550	245,342	160,567	109,205	77,029	עתודות צפויות (Probable Reserves)	237,547	150,247	97,087	64,528	44,199
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	842,634	578,171	406,261	290,539	209,926	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	465,488	306,434	199,940	127,475	76,974
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	620,067	282,138	127,865	53,923	17,114	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	381,919	171,525	72,958	25,837	2,908
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,462,701	860,309	534,126	344,462	227,040	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	847,407	477,959	272,898	153,312	79,882
קישון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	490,587	362,168	269,355	200,898	149,409	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	190,295	126,426	78,628	42,758	15,626
עתודות צפויות (Probable Reserves)	414,882	261,158	171,093	116,586	82,431	עתודות צפויות (Probable Reserves)	212,194	134,399	86,507	57,079	38,723
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	905,469	623,325	440,448	317,484	231,840	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	402,489	260,826	165,135	99,837	54,349
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	659,763	300,570	137,020	58,620	19,512	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	342,245	153,065	63,762	21,112	506
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	1,565,232	923,895	577,468	376,104	251,352	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	744,733	413,890	228,896	120,949	54,856

7.4.10. נתוני כמויות משאבים מנובאים

א. על פי דוח המשאבים, נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, המשאבים המנובאים בנכס הנפט הינם כמפורט להלן:

סה"כ נפט בנכס חלק השותפות, מיליוני חביות (Net)			סה"כ נפט בנכס, מיליון חביות (Gross)			Block/ Prospect
האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)	האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)	
0.8	0.3	0.1	3.9	1.5	0.7	PA1A SW
10.6	6.4	3.5	50.4	30.4	16.5	PA1B SW
0.7	0.4	0.2	3.2	1.7	0.9	PA1C NW
3.2	1.7	0.8	15.4	8.1	3.8	PA1C SE

סה"כ גז בנכס, מיליארד רגל מעוקב (Gross)			סה"כ גז, חלק השותפות, מיליארד רגל מעוקב (Net)			Block/ Prospect
האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)	האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)	
0.6	0.2	0.1	3	0.9	0.3	PA1A SW
8.0	3.8	1.6	37.8	18.2	7.4	PA1B SW
0.4	0.2	0.1	2.1	1.1	0.6	PA1C NW
1.6	0.8	0.3	7.7	3.7	1.5	PA1C SE

ב. דוח המשאבים הוכן על בסיס ניתוח נתונים סייסמיים המכסים את כלל שטח המאגר שמקורם ממספר סקרים שבוצעו במהלך השנים. סקרים סייסמיים 3D באיזור נכס הנפט בוצעו בשנים 2007-2008 ו-2013-2014 ועובד מחדש בשנים 2020-2021 על ידי CGG. כמו כן, דוח המשאבים המנובאים התבסס על מידע מבארות וממאגרים סמוכים.

ג. להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים השונים:

Prospect	Gross Rock Volume			Area		
	(Acre-Feet)			(Acre)		
	Low	Best	High	Low	Best	High
PA1A SW	182,669	202,965	223,262	2,138	2,376	2,614
PA1B SW	303,571	337,301	371,031	2,141	2,379	2,617
PA1C NW	23,514	26,127	28,740	2,966	3,296	3,626
PA1C SE	116,028	128,920	141,812	2,194	2,438	2,682

Prospect	Average Gross Thickness			Net-to-Gross Ratio		
	(feet)			(decimal)		
	Low	Best	High	Low	Best	High
PA1A SW	85	85	85	0.09	0.12	0.20
PA1B SW	142	142	142	0.53	0.60	0.70
PA1C NW	8	8	8	0.42	0.55	0.65
PA1C SE	53	53	53	0.42	0.55	0.65

Prospect	Porosity			Oil Saturation		
	(decimal)			(decimal)		
	Low	Best	High	Low	Best	High
PA1A SW	0.20	0.21	0.22	0.55	0.61	0.70
PA1B SW	0.21	0.22	0.22	0.67	0.72	0.77
PA1C NW	0.19	0.20	0.20	0.60	0.65	0.75
PA1C SE	0.19	0.20	0.20	0.60	0.65	0.75

Prospect	Initial Oil Formation Oil Factor			Oil Recovery Factor		
	(RB/STB)			(decimal)		
	Low	Best	High	Low	Best	High
PA1A SW	1.18	1.20	1.22	0.06	0.08	0.09
PA1B SW	1.18	1.20	1.22	0.11	0.15	0.18
PA1C NW	1.22	1.22	1.22	0.12	0.15	0.18
PA1C SE	1.18	1.20	1.22	0.11	0.14	0.18

ד. הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בהמשך התהליך:

הסיכון כי לא יהיה ממצא של הידרוקרבונים בקידוחים או שהממצא יהיה קטן מכפי שהוערך. כמו כן, ישנם סיכונים רבים נוספים, בהם סיכונים טכניים-תפעוליים לרבות סיכון לתקלות בפעולות הקדיחה (ככל שתהיינה), בביצוע הלוגים החשמליים ובביצוע מבחני ההפקה (ככל שיהיו). במקרה שהפעולות הטכניות-תפעוליות יושלמו ללא תקלות, הסיכונים בהמשך התהליך הנדרש להגעה לממצא מסחרי, הינם, בין היתר, שחדירות (פרמאביליות) חולות המאגר לא תהא מספקת על-מנת לאפשר זרימה בספיקה בעלת משמעות מסחרית, חדירה של מים אל הקידוח שלא תאפשר הפקה כלכלית, עלויות פיתוח הממצא, חוסר הצדקה כלכלית ומסחרית לפיתוח הממצא וכיוצ"ב. לפרטים אודות גורמי הסיכון הרלוונטיים לשותפות, ראו סעיף 18 להלן.

ה. אומדן ההסתברות להצלחה של כל אחד מגורמי הסיכון הכרוכים בתהליך חיפוש נפט, ואומדן ההסתברות להצלחה הגיאולוגית⁷⁰ הכולל הינם כדלקמן:

NSAI ציינה בדוח כי גורם הסיכון הגדול ביותר להצלחה גיאולוגית הינו שלמות מלכודת המאגר.

סה"כ הסתברות הצלחה (באחוזים)	פרמטר/הסתברות להצלחה (באחוזים)				מאגר
	Migration/Timing	Source Evaluation	Reservoir Quality	Trap Integrity	
69	90	100	90	85	PA1A SW
69	90	100	90	85	PA1B SW
81	100	100	90	90	PA1C NW
81	100	100	90	90	PA1C SE

ו. אומדן הסתברות לפיתוח לשם הפקה מסחרית:

בדוח המשאבים צוין כי בהתבסס על פיתוח שדות דומים ובהנחה שיהיה ממצא, המשאבים המנובאים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר, הינם בעלי סיכוי סביר להפקה מסחרית. לפרטים אודות השוק הפוטנציאלי ראו סעיף 7.1.2 לעיל.

ז. נימוקי השותפות אודות הבסיס לפרמטרים הבסיסיים ששימשו בחישוב התרחישים:

הפרמטרים ששימשו בחישוב האומדנים השונים מבוססים, בין היתר, על תוצאות הסקרים הסייסמים ועל אנלוגיה למאגרים קרובים גאוגרפית, ומניתוח ממצאים מבארות סמוכות, שהינן בעלי מאפיינים גאולוגיים וסייסמיים דומים.

ח. לפרטים בדבר הנחות והסתייגויות NSAI ראו סעיף 7.4.9(א)(3) לעיל.

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 אודות עתודות ומשאבים מותנים, אותם ניתן יהיה להעריך רק לאחר קידוח הניסיון, אם בכלל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות NSAI בדבר כמויות משאבים מנובאים של נפט וגז טבעי בנכס הנפט הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיזי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט, שיופקו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הנפט ו/או מתנאים מסחריים ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של הפקה של נפט.

⁷⁰ מדובר באומדן ההסתברות למציאת הידרקרבונים בקידוח. אומדן זה אינו אומד את הסיכוי להצלחה כלכלית או התאמה להערכות בדבר כמויות המשאבים המנובאים בקידוח.

השוואה בין הדוח הנוכחי לדוח הקודם:

העתודות בקטגוריית 1P קטנו מ- MMBBL 63.0 בדוח הקודם ל- MMBBL 62.5, העתודות בקטגוריית 2P קטנו מ- MMBBL 104.5 בדוח הקודם ל- MMBBL 103.7, והעתודות בקטגוריית 3P קטנו מ- MMBBL 167.79 בדוח הקודם ל- MMBBL 167.78 וזאת בעיקר בשל עדכון תחזית המחירים שמביאה לגבול הפקה כלכלי מוקדם יותר. לא חלו שינויים במשאבים המנובאים בנכס ביחס לדוח הקודם.

השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה דוח המשאבים שהוכן על ידי NSAI, נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ 2026 ;
2. ציון שם התאגיד: נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת ;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור השותף הכללי ;
4. הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
5. הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
6. הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
7. הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיטוט התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Petroleum Resources Management System (2018) כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח ;
8. הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר דוח העתודות האחרון שפורסם על ידי השותפות.
9. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור

בשותף הכללי

7.4.11. הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט מוניומנט

(א) הסכם רכישת הזכויות בנכס הנפט מוניומנט

לפרטים אודות הסכם רכישת הזכויות במוניומנט ראו דיווח מידי מיום 11 במאי, 2023 (אסמכתא מספר: 2023-01-043222) אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה.

(ב) הסכם איחוד פעולות ברישיונות (Monument Unit Agreement)

לצורך איחוד פעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה בשטח רישיונות מוניומנט המורכב ממספר רישיונות כמפורט בסעיף 7.4.1 לעיל, חתמו השותפים במאגר (להלן: "מחזיקי הזכויות") ביום 1 ביולי 2023, על הסכם המאחד את הפעולות בשטחי הרישיונות האמורים כאילו היו רישיון אחד (להלן בסעיף זה: "ההסכם"). השטח המאוחד נקרא Walker Ridge (WR) Block 271 Unit. ההסכם אושר על ידי המפקח של אזור מפרץ אמריקה מטעם BSEE והוא בתוקף מיום 28 ביולי, 2023. BSEE אישר, בין היתר, כי כל פעולות הקידוח ו/או ההפקה שיבוצעו בשטח אחד הרישיונות תהיינה מקובלות ויראו בהן כאילו בוצעו לטובת כל אחד מהרישיונות, וכי אף אחד מהרישיונות לא יפוג בגין כשל לקדוח או להפיק ברישיון עצמו, אם הדבר בוצע כנדרש אך באחד הרישיונות האחרים. בחלוף 5 שנים מתחילת ההפקה השטח המאוחד עתיד להצטמצם לאזורים המפיקים בלבד (Participation Area), ואילו שטחים חיצוניים שלא הוכחו כמפיקים, יוחזרו למדינה.

המפעילה; התפטרות המפעילה והעברתה מתפקידה; בחירת מפעילה מחליפה
למעט אם נקבע אחרת, ניתנו למפעילה בשטח הרישיונות עליו חל ההסכם (Unit Operator)⁷¹ כל הסמכויות והחובות בקשר לניהול פעולות קידוח, פיתוח והפקה בנכס. המפעילה רשאית להתפטר מתפקידה בכל עת, והתפטרותה כאמור תיכנס לתוקף כעבור 60 ימים אחרי שמסרה את הודעתה ליתר מחזיקי הזכויות ולמפקח מטעם BSEE, ובלבד שכל מה ששימש לביצוע הפעולות ברישיונות נמצא במצב משביע רצון מצד המפקח כאמור לצורך העברת הפעילות, או אם אין מפעילה מחליפה, לצורך השעיית או נטישת הפעולות. אם מונתה מפעילה מחליפה, ההתפטרות תיכנס לתוקף עם מינויה ואישורה של המפעילה המחליפה.

ניתן להעביר את המפעילה מתפקידה בהצבעה, בהתאם להוראות שנקבעו בהסכם התפעול המשותף (לפרטים אודות הסכם זה ראו סעיף 7.4.11(ג) להלן). העברה מתפקיד לא תיכנס לתוקף עד שמחזיקי הזכויות יידעו את BSEE והמפעילה עצמה ועד אשר המפקח כאמור יאשר את בחירתו של המפעילה המחליפה. התפטרות המפעילה או העברתה מתפקיד אינה פוטרת את המפעילה מאחריות לכל אי-עמידה בחובות שהיו מוטלים עליה עובר למועד שבו ההתפטרות ו/או העברה מתפקיד, לפי העניין, נכנסה לתוקף. ככל שלא תמונה מפעילה מחליפה תוך 60 ימים לאחר ההודעה למפקח מטעם BSEE כאמור לעיל, המפקח רשאי למנות אחת ממחזיקות הזכויות (שאינה המפעילה) כמפעילה מחליפה, או לחילופין לקבוע כי ההסכם בטל.

⁷¹ Unit Operator לפי הסכם איחוד פעולות ברישיונות וה- Operator לפי הסכם התפעול המשותף, המתואר להלן, הינו BOE Exploration & Production, LLC.

(ג)

הסכם תפעול משותף ברישיונות מוניומנט

הפעילות במסגרת רישיונות מוניומנט מוסדרת בהסכם תפעול משותף (Operating Agreement), כפי שתוקן מעת לעת (להלן בסעיף זה: "ההסכם"). מטרת ההסכם היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיות של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי הרישיונות (להלן בסעיף זה: "שטח ההסכם"). להלן עיקרי ההסכם:

1. זהות המפעילה, זכויותיה וחובותיה

BOE Exploration & Production, LLC⁷² הינה המפעילה (Operator) בנכס מוניומנט (להלן: "המפעילה").

בכפוף לתנאי ההסכם, המפעילה אחראית באופן בלעדי לניהול הפעולות בשטח ההסכם.

למפעילה לא תהיינה זכויות הצבעה והיא אינה מחזיק בזכויות השתתפות ברישיונות. עם זאת, במידה שצד הקשור למפעילה לא יחזיק לפחות 20% מזכויות ההשתתפות בנכס הנפט, יראו את המפעילה כאילו התפטרה מתפקידה.

המפעילה תבצע את תפקידיה בצורה טובה ומקצועית, כפי שמפעילה אחראית היתה פועלת בנסיבות זהות או דומות.

המפעילה נדרשת להשיג ולקיים את הביטוחים המפורטים בהסכם בהתאם להוראות הכלולות בו. המפעילה מחויבת בסודיות כמו יתר שותפי הפרויקט.

עוד חייבת המפעילה, לספק לנציגי כל צד בכל זמן סביר בשעות העבודה המקובלות גישה לרישומי החשבון המשותף בהתאם להוראות כללי ההתחשבות הקבועים בהסכם. המפעילה לא תהא אחראית כלפי הצדדים האחרים להסכם בגין כל חבות או הפסד, אלא אם נבעו מהתנהגות פסולה בזדון (Willful Misconduct) או רשלנות רבתי של המפעילה.

המפעילה תדווח לצדדים ותמציא להם, בין היתר, העתק מכל בקשה לקידוח על תיקוניה, דוחות לגבי ההתקדמות של הקידוח, העתק של לוגים וסקרים שביצע, העתק דיווחים שנשלחו לגופים רגולטוריים ועוד. כמו כן, המפעילה תספק על פי בקשה של מי מהצדדים כל מידע נוסף שהושג על ידיה, על חשבונה.

2. פיטורי מפעילה מחמת עילה

ניתן להעביר מפעילה מתפקידה בהצבעה של שני צדדים או יותר להסכם, המחזיקים לפחות 51% מזכויות ההצבעה במקרים הבאים:

- המפעילה נמצאה אחראית בפס"ד חלוט (או החלטת בורות בעלת אופי דומה) לפעולה שבוצעה בזדון (Willful Misconduct) או רשלנות רבתי;
- אם המפעילה ביצעה הפרה מהותית של ההסכם ולא תיקנה את ההפרה, או הוכיחה כי ההפרה לכאורה לא אירעה, תוך 30 ימים מקבלת הודעה על הפרה כאמור;

⁷² חברה קשורה ל- Beacon Offshore Energy Exploration LLC.

- המפעילה נעשתה חדלת פירעון, פושטת רגל או נמצאה בהליך כינוס נכסים, כונס נכסים מונה כמפעילה או לחלק משמעותי מנכסיה או ענייניו;
- המפעילה לא התחילה את הקמתה או רכישתה של מערכת הפיתוח בתוך פרק הזמן הקבוע בהסכם.

החלטה על העברת מפעילה מתפקידה צריכה להתקבל תוך 90 ימים לאחר שנודע לאחד הצדדים להסכם (שאינו המפעילה) אודות אחד המקרים המתוארים לעיל. התפטרות המפעילה או העברת המפעילה מתפקידה כאמור תיכנסנה לתוקפן בבוקר היום הראשון בחודש הקלנדרי העוקב שיחול לאחר חלוף 90 יום ממועד ההתפטרות או החלטה על העברת המפעילה מתפקידה, אלא אם נדרש זמן נוסף לקבלת אישור למפעילה המחליפה.

עם התפטרות או העברת המפעילה מתפקידה, תיבחר מפעילה מחליפה על ידי הצדדים להסכם, כאשר ההחלטה צריכה להתקבל בהתאם לזכויות ההצבעה המפורטות בהסכם. ככל שקיימים רק שני צדדים להסכם, מי שאינו המפעילה באותה עת זכאי להפוך למפעילה, אך אין הוא מחויב לכך. במקרה שאף צד אינו מוכן להפוך למפעילה, ההסכם יבוא לסיומו.

3. אופן ההתחשבות

אלא אם נקבע אחרת, המפעילה תשלם את כל ההוצאות על פי ההסכם (כפי שהוצאות אלה אושרו בהתאם לפרוצדורה המתוארת בס"ק 4 להלן), והצדדים המשתתפים (בהתאם להגדרתם בהסכם) יחזירו לה הוצאות אלה, בהתאם לשיעור החזקתם. על אף האמור, המפעילה רשאית לדרוש מהצדדים המשתתפים להקדים ולשלם, כל אחד את חלקו, בהוצאות המשוערות, בהתאם להוראות ההסכם. בנוסף להוצאות ישירות, לפי כללי ההתחשבות הקבועים בהסכם המפעילה זכאית לחייב את החשבון המשותף בגין תקורות על פעילות מסוימת, שיחושבו כ- 3.5 – 13 אחוז מעלות הפעילות בפועל (בהתאם לסוג הפעילות).

4. תכניות עבודה והרשאות להוצאה

ההסכם קובע פרוצדורה והליכים להגשה ואישור תכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) ולביצוע פעולות בשטחים שההסכם חל עליהם. בין היתר, המפעילה לא תבצע פרויקט מסוים שעלותו המוערכת עולה על 500,000 דולר ללא קבלת אישור הצדדים בהתאם להוראות ההסכם, ולמעט פעולות המבוצעות בהתאם לשיקול הדעת המוקנית למפעילה לפי תנאי ההסכם, ככל שמדובר בפעולה הנדרשת לפי חוק או במקרה חירום או כוח עליון, ככל שמדובר בהוצאה שמפעיל סביר היה מוציא והנדרשים לייצב את המצב או להקל על מקרה החירום או כוח העליון.

לעניין פעולה בודדת שעלותה מעל 250,000 דולר ומתחת ל-500,000 דולר המפעילה נדרשת רק ליידע את הצדדים ולפרט אודות ההוצאה.

5. בטוחות ושעבודים של זכויות השותפים לטובת המפעילה

להבטחת כל התחייבויותיהם לפי ההסכם הקנו הצדדים שאינם המפעילה למפעילה, והקנה הצד הקשור למפעילה לצדדים שאינם המפעילה, זכות שעבוד, בין היתר, על כלל זכויותיהם ברישיונות, זכויותיהם לפי הסכמים בקשר עם הרישיונות ותקבולי מכירת נפט וגז.

6. פעולות שלא על ידי כל הצדדים

ההסכם מפרט אודות מצבים שונים לביצוע פעולות שאינן בהסכמת כל השותפים, וקובע, בין היתר, כיצד תמומנה פעולות אלו וכיצד הן תשפענה על הצדדים שאינם משתתפים בפעולה.

7. זכויות הצבעה

בכל עניין המובא להצבעה, לכל צד להסכם יהיו זכויות הצבעה בהתאם לשיעור החזקתו ברישיונות (או שיעור ההשתתפות שלו באותה פעולה, לפי העניין). למעט אם נקבע אחרת בהסכם, ההחלטות יתקבלו ברוב רגיל.

8. סנקציות החלות על השותפים ותנאים להטלתן

המפעילה רשאית למסור לצד שלא שילם במועד את חלקו היחסי בהוצאות או לא עמד בהתחייבות פיננסית אחרת שלו על-פי ההסכם (להלן: "**צד מפר**"), הודעה לפיה אם לא ישלם תוך 30 ימים הוא יימצא בהפרה. כל עוד ההפרה נמשכת, הצד המפר לא יהא זכאי לגישה לאסדה, למערכות הפקה, למתקנים, למפות, לרישומים, לנתונים ולאינפורמציה הנוגעים לפעולות ברישיונות, וכן לא יהא זכאי להשתתף בישיבות. כמו כן, כל עוד ההפרה נמשכת, הצד המפר לא יהא רשאי להצביע או לקבל החלטות בעניינים שנקבעו בהסכם. במקרה של מחלוקת לגבי אותו תשלום, ישלם הצד המפר את הסכום שבמחלוקת והצדדים יפעלו ליישוב המחלוקת בהקדם האפשרי, ולא יאוחר מ-60 ימים מיום קבלת ההודעה על ידי המפעילה בדבר ההפרה. בנוסף למימוש השעבוד המתואר בס"ק 5, תהיה למפעילה זכות לקבל את הסכום שלא שולם מתוך התמורה המגיעה לצד המפר ממכירות חלקו בנפט המופק מנכס הנפט.

9. אופן דילול אחזקת שותפים - העברת זכויות

בהסכם התפעול המשותף נקבעו הוראות ותנאים בנוגע לזכות השותפים להעביר או להמחות את זכויות ההשתתפות שלהם ברישיונות, כאשר בהתאם לשלב בפעילות בנכס הנפט בו נעשית ההעברה, עשויה לקום ליתר הצדדים זכות סירוב ראשונה. השותפות רשאית לבצע העברה לצד שלישי רק אם מכוחה יחזיק הצד השלישי לא פחות מ-12.5% מזכויות ההשתתפות, אלא אם יוסכם אחרת על ידי הצדדים.

10. הדין החל ויישוב סכסוכים

ההסכם כפוף לדיני טקסס.

סכסוכים בין הצדדים אשר לא יושבו בדרך של מו"מ בתוך 90 ימים יידונו בבוררות ביוסטון, טקסס בפני שלושה בוררים.

(ד) הסכם למתן שירותי הפקה וטיפול

בחודש יולי 2023, שותפי שננדואה התקשרו עם שותפי מוניומנט בהסכם למתן שירותי הפקה וטיפול לנפט ולגז הטבעי שיופקו ממוניומנט באמצעות ה- FPS של שננדואה, לאורך חיי הפרויקט, וזאת בתמורה ובתנאים כמפורט להלן.

לצורך מתן שירותי ההפקה והטיפול, הוגדלה כושר ההפקה והטיפול הכולל המתוכנן במתקן הטיפול וההפקה לכ- 120,000 חביות נפט ביום. בהתאם להסכם שותפי מוניומנט נשאו בכל העלויות הנדרשות לצורך ביצוע עבודות השדרוג והקיבולת הנוספת, בהיקף של כ- 20,000 חביות ביום, תוקצה לטובת פרויקט מוניומנט.

בעבור שירותי ההפקה והטיפול ישלמו שותפי מוניומנט לשותפי שננדואה תשלום חד פעמי וכן תשלום חודשי שייקבע בהתאם לכמויות הנפט והגז הטבעי, שיוזרם בפועל מפרויקט מוניומנט לטיפול ב- FPS, עם סכום חודשי מינימלי. כמו כן, שותפי מוניומנט יישאו בחלקם היחסי בגין ההוצאות החודשיות של הפעלת ה- FPS.

(ה) הסכמים לעניין הולכה של נפט וגז טבעי שיופקו מנכס הנפט

בחודשים יולי 2024 וינואר 2025 נחתמו עם חברות הולכה שונות הסכמים להולכה של נפט, גז טבעי ונוזלי גז טבעי משטח רישיונות מוניומנט לחוף. על פי ההסכמים אמורים, בין היתר, הוקנתה לחברות ההולכה עימן התקשרו זכות בלעדיות (dedication) לגבי ההפקה שתנבע מהרישיונות במשך כל תקופת הפיתוח וההפקה.

השותפות מחזיקה באמצעות Navitas Petroleum US, LLC ("נאוויטס ארה"ב") ב- 41.85% מהזכויות בשנדואה דרום, שהינה תגלית בפיתוח במימיו העמוקים של מפרץ אמריקה.

7.5.1 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט שנדואה דרום		
שנדואה דרום (Shenandoah South)	שם נכס הנפט:	
נכס ימי במפרץ אמריקה, כ- 395 ק"מ דרומית מלואיזיאנה, ארה"ב, במים העמוקים של מפרץ אמריקה, בעומק מים של כ- 1,780 מטר.	מיקום:	
שטחו הכולל של נכס הנפט הינו כ- 5,760 אקרים (כ- 23.3 קמ"ר), והוא כולל את מלוא שטחו של רישיון מס' 36315.	שטח:	
תגלית בפיתוח. פעולות מותרות ברישיון – חיפוש, פיתוח והפקה של נפט וגז בשטח קרקע מוגדר הנקרא Lease.	סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	
(OCS-G 36315 (WR 95 block - 1.7.2018 (תאריך מכרז 21.3.2018).	תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	
OCS-G 36315 - 30.5.2028.	תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	
-	תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	
30 במאי 2028.	תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	
הארכה של תוקף רישיון מעבר לתקופה המקורי או מעבר להארכה שניתנה, מתבצעת באחת מארבע דרכים עיקריות: 1. ביצוע קידוח ו/או פעולות מאושרות בשטח הרישיון מזכה את בעלי הרישיון בהארכה אוטומטית של עד שנה ממועד סיום העבודות. ישנן גם עבודות נוספות (דוגמת סקרים סייסמיים וכיו"ב) שניתן לבצע ברישיון ולקבל בגינן אישור הארכה מ-BSEE. 2. Suspension of Production – SOP, במקרה שלא החלה הפקת נפט מהרישיון בתקופת הרישיון (המקורי או המוארך), ניתן לקבל אישור על "השהיית הפקה" (SOP). במסגרת הענקת ה-SOP תיקבע תכנית עבודה מחייבת הכוללת אבני דרך לפיתוח הנכס, ממועד ההענקה ועד לתחילת הפקה. הארכת תוקף הרישיון על בסיס SOP לא תינתן עד למועד תחילת ההפקה לפי תכנית העבודה, אלא לתקופות קצובות בלבד – לרוב, בנות כשנה בכל פעם (כלומר לא עד לתחילת הפקה). כל עוד בעלי הרישיון עומדים בתכנית העבודה, ה-SOP יוארך לתקופה קצובה נוספת. נכון למועד הדוח, הרישיון המקורי עודנו בתוקף, ולכן למועד זה אין צורך ב-SOP. 3. Lease Holding Operations – לאחר תחילת ביצוע קידוחי פיתוח בנכס הנפט אך טרם החלה ההפקה מתקבל אישור Lease Holding Operations, אשר מתיר לבעלי הזכויות להחזיק ברישיון למשך שנה מתום פעולות הקידוחים עד לתחילת הפקה מנכס הנפט. אם במשך עד שנה מתום פעולות הקידוחים לא החלה הפקה או לא בוצעו פעולות פיתוח נוספות נדרש לקבל אישור השהיית הפקה (SOP) מחודש. 4. Held By Production (HBP) - עם תחילת הפקה מסחרית בשטח הרישיון תוקפו של הרישיון מוארך אוטומטית עד לשנה מתום הפקה מסחרית.	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט:	
BOE Exploration & Production LLC ("המפעילה") (להלן בסעיף 7.5 זה:	ציון שם המפעיל (Operator):	
Navitas Petroleum US, LLC 41.85%	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	
Beacon Offshore Energy Exploration LLC 13.95%		
Beacon Offshore Energy Operating LLC 11.25%		
Beacon II Development LLC 13.82%		
HEQ Yucatan, LLC 13.27%		
HEDV Yucatan, LLC 5.86%		

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט שנדואה דרום	
זכויות בשיעור 23.10% בנכס הנפט נרכשו ביום 9 באוגוסט 2018. זכויות בשיעור 18.75% בנכס הנפט נרכשו ביום 27 בנובמבר 2019, בתוקף מיום 1 באוקטובר 2019.	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:
החזקה ב-41.85% בנכס הנפט באמצעות Navitas Petroleum US, LLC, חברה בת (בשרשור) בבעלות מלאה (100%) של השותפות.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
31.96%	ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
כ- 3,191 אלפי דולר.	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2025 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

7.5.2 פעולות טרם ההחזקה בנכס הנפט

להלן טבלה הכוללת, למיטב ידיעת השותפות, תיאור פעולות עבר מהותיות בשטח נכס הנפט, שבוצעו לפני שהשותפות החזיקה בנכס הנפט:

חלק הפרויקט	זהות הזכות במועד ביצוע הפעולה	תקופה שבה הפעולה בוצעה	תיאור תמציתי של הפעולה	תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה
שנדואה דרום	Shell	2015-2007	נקדחו 2 קידוחי תגלית הערכה ואימות.	-

שותפי הפרויקט בשנים 2007-2015: 42.4% - Shell, 25% - Anadarko, 15% - Nexen, 12.3% - INPEX ו- 5.3% - Cobalt. בשנת 2007 זכו שותפי הפרויקט האמורים ברישיון במסגרת מכרז של המדינה בתמורה לתשלום של כ-35 מיליון דולר. בשנים 2012-2014 נקדחו 2 קידוחי תגלית הערכה ואימות, עד לעומק כולל של כ-10,300 מטר.

7.5.3 עמידה בתכנית עבודה

על פי תנאי הרישיון בנכס הנפט אין תכנית עבודה המחייבת את השותפות.

7.5.4 תכנית עבודה בפועל ומתוכננת

ביום 25 ביולי, 2025, התקבלה החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח הפרויקט. במסגרת ה-FID אושר תקציב ראשוני לפיתוח הפרויקט בסך של כ-184 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ-77 מיליון דולר). סך התקציב המוערך לפיתוח הפרויקט מסתכם בכ-713 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ-299 מיליון). בנוסף נחתם הסכם לקבלת שירותי הפקה וטיפול לאורך חיי הפרויקט באמצעות ה-FPS של פרויקט שנדואה. לפרטים אודות הסכם למתן שירותי הפקה וטיפול ראו סעיף 7.5.10(ב) להלן. לפרטים אודות הגדלת קיבולת ה-FPS של פרויקט שנדואה, אשר תאפשר מתן מענה עתידי להיקפי ההפקה משנדואה דרום ראו סעיף 7.2.4 לעיל.

פיתוח הפרויקט צפוי לכלול קידוח של שתי בארות פיתוח והפקה שיחברו ל- FPS של פרויקט שנדואה. הקידוח הראשון צפוי להתחיל ברבעון הראשון של שנת 2028, והקידוח השני צפוי להתחיל ברבעון הראשון של שנת 2029. להערכת מפעילת הפרויקט, ההפקה מהבאר הראשונה בפרויקט תחל במהלך הרבעון השלישי של שנת 2028.

ממועד קבלת החלטת ההשקעה הסופית (FID) עד למועד הדוח, הסתכמו הוצאות פרויקט שנדואה דרום בפועל לכ- 2% מעלויות הפיתוח עד למועד תחילת ההפקה, וזאת במסגרת התקציב המאושר.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות לעיל ביחס לתקציב הראשוני ולתקציב המלא לפיתוח הפרויקט וכן בדבר מועד תחילת הקידוחים ומועד תחילת ההפקה מהפרויקט, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך, המידע כאמור מבוסס על הערכות המפעילה ו/או השותפות (לפי העניין), אשר עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית עקב גורמים שאין לשותפות שליטה עליהם, והכוללים, בין היתר, עדכון ההערכות והשערות המפעילה ו/או שינוי תנאי השוק ו/או מכלול של שינויים רגולטוריים ו/או שינויים בתנאים התפעוליים והטכניים בפרויקט.

להלן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות, בציון התקציב המשוער לביצוע כל פעולה וחלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב זה:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{73,74}	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ^{73,74}
2023	• תשלומים למדינה לשימור הרישיון	93	39
2024	• תשלומים למדינה לשימור הרישיון • גיבוש תכנית פיתוח על ידי המפעילה	168	70
2025	• תשלומים למדינה לשימור הרישיון • גיבוש תכנית פיתוח על ידי המפעילה • הזמנת ציוד שזמן אספקתו ארוך • התחלת תכנון הנדסי של בארות ותשתיות תת ימיות • קבלת החלטת השקעה סופית (FID)	6,690	2,793
2026	• הזמנת ציוד שזמן אספקתו ארוך • המשך תכנון הנדסי של בארות ותשתיות תת ימיות	25,275	10,578
2027	• המשך תכנון הנדסי של בארות ותשתיות תת ימיות • תחילת התקנה תשתית תת-ימית	129,321	54,121
2028 ואילך	• קידוחי פיתוח והפקה • השלמות קידוחים • תחילת הפקה	526,961	220,533

⁷³ לא כולל דמי חכירה שנתיים, בגין הרישיונות מהם עדיין לא מתבצעת הפקה. לא כולל עלויות סילוק ונטישה ולא כולל עלויות תפעול ותחזוקה.

⁷⁴ הערכות בדבר עלויות תכנית פיתוח מופיעות בתחזית התזרים ומהוות הערכות כלליות בלבד המבוססות על קטגוריית העתודות 2P.

7.5.5. שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות הקשורות בנכס הנפט

שיעור ההשתתפות	אחוז	שיעור מגולם ל-100%	הסברים
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	41.85%	100%	ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 7.5.1 לעיל
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	31.96%	76.37%	ראו תחשיב בסעיף 7.5.6 להלן
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח או הפקה בנכס הנפט	41.85%	100%	ראו תחשיב בסעיף 7.5.7 להלן

7.5.6. באור לחישוב שיעור ההשתתפות המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של

השותפות בהכנסות מנכס הנפט, תחת הנחה של הפקה מסחרית מנכס הנפט

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים (לרבות ניכוי הוצאות ואחרים)
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכסי הנפט:		
תמלוג על לממשל הפדרלי בארה"ב	18.75%	
תמלוג על לצדדים שלישיים	-	
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	81.25%	
חלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות מנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	41.85%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	34.00%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכסי הנפט):		
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים ושלישיים	2.04%	תמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות בנטרול תשלומים לממשל הפדרלי, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים והיתרה מוחזקת על ידי צדדי ג'.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	31.96%	

7.5.7. שיעור ההשתתפות המשוך בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות החיפוש, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	41.85%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	100%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	41.85%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	41.85%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט	41.85%	

7.5.8. תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות החיפוש, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

פריט	סך הכל שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעות בתקופה זו בנכס הנפט (באלפי דולר)	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לממשל הפדרלי בארה"ב (באלפי דולר)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2023	39	-	39
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2024	70	-	39
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2025	2,793	-	39

7.5.9. עתודות בנכס הנפט שנדואה דרום

(א) נתוני כמויות

1. על פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS). על פי הדוח עתודות הנפט והגז הטבעי בנכס הנפט נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, הינם כמפורט להלן:⁷⁵

סה"כ חלק השותפות (Net) ⁷⁶			סה"כ בנכס הנפט (Gross)			קטגוריית עתודות
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE ⁷⁸	נפט MMBBL	גז טבעי BCF ⁷⁷	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE ⁷⁸	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	
7.0	6.3	4.1	21.9	19.6	13.4	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
9.0	8.1	5.3	28.3	25.4	17.3	עתודות מוכחות 1P בתוספת עתודות בהערכה הנמוכה ביחס לנפחים מחוץ לבלוק (1P+Low Case off block)
7.8	7.0	4.5	24.5	22.0	15.0	עתודות צפויות (Probable Reserves)
14.8	13.3	8.6	46.4	41.7	28.3	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
9.6	8.7	5.6	30.3	27.3	18.5	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
24.4	22.0	14.2	76.7	68.9	46.9	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

תוספת נתוני עתודות בהערכה הנמוכה ביחס לנפחים מחוץ לבלוק (Low volume Case off block)

פרט זה לא נדרש מפורשות בדרישות הגילוי המפורטות בתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיטוטת תשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969 (להלן בסעיף זה: "התוספת").

המאגר ממנו צפויה ההפקה בפרויקט שנדואה דרום משתרע בחלקו אל מחוץ לשטח הבלוק שבבעלות השותפות. על אף שתכנית הפיתוח כוללת קידוחים בשטח הבלוק שבבעלות השותפות בלבד, ההפקה בפועל צפויה לכלול גם נפט מהחלק במאגר המצוי מחוץ לבלוק. בקטגוריית ה-2P, מכיוון שהיא כוללת גם עתודות צפויות, כלל המעריך כמויות המיוחסות בשטח שמחוץ לבלוק. לעומת זאת, בהתאם למתודולוגיה של המעריך, בשלב זה, טרם תחילת הפקה בפרויקט, בקטגוריית ה-1P (הכוללת רק עתודות מוכחות) לא נכללו בשלב זה כמויות שמחוץ לבלוק.

לאור העובדה שהנחת העבודה היא שבפועל יופקו כמויות נפט שמחוץ לבלוק, מביאה השותפות פרט זה אשר לא נדרש במפורש בהתאם לתוספת, בהתאם

⁷⁵ יתכנו פערי סכימה הנובעים מעיגולי ספרות.

⁷⁶ לעניין זה, "Net" משמעו מכפלת סה"כ בנכס הנפט (Gross) בשיעור זכויותיה של השותפות (31.96%). בניכוי תמלוגים לצדדים שלישיים ולשותף הכללי.

⁷⁷ בתהליך המעבר מכמויות Gross לכמויות Net מתבצעת המרה של הגז הטבעי לגז טבעי נמכר, וכן נעשה שימוש בחלק מהגז המופק לצרכי הפקה שוטפת. הנתונים מייצגים את השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט כמפורט בה"ש.⁷⁶

⁷⁸ הצגת כל העתודות, לרבות הגז, במונחי כמויות של מיליוני חביות נפט, ובהנחת יחס יחידות גז לחביות נפט של BOE = 6 MCF.

לנספח שכלל המעריך לדוח העתודות, המשקף את נתוני ה- 1P בתוספת הערכת הנפחים הנמוכה (Low Estimate Volume) המיוחסת לחלק המאגר המשתרע אל מחוץ לגבולות הרישיון (off block volume). הערכת הנפחים שמחוץ לבלוק, נעשית על בסיס ניתוחים נתונים סייסמיים ומיפוי גיאולוגי שבוצעו על ידי מפעילת הפרויקט.

מנכ"ל השותפות הוא הגורם בשותפות אשר אישר את הכללת הגילוי הנוסף.

2. בדוח צוין כי שלב הבשלות אליו משויכות העתודות מוגדר כ- Approved for Development.

3. בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות הינן כמקובל בהערכת עתודות על פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), ואינן מותאמות לסיכונים; (ב) NSAI לא בדקה וביקרה באזור נכס הנפט; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלויות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI ציינה כי ההערכות שלה בדוח מבוססות, בין היתר, על ההנחות שהנכסים יפותחו בהתאם לתכניות הפיתוח הקיימות שהוצגו על ידי מפעילת הנכס, שהנכסים יתופעלו כראוי, שלא יחולו תקנות או מגבלות רגולטוריות חדשות שישפיעו על יכולתם של בעלי הזכויות לשמור על ההפקה, ושנתוני ההפקה בפועל יתאמו את התחזיות שלה; (ה) NSAI עשתה שימוש במידע טכני וכלכלי הכולל, בין היתר, לוגים, מפות גיאולוגיות, מידע סיסמי, עלויות ומחירים היסטוריים, נתוני מבחני בארות, וזכויות בעלות בנכסים; (ו) ל-NSAI סופק כל המידע הנחוץ לצורך הכנת הדוח ולא הוגבלה הגישה ל-NSAI לאף מידע אשר היה בדעתה כי הוא הכרחי להכנת הדוח; (ז) כמקובל בהערכות בתחום הנפט והגז, ישנן אי ודאויות מובנות בפרשנות ההנדסית והגאופיזית, ולכן מסקנות NSAI מייצגות, כמקובל, פרשנות מקצועית בלבד; (ח) NSAI עשתה שימוש במידע שהתקבל מהשותפות, מהמפעילה בנכס הנפט, ממקורות מידע פומביים וממידע לא חסוי המצוי בידי NSAI; (ט) NSAI לא בחנה את הזכויות החוזיות בנכסים; ו- (י) המעריכה לא בחנה התחייבויות לעלויות הולכה קבועות ולא כללה התאמות בנידון.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הנפט והגז הטבעי בנכס הנפט, לרבות ביחס לכמויות המשתרעות מעבר לגבולות הרישיון, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה במאגר, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או מתנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בנכס הנפט והפקה של נפט וגז טבעי.

עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות אשר אינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves) ישנו סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות העתודות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

(ב) נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן:

1. התזרים המהוון חושב לפי הערכת השותפות המבוססת על ממוצע תחזיות מחירי נפט וגז של גופים בינלאומיים הכוללים בנקים וגופי מחקר שנלקחו ממאגר West Texas Intermediate (WTI) ⁷⁹FactSet: (1) מחירי נפט- נלקחו תחזיות לגבי מחירי נפט West Texas Intermediate (WTI). מחיר הנפט מותאם לאיכות הנפט ולהפרשי שערים, ביחס ל-WTI; (2) מחירי גז- נלקחו תחזיות לגבי מחירי גז טבעי Henry Hub. מחיר הגז מותאם לאיכות הגז ולהפרשי שערים.
- להלן טבלה המרכזת את התחזיות ביחס למחירי הגז הטבעי והנפט בהם נעשה שימוש (לפני התאמות):

מחיר גז טבעי דולר/MMBTU	מחיר נפט דולר/חבית	תקופה של שנה המסתיימת ביום
3.93	59.13	31.12.2026
3.87	62.12	31.12.2027
3.81	65.07	31.12.2027
3.81	70.41	לאחר מכן

2. עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שהונחו על ידי NSAI בהתבסס על ידע משדות דומים ומנתונים שמסרה המפעילה. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות הולכה, עלויות טיפול בגז ובנפט במתקן הטיפול, עלויות תחזוקת בארות ההפקה וכן את הערכת NSAI בנוגע להוצאות תקורה, אשר ניתן ליחסן באופן ישיר לנכס הנפט כפי שהוגדר על ידי המפעילה. העלויות אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
3. NSAI לקחה בחשבון, הפסקות בהפקה לצורך תחזוקה שוטפת וכן השבתות בשל תנאי מזג אוויר.
4. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון מבוססות על עלויות תכנית הפיתוח וכוללות הוצאות הוניות אשר תידרשנה לקדיחת בארות חדשות ולציוד הפקה. ההוצאות ההוניות שסופקו ל-NSAI על ידי המפעילה נראות סבירות בעיניה, בהתבסס, בין היתר, על תכנית הפיתוח בנכס הנפט ועל ידע קודם שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים. כפי שהוגדר על ידי המפעילה, עלויות אלו אינן כוללות את הניצולת של המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה.

5. עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על ידי המפעילה בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות ומתקני ההפקה. כפי שהוגדר על ידי המפעילה, עלויות הנטישה אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
6. קצב ההפקה בפועל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה בו נעשה שימוש לצורך הערכת התזרים המהוון. NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות.
7. בחישוב התזרים המהוון נלקחו בחשבון תמלוגים שישולמו ברמת נכס הנפט לממשל הפדרלי, בשיעור של כ-18.75%. בנוסף נלקח בחשבון תמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים לשותפות והיתרה מוחזקת על ידי צדדי ג'.
8. בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון מס בשיעור 21%, לצורך הצגת תשלומי המס במסגרת דוח התזרים, מחשבת השותפות את תשלומי המס ברמת נכס הנפט בלבד (על אף שחברת הנכס אינה נישומה למס בפני עצמה) ולא הובאו בחשבון השלכות של דוח המס המאוחד (הוצאות מימון והוצאות מטה אחרות בארה"ב, כמו כן לא הובאו בחשבון ניכוי מס במקור ככל ויחול בגין חלוקות רווחים לישראל שמקורם מנכס הנפט).
9. העלות הממוצעת לחבית הינה כ- 36.1 דולר וזאת ביחס לסך העלויות (עלויות הפעלה, עלויות פיתוח ועלויות נטישה ושיקום) בדוח התזרים המהוון (2P) מחולק בחלק נטו של השותפות בשווה ערך של חביות נפט, מתוך עלות זו, עלות ההפעלה לחבית היא כ- 15.4 דולר.
- התזרים המהוון עודכן ביחס לתזרים המהוון שנכלל בדוח העתודות מיום 28 באוגוסט, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-064637) (להלן בסעיף זה: "**הדוח הקודם**") בעיקר לאור עדכון תחזיות המחירים, עדכון העלויות ההוניות והצגת נספח עם תזרים עבור נפחים מחוץ לבלוק ב-Low Case.
- להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 31.12.2025 באלפי דולר, המיוחס לחלקה של השותפות בעתודות שבנכס הנפט:

7.5. שנדואה דרום

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (1P) (Proved Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
(9,663)	(9,869)	(10,089)	(10,325)	(10,578)	-	(10,578)	-	(10,578)	-	-	-	-	-	2026
(41,202)	(43,910)	(46,930)	(50,312)	(54,121)	-	(54,121)	-	(54,121)	-	-	-	-	-	2027
(55,759)	(62,015)	(69,300)	(77,842)	(87,935)	-	(87,935)	-	(124,236)	(10,863)	(14,589)	61,754	1,450	2,133	2028
(11,585)	(13,445)	(15,707)	(18,484)	(21,924)	-	(21,924)	-	(96,297)	(20,590)	(29,375)	124,337	2,711	3,986	2029
33,310	40,339	49,269	60,738	75,645	(3,316)	78,961	-	-	(22,380)	(31,348)	132,690	2,893	4,254	2030
30,231	38,202	48,779	62,998	82,383	(3,612)	85,994	-	-	(24,610)	(34,213)	144,818	3,157	4,643	2031
13,432	17,714	23,650	32,002	43,948	(1,927)	45,875	-	-	(16,362)	(19,252)	81,489	1,776	2,612	2032
4,503	6,196	8,649	12,260	17,679	(2,389)	20,067	-	-	(10,960)	(9,598)	40,625	886	1,302	2033
1,134	1,628	2,376	3,529	5,343	(1,420)	6,763	-	-	(7,718)	(4,479)	18,961	413	608	2034
46	69	106	164	261	(69)	331	-	-	(2,223)	(790)	3,343	73	107	2035
(2,289)	(3,580)	(5,710)	(9,308)	(15,539)	4,131	(19,670)	(19,670)	-	-	-	-	-	-	2036
(37,843)	(28,672)	(14,909)	5,420	35,162	(8,603)	43,764	(19,670)	(285,232)	(115,707)	(143,644)	608,017	13,359	19,645	סה"כ
(10,575)	6,598	31,407	67,249	119,165	(30,932)	150,097	(19,670)	(285,232)	(147,373)	(186,331)	788,702	17,297	25,437	סה"כ כולל Offblock ⁸⁰

⁸⁰ ראו לעיל הסבר בנוגע לתוספת נתוני עתודות בהערכה הנמוכה ביחס לנפחים מחוץ לבלוק (Low Case off block volume).

7.5. שנדואה דרום

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
שנה	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות (MMCF)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										מהוון ב- 0%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	722	491	20,907	(4,939)	(2,964)	-	-	13,004	-	13,004	11,511	10,248	9,171	8,246
2029	1,573	1,069	49,055	(11,589)	(6,446)	-	-	31,019	(382)	30,637	25,830	21,950	18,789	16,189
2030	2,858	1,943	89,141	(21,059)	(11,651)	-	-	56,431	(2,370)	54,061	43,407	35,210	28,829	23,805
2031	3,202	2,177	99,886	(23,598)	(13,235)	-	-	63,053	(22,052)	41,001	31,354	24,277	19,013	15,046
2032	4,378	2,977	136,562	(32,263)	(18,108)	-	-	86,192	(25,807)	60,384	43,971	32,495	24,339	18,456
2033	3,492	2,375	108,940	(25,737)	(14,848)	-	-	68,355	(16,180)	52,175	36,184	25,525	18,287	13,289
2034	2,269	1,543	70,767	(16,719)	(10,362)	-	-	43,686	(9,174)	34,512	22,794	15,349	10,518	7,325
2035	1,624	1,105	50,668	(11,970)	(11,099)	-	-	27,599	(5,796)	21,803	13,715	8,815	5,778	3,856
2036	1,046	711	32,626	(7,708)	(10,374)	-	19,670	34,214	(7,185)	27,029	16,190	9,932	6,227	3,982
2037	634	431	19,779	(4,673)	(8,534)	-	-	6,572	(1,380)	5,192	2,962	1,734	1,040	637
2038	237	161	7,393	(1,747)	(4,288)	-	-	1,359	(285)	1,074	583	326	187	110
2039	-	-	-	-	-	-	(19,670)	(19,670)	4,131	(15,539)	(8,040)	(4,290)	(2,354)	(1,325)
סה"כ	22,035	14,984	685,724	(162,002)	(111,908)	-	-	411,814	(86,481)	325,333	240,460	181,571	139,824	109,617

7.5. שנדואה דרום

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות וצפויות (2P) (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
שנה	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות (MMCF)	הכנסות	תשלומים שישולמו	הפעלה עלויות	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										מהוון ב- 10%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 20%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%
2026	-	-	-	-	-	(10,578)	-	(10,578)	-	(10,578)	(9,869)	(9,663)	(10,325)	(10,578)
2027	-	-	-	-	-	(54,121)	-	(54,121)	-	(54,121)	(43,910)	(41,202)	(50,312)	(54,121)
2028	2,855	1,941	82,661	(19,529)	(13,827)	(124,236)	-	(74,931)	-	(74,931)	(59,052)	(52,845)	(66,331)	(74,931)
2029	5,559	3,780	173,392	(40,964)	(27,036)	(96,297)	-	9,095	(382)	9,095	6,243	5,343	7,346	8,713
2030	7,112	4,836	221,830	(52,407)	(34,031)	-	-	135,392	(5,686)	135,392	84,479	69,167	104,144	129,705
2031	7,845	5,335	244,704	(57,811)	(37,845)	-	-	149,048	(25,664)	149,048	73,056	57,214	94,351	123,384
2032	6,990	4,753	218,051	(51,515)	(34,470)	-	-	132,067	(27,734)	132,067	56,145	42,053	75,973	104,333
2033	4,795	3,260	149,565	(35,335)	(25,808)	-	-	88,422	(18,569)	88,422	34,173	24,483	48,444	69,853
2034	2,877	1,956	89,727	(21,198)	(18,081)	-	-	50,449	(10,594)	50,449	17,725	12,147	26,323	39,855
2035	1,732	1,177	54,012	(12,760)	(13,322)	-	-	27,929	(5,865)	27,929	8,921	5,848	13,879	22,064
2036	1,046	711	32,626	(7,708)	(10,374)	-	-	14,545	(3,054)	14,545	4,222	2,647	6,883	11,490
2037	634	431	19,779	(4,673)	(8,534)	-	-	6,572	(1,380)	6,572	1,734	1,040	2,962	5,192
2038	237	161	7,393	(1,747)	(4,288)	-	-	1,359	(285)	1,359	326	187	583	1,074
2039	-	-	-	-	-	-	(19,670)	(19,670)	4,131	(19,670)	(4,290)	(2,354)	(8,040)	(15,539)
סה"כ	41,680	28,342	1,293,740	(305,646)	(227,615)	(285,232)	(19,670)	455,578	(95,083)	360,495	245,881	166,663	245,881	360,495

7.5. שנדואה דרום

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
שנה	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות (MMCF)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	הפעלה עלויות	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%
2026	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2027	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2028	(80)	(54)	(2,319)	548	328	-	-	(1,442)	-	-	(1,442)	(1,277)	(1,137)	(1,017)
2029	78	53	2,423	(572)	(321)	-	-	1,530	(64)	-	1,466	1,236	1,050	899
2030	1,022	695	31,888	(7,534)	(4,180)	-	-	20,174	(847)	-	19,327	15,518	12,588	10,306
2031	2,664	1,811	83,089	(19,630)	(10,716)	-	-	52,743	(14,419)	-	38,324	29,306	22,691	17,771
2032	3,183	2,165	99,291	(23,458)	(12,813)	-	-	63,021	(13,234)	-	49,786	36,253	26,792	20,067
2033	3,567	2,426	111,279	(26,290)	(14,566)	-	-	70,423	(14,789)	-	55,634	38,583	27,217	19,500
2034	3,873	2,634	120,824	(28,545)	(16,019)	-	-	76,260	(16,015)	-	60,245	39,791	26,793	18,362
2035	3,206	2,180	100,016	(23,629)	(13,673)	-	-	62,714	(13,170)	-	49,544	31,165	20,031	13,130
2036	2,502	1,701	78,044	(18,438)	(11,060)	-	-	48,546	(10,195)	-	38,351	22,972	14,093	8,835
2037	1,922	1,307	59,949	(14,163)	(8,828)	-	-	36,958	(7,761)	-	29,197	16,656	9,753	5,849
2038	1,609	1,094	50,188	(11,857)	(10,077)	-	-	28,253	(5,933)	-	22,320	12,127	6,778	3,888
2039	1,336	909	41,688	(9,849)	(12,148)	-	19,670	39,360	(8,266)	-	31,094	16,089	8,584	4,710
2040	970	659	30,251	(7,147)	(10,500)	-	-	12,604	(2,647)	-	9,957	4,906	2,498	1,311
2041-2045	1,397	950	43,580	(10,296)	(21,964)	-	(19,670)	(8,349)	1,753	-	(6,596)	(1,913)	(483)	(66)
סה"כ	27,250	18,530	850,190	(200,857)	(146,538)	-	-	502,794	(105,587)	-	397,207	261,412	177,250	123,545

7.5. שנדואה דרום

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (3P) (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
שנה	מכירת נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות (MMCF)	הכנסות	שישולמו תמלוגים	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
2026	-	-	-	-	-	(10,578)	-	(10,578)	-	(10,578)	(10,325)	(10,089)	(9,869)	(9,663)
2027	-	-	-	-	-	(54,121)	-	(54,121)	-	(54,121)	(50,312)	(46,930)	(43,910)	(41,202)
2028	2,774	1,887	80,342	(18,981)	(13,499)	(124,236)	-	(76,374)	-	(67,608)	(60,189)	(53,862)	(48,428)	(48,428)
2029	5,636	3,833	175,815	(41,536)	(27,357)	(96,297)	-	10,625	(446)	8,582	7,293	6,242	5,379	5,379
2030	8,134	5,531	253,718	(59,941)	(38,211)	-	-	155,566	(6,534)	119,662	97,067	79,474	65,626	65,626
2031	10,509	7,146	327,793	(77,441)	(48,561)	-	-	201,791	(40,083)	161,708	123,657	95,748	74,985	59,339
2032	10,174	6,918	317,342	(74,972)	(47,283)	-	-	195,087	(40,968)	154,119	112,227	82,937	62,121	47,105
2033	8,362	5,686	260,843	(61,624)	(40,374)	-	-	158,845	(33,357)	125,488	87,027	61,390	43,983	31,962
2034	6,750	4,590	210,551	(49,743)	(34,100)	-	-	126,709	(26,609)	100,100	66,114	44,518	30,508	21,246
2035	4,938	3,358	154,028	(36,389)	(26,995)	-	-	90,643	(19,035)	71,608	45,044	28,952	18,978	12,666
2036	3,548	2,413	110,671	(26,146)	(21,434)	-	-	63,091	(13,249)	49,842	29,855	18,315	11,482	7,343
2037	2,556	1,738	79,727	(18,836)	(17,362)	-	-	43,530	(9,141)	34,389	19,618	11,488	6,889	4,222
2038	1,846	1,255	57,581	(13,604)	(14,365)	-	-	29,612	(6,219)	23,394	12,710	7,104	4,075	2,393
2039	1,336	909	41,688	(9,849)	(12,148)	-	-	19,690	(4,135)	15,555	8,049	4,294	2,356	1,326
2040	970	659	30,251	(7,147)	(10,500)	-	-	12,604	(2,647)	9,957	4,906	2,498	1,311	707
2041-2045	1,397	950	43,580	(10,296)	(21,964)	-	(19,670)	(8,349)	1,753	(6,596)	(1,913)	(483)	(66)	38
סה"כ	68,930	46,873	2,143,930	(506,503)	(374,153)	(285,232)	(19,670)	958,372	(200,670)	757,702	507,293	343,913	234,697	160,059

אזהרה – נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון מייצגים ערך נוכחי אך לא דווקא מייצגים שווי הוגן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הגז והנפט שיופקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט שיופקו בפועל, ככל שיופקו, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, לאור העובדה כי טרם נחתמו חוזים מחייבים כלשהם ביחס למכירה של נפט וגז טבעי מהפרויקט וכתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או ממחירי הנפט בשוק העולמי והגז הטבעי בשוק האמריקאי ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה והכמויות שייקבעו בפועל בחוזים למכירת נפט או גז מהפרויקט שייחתמו, ככל שייחתמו ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הנפט והגז וכמות מכירות הנפט והגז) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר), אשר בוצע על ידי

השותפות:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קיסון במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	71,144	34,394	8,750	(9,112)	(21,492)	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	(6,320)	(27,592)	(41,574)	(50,496)	(55,920)
עתודות צפויות (Probable Reserves)	365,918	269,610	203,061	156,037	122,106	עתודות צפויות (Probable Reserves)	290,247	215,313	163,030	125,806	98,781
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	437,062	304,004	211,811	146,925	100,614	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	283,927	187,720	121,457	75,310	42,861
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	447,529	293,575	198,599	138,175	98,587	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	346,886	229,112	155,686	108,662	77,718
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	884,592	597,578	410,410	285,101	199,201	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	630,813	416,832	277,143	183,972	120,579
קיסון במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	89,135	48,845	20,529	614	(13,369)	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	(28,422)	(45,023)	(55,545)	(61,858)	(65,279)
עתודות צפויות (Probable Reserves)	386,211	284,113	213,689	164,002	128,196	עתודות צפויות (Probable Reserves)	274,066	203,648	154,375	119,219	93,653

7.5. שנדואה דרום

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	475,346	332,958	234,218	164,616	114,827	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	245,644	158,625	98,830	57,360	28,374
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	472,690	309,719	209,373	145,607	103,860	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	321,725	212,959	144,901	101,216	72,429
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	948,036	642,677	443,590	310,223	218,687	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	567,368	371,584	243,731	158,576	100,803
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	107,126	63,183	32,140	10,151	(5,437)	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	(50,511)	(62,444)	(69,511)	(73,216)	(74,636)
עתודות צפויות (Probable Reserves)	406,503	298,729	224,484	172,156	134,477	עתודות צפויות (Probable Reserves)	257,871	191,974	145,714	112,627	88,522
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	513,630	361,912	256,625	182,307	129,040	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	207,360	129,529	76,203	39,410	13,886
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	497,851	325,864	220,146	153,039	109,134	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	296,564	196,807	134,116	93,771	67,141
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	1,011,481	687,776	476,771	335,345	238,174	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	503,924	326,336	210,318	133,181	81,027

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	71,847	34,959	9,211	(8,730)	(21,173)	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	(7,184)	(28,275)	(42,121)	(50,942)	(56,287)
עתודות צפויות (Probable Reserves)	366,707	270,174	203,474	156,347	122,343	עתודות צפויות (Probable Reserves)	289,620	214,860	162,694	125,550	98,581
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	438,554	305,133	212,686	147,617	101,170	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	282,435	186,585	120,573	74,608	42,294

7.5. שנדואה דרום

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	448,505	294,200	199,017	138,463	98,791	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	345,910	228,486	155,268	108,373	77,513
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	887,059	599,334	411,702	286,080	199,961	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	628,346	415,071	275,842	182,982	119,807
גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%						קיטון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	90,190	49,687	21,211	1,175	(12,902)	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	(29,718)	(46,045)	(56,366)	(62,526)	(65,830)
עתודות צפויות (Probable Reserves)	387,394	284,965	214,319	164,478	128,563	עתודות צפויות (Probable Reserves)	273,123	202,968	153,870	118,834	93,353
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	477,584	334,652	235,530	165,653	115,661	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	243,406	156,922	97,505	56,308	27,523
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	474,153	310,658	209,999	146,039	104,167	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	320,261	212,020	144,274	100,783	72,122
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	951,737	645,310	445,529	311,693	219,828	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	563,667	368,942	241,778	157,091	99,645
גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%						קיטון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	108,533	64,305	33,050	10,899	(4,814)	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	(52,238)	(63,808)	(70,605)	(74,107)	(75,371)
עתודות צפויות (Probable Reserves)	408,081	299,866	225,325	172,790	134,967	עתודות צפויות (Probable Reserves)	256,614	191,053	145,020	112,090	88,099
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	516,614	364,171	258,375	183,690	130,153	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	204,376	127,245	74,415	37,983	12,728
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	499,802	327,116	220,982	153,615	109,543	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	294,613	195,568	133,300	93,217	66,755
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	1,016,416	691,287	479,356	337,305	239,695	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	498,989	322,814	207,715	131,200	79,483

השוואה בין הדוח הנוכחי לדוח הקודם (Gross):

לא היו שינויים מהותיים בעתודות בנכס הנפט.

בדוח זה נכלל גם כנספח הערכה נמוכה של נפחים (Low Estimate Volume) המיוחסים ל לשטח שמחוץ מבלוק בבעלות השותפות, ואשר לא נכללים ב-1P. כמויות נוספות אלו מסתכמות ב-5.8 מיליון חביות נפט.

השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS).

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה דוח עתודות שהוכן על ידי NSAI, נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ 2026 ;
2. ציון שם התאגיד: נאוויטס פטרולים, שותפות מוגבלת ;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי ;
4. הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
5. הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות,
6. הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
7. הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Petroleum Resources Management System (2018) כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרולים (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרולים (AAPG), המועצה העולמית לפטרולים (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרולים (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח ;
8. הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר דוח העתודות או המשאבים המותנים האחרון שפורסם על ידי השותפות ;
9. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור

בשותף הכללי

7.5.10. הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט שנדואה דרום

(א) הסכם תפעול משותף

הפעילות במסגרת רישיון שנדואה דרום מוסדרת בהסכם תפעול משותף (Joint Unit Operating Agreement), כפי שתוקן מעת לעת (להלן בסעיף זה: "**ההסכם**" או ה"JOA").

מטרת הסכם התפעול המשותף היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי הרישיון (להלן בסעיף זה: "**שטח ההסכם**").

להלן יפורטו ההוראות העיקריות בהסכם:

1. זהות המפעילה, זכויותיה וחובותיה

BOE Exploration & Production, LLC הינה המפעילה (Operator) בנכס שנדואה דרום (להלן: "**המפעילה**").

בכפוף לתנאי ההסכם, המפעילה אחראית באופן בלעדי לניהול הפעולות בשטח ההסכם.

למפעילה לא תהיינה זכויות הצבעה והיא אינה מחזיקה בזכויות השתתפות ברישיון.

המפעילה אינה רשאית להעביר את הפעלת הפרויקט לגורם אחר.

המפעילה תבצע את תפקידיה בצורה טובה ומקצועית, כפי שמפעילה אחראית היתה פועלת בנסיבות זהות או דומות.

המפעילה נדרשת להשיג ולקיים את הביטוחים המפורטים בהסכם בהתאם להוראות הכלולות בו, וכן להשיג ולתחזק את כל הבטוחות או הערבויות הכספיות הנדרשות על פי דין. המפעילה מחויבת בסודיות כמו יתר שותפי הפרויקט.

עוד חייבת המפעילה, להרשות לנציגי כל צד בכל זמן סביר בשעות העבודה המקובלות גישה לרישומי החשבון המשותף בהתאם להוראות כללי ההתחשבנות הקבועים בהסכם. המפעילה לא תהא אחראית כלפי הצדדים האחרים להסכם בגין כל חבות או הפסד, אלא אם נבעו מהתנהגות פסולה בזדון (Willful Misconduct) או רשלנות רבתי של המפעילה.

המפעילה תדווח לצדדים ותמציא להם, בין היתר, העתק מכל בקשה לקידוח על תיקוניה, דוחות לגבי ההתקדמות של הקידוח, העתק של לוגים וסקרים שביצעה, העתק דיווחים שנשלחו לגופים רגולטוריים ועוד. כמו כן, המפעילה תספק על פי בקשה של מי מהצדדים כל מידע זמין נוסף על חשבונם.

2. התפטרות המפעילה והעברתה מתפקידה ; בחירת מפעילה מחליפה

המפעילה רשאית להתפטר בכל עת בהודעה בכתב ליתר הצדדים, למעט במהלך קידוח, במהלך עבודות על באר, במצב של כוח עליון, או מצב חירום העלול להוות סכנת חיים, סכנה בטיחותית או סכנה לנכס או הסביבה. במקרה בו Beacon תחדל להחזיק זכויות השתתפות ברישיון יראו במפעילה כאילו התפטרה מתפקידה, מבלי שיתר הצדדים יצטרכו לנקוט בכל פעולה.

במקרה של התפטרות או העברת מפעילה מתפקידה, לפני קבלת החלטת ההשקעה, תמונה מפעילה חדשה בהצבעה של המחזיקים לפחות 51% מזכויות

ההצבעה, כאשר זכויות ההצבעה אינן ניתנות להעברה, ולא ניתן להצביע בגין פחות מ- 10% מזכויות ההשתתפות ברישיון.

כמו כן, ניתן להעביר את המפעילה מתפקידה בהצבעה של צד אחד או יותר להסכם, המחזיקים לפחות 51% מזכויות ההצבעה, אם המפעילה ביצעה הפרה מהותית של ההסכם ולא תיקנה את ההפרה תוך 30 ימים מקבלת הודעה על הפרה כאמור. על אף האמור, אם לא ניתן לתקן את ההפרה תוך פרק זמן זה, והמפעילה החלה בתקופה זו בפעולות או צעדים לתיקון ההפרה אזי המפעילה לא תועבר מתפקידה.

3. פיטורי מפעילה מחמת עילה

ניתן להעביר מפעילה מתפקידה בהצבעה של צד אחד או יותר להסכם, המחזיקים לפחות 51% מזכויות ההצבעה במקרים הבאים:

- המפעילה נמצאה אחראית בפס"ד חלוט (או החלטת בוררות בעלת אופי דומה) לפעולה שבוצעה בזדון (Willful Misconduct) או רשלנות רבתי;
- המפעילה נעשתה חדלת פירעון, פושטת רגל או נמצאה בהליך כינוס נכסים;
- כונס נכסים מונה למפעילה או לחלק משמעותי מנכסיה או ענייניה;
- Beacon, המפעילה או BOE II Exploration LLC העבירו חלק מזכויותיהן ברישיון (למעט העברה לחברה קשורה, או כתוצאה ממזוג או מכירת עיקר נכסיה במפרץ אמריקה), אשר כתוצאה מהן פחתו זכויותיהן (לרבות זכויות חברות הבת) מ-25%, בין אם כתוצאה מהעברה אחת או מספר העברות במצטבר.

אם הוגשה בקשה בהתאם לדיני פשיטת רגל על ידי או כנגד המפעילה, ואם בית המשפט הפדרלי לפשיטת רגל מונע את העברת המפעילה מתפקידה, יתר הצדדים להסכם והמפעילה יכוננו ועדת תפעול זמנית לצורך תפקוד עד אשר תתקבל החלטת המפעילה אם תמשיך בקיום ההסכם או לא בהתאם לחוק פשיטת רגל האמריקאי.

החלטה על העברת מפעילה מתפקידה צריכה להתקבל תוך 90 ימים לאחר שנודע לאחד הצדדים להסכם (שאינו המפעילה) אודות אחד המקרים המתוארים לעיל.

התפטרות המפעילה או העברת המפעילה מתפקידה כאמור תיכנסנה לתוקפן בבוקר היום הראשון בחודש הקלנדרי העוקב שיחול לאחר חלוף 90 יום ממועד ההתפטרות או החלטה על העברת המפעילה מתפקידה, אלא אם נדרש זמן נוסף לקבלת אישור למפעילה המחליפה.

עם התפטרות או העברת המפעילה מתפקידה, תיבחר מפעילה מחליפה על ידי הצדדים להסכם, כאשר ההחלטה צריכה להתקבל בהתאם לזכויות ההצבעה המפורטות בס"ק 8 להלן. הצבעתה של המפעילה לא תיספר ככל שהיא לא זכאית להצביע, נמנעת מהצבעה או מצביעה אך ורק במטרה לקבל חזרה את תפקידה כמפעילה. ככל שקיימים רק שני צדדים להסכם, מי שאינה המפעילה באותה עת זכאית להפוך למפעילה, אך אין היא מחויבת לכך. במקרה שאף צד אינו מוכן להפוך למפעילה, ההסכם יבוא לסיומו.

4. אופן ההתחשבות

אלא אם נקבע אחרת, המפעילה תשלם את כל ההוצאות על פי ההסכם, והצדדים המשתתפים (בהתאם להגדרתם בהסכם) יחזירו לה הוצאות אלה, בהתאם לשיעור החזקתם. המפעילה רשאית לדרוש מהצדדים המשתתפים להקדים ולשלם, כל אחד את חלקו, בהוצאות המשווערות, בהתאם להוראות ההסכם.

5. תכניות עבודה ותקציבים

ההסכם קובע פרוצדורה והליכים להגשה ואישור תכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) ולביצוע פעולות בשטחים שההסכם חל עליהם. בין היתר, המפעילה לא תבצע פרויקט מסוים שעלותו המוערכת עולה על 300,000 דולר ללא קבלת אישור הצדדים בהתאם להוראות ההסכם, ולמעט פעולות הדרושות במקרי חירום בהתאם לשיקול דעתה כמפעילה סבירה ואחראית. לעניין פעולה בודדת שעלותה מעל 100,000 דולר ומתחת ל-300,000 דולר המפעילה נדרשת רק ליידע את הצדדים ולפרט אודות ההוצאה.

6. בטוחות ושעבודים של זכויות השותפים

להבטחת כל התחייבויותיהם לפי הסכם התפעול המשותף הקנו הצדדים שאינם המפעילה למפעילה זכות שעבוד, בין היתר, על כלל זכויותיהם ברישיון, זכויותיהם לפי הסכמים בקשר עם הרישיון ותקבולי מכירת נפט וגז.

7. פעולות שלא על ידי כל הצדדים

ככל שבהחלטה על ביצוע פעולה כלשהי בשטח הרישיון הדורשת אישור, היו שותפים אשר בחרו שלא להשתתף באותה פעולה, יהיו יתר השותפים שאישרו את הפעולה רשאים לבצעה על חשבונם בלבד, כפעולה שאינה בהסכמה Non-Consent Operation (להלן: "**פעולה שאינה בהסכמה**"). כל שותף רשאי להציע לשותפים לבצע פעולה שאינה בהסכמה, בתנאי שההצעה נעשית בתום לב, וכוללת תקציב ועומק מטרה סבירים לשטח הרישיון, ובתנאי שהפעולה המוצעת לא תסכן, תסכל או תפריע באופן בלתי סביר לפעולות המשותפות. ההסכם מפרט אודות מצבים שונים לביצוע פעולות שאינן בהסכמה, וקובע כיצד פעולות אלו ישפיעו על הצדדים שאינם משתתפים בפעולה.

8. זכויות הצבעה

בכל עניין המובא להצבעה, לכל צד להסכם יהיו זכויות הצבעה בהתאם לשיעור החזקתו ברישיון (או שיעור ההשתתפות שלו באותה פעולה, לפי העניין). למעט אם נקבע אחרת בהסכם, עניין המובא להצבעה יתקבל באופן הבא: אם צד אחד או שני צדדים להסכם רשאים להשתתף בהצבעה, אזי ההחלטה צריכה להתקבל על ידי צד או יותר המחזיקים לפחות 51% מזכויות ההצבעה, או במקרה בו שני צדדים הרשאים להצביע מחזיקים בזכויות שוות אזי ההחלטה תתקבל על ידי כל הצדדים הרשאים להצביע יחד. אם יותר משני צדדים להסכם רשאים להשתתף בהצבעה, ההחלטה צריכה להתקבל על ידי שני צדדים או יותר המחזיקים במשותף לפחות 51% מזכויות ההצבעה. למעט אם נקבע אחרת בהסכם, ככל שפעולה או פעילות כלשהי אושרה שלא על ידי כל הצדדים, אזי צד שהצביע נגד או בחר שלא להשתתף בפעילות, רשאי תוך 48 שעות ממועד קבלת

תוצאות ההחלטה לבצע הצבעה מאוחרת ולהשתתף בפעולה. ככל שלאחר המועד שבו ניתן לבצע הצבעה מאוחרת, ישנו לפחות צד אחד שאינו משתתף בפעילות או בפעולה המאושרת, נדרש מכל אחד מהצדדים שהצביעו בעד להשתתף, תוך 48 שעות נוספות, ולהודיע למפעילה אם הוא מגביל את שיעור השתתפותו בפעולה לשיעור החזקתו ברישיון, או שהוא מסכים לשאת בחלקו היחסי בפעילות המאושרת.

אישור תכנית פיתוח צריכה להתקבל פה אחד על ידי מחזיקי הזכויות ברישיון.

9. סנקציות החלות על השותפים ותנאים להטלתן

המפעילה רשאית למסור לצד שלא שילם במועד את חלקו היחסי בהוצאות או לא עמד בהתחייבות פיננסית אחרת שלו על-פי ההסכם (להלן: "**צד מפר**"), הודעה לפיה אם לא ישלם תוך 30 ימים הוא יימצא בהפרה. כל עוד ההפרה נמשכת, הצד המפר לא יהא זכאי לגישה לאסדה, למערכות הפקה, למתקנים, למפות, לרישומים, לנתונים ולאינפורמציה הנוגעים לפעולות ברישיון, וכן לא יהא זכאי להשתתף בישיבות. כמו כן, כל עוד ההפרה נמשכת, הצד המפר לא יהא רשאי להצביע או לקבל החלטות בעניינים שנקבעו בהסכם. במקרה של מחלוקת לגבי אותו תשלום, ישלם הצד המפר את הסכום שבמחלוקת והצדדים יפעלו ליישוב המחלוקת בהקדם האפשרי, ולא יאוחר מ-60 ימים מיום קבלת ההודעה על ידי המפעילה בדבר ההפרה.

10. אופן דילול אחזקת שותפים - העברת זכויות

בהסכם התפעול המשותף נקבעו הוראות ותנאים בנוגע לזכות השותפים להעביר או להמחות את הזכויות ברישיון. צד יוכל להעביר את כל או חלק מזכויותיו ברישיון לצד ג' שהינו בעל יכולת פיננסית לשאת בהתחייבויות לפי ההסכם, וזאת בכפוף למתן הודעה לצדדים האחרים, למעט מקרים המוגדרים בהסכם אשר בהם לא נדרשת הודעה לצדדים האחרים.

(ב) הסכם למתן שירותי הפקה וטיפול

בחודש יולי 2025, שותפי שנדואה דרום התקשרו עם שותפי שנדואה בהסכם למתן שירותי הפקה וטיפול לנפט ולגז הטבעי שיופקו משנדואה דרום באמצעות ה-FPS של שנדואה, לאורך חיי הפרויקט, וזאת בתמורה ובתנאים כמפורט להלן. לצורך מתן שירותי הפקה והטיפול, תידרשנה תוספות ציוד והתאמות ל-FPS של שנדואה (להלן: "**עבודות השדרוג**"), אשר תגדלנה את כושר ההפקה והטיפול הכולל במתקן הטיפול וההפקה מכ-120,000 חביות ביום לכ-140,000 חביות ביום. בעבור שירותי הפקה והטיפול ישלמו שותפי שנדואה דרום לשותפי שנדואה תשלום חד פעמי וכן תשלום חודשי שייקבע בהתאם לכמויות הנפט והגז הטבעי, שיוזרם בפועל מפרויקט מוניומנט לטיפול ב-FPS, עם סכום חודשי מינימלי. כמו כן, שותפי שנדואה דרום יישאו בחלקם היחסי בגין ההוצאות החודשיות של הפעלת ה-FPS.

השותפות מחזיקה באמצעות Navitas Petroleum Onshore, LLC ("NPO") ב- 50% מהזכויות ב- 4 שדות נפט יבשתיים מפיקים : Webster, East Hastings, Manvel, Thompson ו-Webster, הנמצאים במדינת טקסס ארה"ב.

7.6.1 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט Thompson					
שם נכס הנפט:	Thompson				
מיקום:	כ- 61 ק"מ דרומית ליוסטון טקסס				
שטח:	8,454 אקר (כ- 34.2 קמ"ר)				
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	נכס הנפט כולל מספר סוגי זכויות כמפורט להלן: רישיונות (Leases) המקנים זכויות לחיפוש והפקה של נפט וגז מפני הקרקע עד לשכבת ה-Frio. זכויות מסוג זה פוקעות כאשר אין הפקה מסחרית מהרישיון. בנוסף, בחלק קטן משטח נכס הנפט קיימת זכות בעלות במינרלים (Fee Minerals), אשר אינה פוקעת במקרה בו אין הפקה מהרישיון. ניתן להחכיר זכות זו לצדדים שלישיים. על פי השיטה הנוהגת באזור בו מצוי נכס הנפט מרבית הזכויות להפקת נפט מוחזקות על ידי גורמים פרטיים, גורמים אלה מחזיקים רישיונות לזכויות אלה. לעתים, הזכויות בפני הקרקע והזכויות להפקת הנפט אינן מוחזקות על ידי אותם אנשים / גופים. העקרון המנחה הוא כי הזכות להפקה גוברת על הזכות לשימוש בפני הקרקע, בכפוף לתנאים מגבילים. לצורך חיפוש נפט וגז מתקשרים היוזמים בהסכמי חכירה עם בעלי זכויות הנפט באזור המיועד לחיפוש בתמורה לתשלום דמי חכירה שנתיים ולתשלום תמלוגים מנפט שמופק משטח החיפוש.				
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	שנות ה-30.				
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	-				
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-				
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	מאז שהחלה ההפקה, כל הרישיונות בשטח נכס הנפט הינם בסטטוס (HBP) Held By Production, ויוסיפו לעמוד בתוקף כל עוד מתקיימת הפקה מזערית. שטחי נכס הנפט בהם קיימת זכות בעלות במינרלים (Fee Minerals) אינם מותנים בקיומה של הפקה, ויוותרו בתוקפם.				
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט:	-				
ציון שם המפעיל (Operator):	PO&G Operating, LLC משמשת כמפעילה של הרישיונות.				
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	<table border="1"> <tr> <td>Navitas Petroleum Onshore LLC</td><td>50%</td></tr> <tr> <td>PO&G Resources Fund II, LP⁸¹</td><td>50%</td></tr> </table> למעט רישיון אחד בו מחזיקות כל אחת מהחברות בשיעור של 47.5% מהזכויות, וכ- 5% מהזכויות מוחזקות על ידי מספר שותפים מקומיים אשר לכל אחד מהם החזקות זניחות בנכס הנפט (בקרע) ו/או במינרלים.	Navitas Petroleum Onshore LLC	50%	PO&G Resources Fund II, LP ⁸¹	50%
Navitas Petroleum Onshore LLC	50%				
PO&G Resources Fund II, LP ⁸¹	50%				

⁸¹ בסוף חודש מרץ 2025, הושלמה עסקה למכירת חלקה של ExxonMobil בשדות Thompson ו- Webster ל- PO&G Resources Fund II, LP ו- PO&G Operating, LLC מונתה כמפעילה בשדות אלה.

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט Thompson	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:	4 במרץ 2020
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	החזקה באמצעות חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות (בשרשור), NPO.
ציון החלק בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	39.13%
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2025 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	כ- 14,366 אלפי דולר

פרטים כלליים אודות נכס הנפט Webster	
שם נכס הנפט:	Webster
מיקום:	כ- 32 ק"מ דרומית ליוסטון טקסס
שטח:	4,439 אקר (כ- 17.96 קמ"ר)
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	נכס הנפט כולל מספר סוגי זכויות כמפורט להלן: רישיונות (Leases) המקנים זכויות לחיפוש והפקה של נפט וגז בשכבת ה-Frio (בעומקים של 1,662-1,882 מטרים). זכויות מסוג זה פוקעות כאשר אין הפקה מסחרית מהרישיון. בנוסף, בחלק קטן משטח נכס הנפט קיימת זכות בעלות במינרלים (Fee Minerals), אשר אינה פוקעת במקרה בו אין הפקה מהרישיון. ניתן להחכיר זכות זו לצדדים שלישיים. על פי השיטה הנהוגת באזור בו מצוי נכס הנפט מרבית הזכויות להפקת נפט מוחזקות על ידי גורמים פרטיים, גורמים אלה מחזירים רישיונות לזכויות אלה. לעתים, הזכויות בקרקע והזכויות להפקת הנפט אינן מוחזקות בהכרח על ידי אותם אנשים / גופים ואולם העקרון המנחה הוא כי הזכות להפקה גוברת על הזכות לשימוש בפני הקרקע. לצורך חיפוש נפט וגז מתקשרים הזמנים בהסכמי חכירה עם בעלי זכויות הנפט באזור המיועד לחיפושם בתמורה לתשלום דמי חכירה שנתיים ולתשלום תמלוגים מנפט שמופק משטח החיפוש.
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	שנות ה-30.
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	-
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	מאז שהחלה ההפקה, כל הרישיונות בשטח נכס הנפט הינם בסטטוס (HBP) Held By Production, ויוסיפו לעמוד בתוקף כל עוד מתקיימת הפקה מזערית.
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט:	שטחי נכס הנפט בהם קיימת זכות בעלות במינרלים (Fee Minerals) אינם מותנים בקיומה של הפקה, ויוותרו בתוקפם.
ציון שם המפעיל (Operator):	PO&G Operating, LLC משמשת כמפעילה של הרישיונות.
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	Navitas Petroleum Onshore LLC 49.8% PO&G Resources Fund II, LP 49.8% כ- 0.4% מהזכויות בנכס מוחזקות על ידי מספר שותפים מקומיים אשר לכל אחד מהם החזקות זניחות ברישיונות נכס הנפט.

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט Webster	
4 במרץ 2020	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:
החזקה באמצעות חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות (בשרשרת), NPO.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
37%	ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
43,581 אלפי דולר	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2025 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

פרטים כלליים אודות נכס הנפט Manvel	
Manvel	שם נכס הנפט:
כ- 32 ק"מ דרומית ליוסטון טקסס	מיקום:
1,780 אקר (כ- 7.2 קמ"ר)	שטח:
נכס הנפט כולל מספר סוגי זכויות כמפורט להלן: רישיונות (Leases) המקנים זכויות לחיפוש והפקה של נפט וגז. זכויות מסוג זה פוקעות כאשר אין הפקה מסחרית מהרישיון. בנוסף, בחלק קטן משטח נכס הנפט קיימת זכות בעלות במינרלים (Fee Minerals), אשר אינה פוקעת במקרה בו אין הפקה מהרישיון. ניתן להחכיר זכות זו לצדדים שלישיים. על פי השיטה הנהגת באזור בו מצוי נכס הנפט מרבית הזכויות להפקת נפט מוחזקות על ידי גורמים פרטיים, גורמים אלה מחכירים רישיונות לזכויות אלה. לעתים, הזכויות בקרקע והזכויות להפקת הנפט אינן מוחזקות בהכרח על ידי אותם אנשים / גופים ואולם העקרון המנחה הוא כי הזכות להפקה גוברת על הזכות לשימוש בפני הקרקע. לצורך חיפוש נפט וגז מתקשרים היזמים בהסכמי חכירה עם בעלי זכויות הנפט באזור המיועד לחיפושם בתמורה לתשלום דמי חכירה שנתיים ולתשלום תמלוגים מנפט שמופק משטח החיפוש.	סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:
שנות ה-30.	תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:
-	תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:
-	תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:
מאז שהחלה ההפקה, כל הרישיונות בשטח נכס הנפט הינם בסטטוס (HBP) Held By Production, ויוסיפו לעמוד בתוקף כל עוד מתקיימת הפקה מזערית. שטחי נכס הנפט בהם קיימת זכות בעלות במינרלים (Fee Minerals) אינם מותנים בקיומה של הפקה, ויוותרו בתוקפם.	תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:
-	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט:
Denbury Onshore, LLC משמשת כמפעילה של הרישיונות.	ציון שם המפעיל (Operator):
Navitas Petroleum Onshore LLC 50% Denbury Onshore, LLC 50%	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט Manvel	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:	4 במרץ 2020
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	החזקה באמצעות חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות (בשרשרת), NPO.
ציון החלק בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	41.05%
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2025 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	5,034 אלפי דולר.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט East Hastings					
שם נכס הנפט:	East Hastings				
מיקום:	כ- 38.6 ק"מ דרומית ליוסטון טקסס				
שטח:	848 אקר (כ- 3.43 קמ"ר)				
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	נכס הנפט כולל מספר סוגי זכויות כמפורט להלן: רישיונות (Leases) המקנים זכויות לחיפוש והפקה של נפט וגז. זכויות מסוג זה פוקעות כאשר אין הפקה מסחרית מהרישיון. בנוסף, בחלק קטן משטח נכס הנפט קיימת זכות בעלות במינרלים (Fee Minerals), אשר אינה פוקעת במקרה בו אין הפקה מהרישיון. ניתן להחכיר זכות זו לצדדים שלישיים. על פי השיטה הנהגת באזור בו מצוי נכס הנפט מרבית הזכויות להפקת נפט מוחזקות על ידי גורמים פרטיים, גורמים אלה מחכירים רישיונות לזכויות אלה. לעתים, הזכויות בקרקע והזכויות להפקת הנפט אינן מוחזקות בהכרח על ידי אותם אנשים / גופים ואולם העקרון המנחה הוא כי הזכות להפקה גוברת על הזכות לשימוש בפני הקרקע. לצורך חיפוש נפט וגז מתקשרים היזמים בהסכמי חכירה עם בעלי זכויות הנפט באזור המיועד לחיפוש בתמורה לתשלום דמי חכירה שנתיים ולתשלום תמלוגים מנפט שמופק משטח החיפוש.				
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	שנות ה-30.				
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	-				
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-				
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	מאז שהחלה ההפקה, כל הרישיונות בשטח נכס הנפט הינם בסטטוס (HBP) Held By Production, ויוסיפו לעמוד בתוקף כל עוד מתקיימת הפקה מזערית.				
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט:	שטחי נכס הנפט בהם קיימת זכות בעלות במינרלים (Fee Minerals) אינם מותנים בקיומה של הפקה, ויוותרו בתוקפם.				
ציון שם המפעיל (Operator):	-				
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	Denbury Onshore, LLC משמשת כמפעילה של הרישיונות. <table> <tr> <td>Navitas Petroleum Onshore LLC</td><td>50%</td></tr> <tr> <td>Denbury Onshore, LLC</td><td>50%</td></tr> </table>	Navitas Petroleum Onshore LLC	50%	Denbury Onshore, LLC	50%
Navitas Petroleum Onshore LLC	50%				
Denbury Onshore, LLC	50%				

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט East Hastings	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:	4 במרץ 2020
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	החזקה באמצעות חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות (בשרשור), NPO.
ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	40.76%
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2025 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	2,235 אלפי דולר.

7.6.2 פעולות טרם ההחזקה בנכסי הנפט

א. Thompson

נכס הנפט נתגלה על ידי חברת Cullen & West, אשר החלה בהפקת הנפט מהשדה בשנת 1931. נכס הנפט נרכש על ידי Denbury Onshore, LLC מחברת Jetta Operations Company, Inc בשנת 2012.

ב. Webster

נכס הנפט נתגלה בשנת 1937. בשנת 2013 נרכש נכס הנפט על ידי Denbury Onshore, LLC מחברת ExxonMobil.

ג. Manvel

נכס הנפט נתגלה בשנת 1931 על ידי Chevron (בשמה הקודם The Texas Company). נכס הנפט נרכש על ידי Denbury Onshore מחברת Argent Energy Holdings בשנת 2015.

ד. East Hastings

נכס הנפט נתגלה בשנת 1934 על ידי Stanolind Oil (אשר התמזגה בהמשך עם BP). נכס הנפט נרכש על ידי Denbury Onshore בשנת 2009.

להלן טבלה הכוללת, למיטב ידיעת השותפות, תיאור פעולות עבר מהותיות בשטחי נכסי הנפט, שבוצעו לפני שהשותפות החזיקה בנכסי הנפט:

שדה הנפט	זהות בעל הזכות במועד ביצוע הפעולה	תקופה שבה הפעולה בוצעה	תיאור תמציתי של הפעולה	תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה
Thompson	Denbury Onshore	2012-2019	נקדחו בנכס הנפט מספר בארות וכן בוצעו עבודות שדרוג לתשתיות שמטרתן שיפור הטיפול במים ומזעור ההשבות.	
Webster	Denbury Onshore	2013-2019	ממועד הרכישה כאמור ביצעה המוכרת השקעה בצנרת ייעודית להחדרת CO2 וכן פעלה להחזרת בארות קיימות להפקה.	השקעה בצנרת ייעודית של כ- 100 מיליון דולר.
Manvel	Denbury Onshore	2015-2019	למיטב ידיעת השותפות המוכרת לא בצעה פעולות מהותיות בנכס הנפט.	
East Hastings	Denbury Onshore	2009-2019	למיטב ידיעת השותפות המוכרת לא בצעה בנכס הנפט פעולות מהותיות.	

7.6.3. עמידה בתכנית עבודה

על פי תנאי הרישיונות, אין תכנית עבודה המחייבת את השותפות. הרישיונות יישארו בתוקף, כל עוד ישנה הפקה מסחרית מהרישיונות.

7.6.4. תכנית עבודה בפועל ומתוכננת בנכסי הנפט

להלן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות, בציון התקציב המשוער לביצוע כל פעולה וחלקם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב זה:

תקופה	תיאור תמציתי של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{82,83}	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ^{82,83}
2023	- המשך הפקה - סיום קידוחי פיתוח אופקיים בשדה Webster ותחילת הפקה - פעולות השלמה מחדש לבארות הקיימות	21,312	10,656
2024	- המשך הפקה - עבודות השלמה מחדש של בארות קיימות	10,404	5,202
2025	- המשך הפקה - קידוחים ועבודות השלמה מחדש של בארות קיימות	3,424	1,712
2026	- המשך הפקה - עבודות השלמה מחדש של בארות קיימות	4,515	2,258
2027	- המשך הפקה - קידוחים ועבודות השלמה מחדש של בארות קיימות	5,812	2,906
2028 ואילך	- המשך הפקה - קידוחים ועבודות השלמה מחדש של בארות קיימות	31,885	15,942

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - מובהר כי הנתונים וההערכות לעיל ולהלן בדבר הפעולות המתוכננות, העלויות ולוחות זמנים לביצוע הפעולות השונות מהווים מידע צופה פני עתיד אשר אינו וודאי והמבוסס על מידע הקיים אצל השותף הכללי במועד הדוח, לרבות הערכות שנמסרו לשותפות על ידי המפעילה בנכס הנפט, אשר יכול להשתנות בהסתמך על ממצאים חדשים שיתקבלו. וכן ממגבלות ו/או השפעות חיצוניות רבות כגון שינוי בתנאי נכס הנפט, תלות בקבלנים, זמינות ציוד וכדומה והינם בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד אשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. לפיכך, הפעולות שיבוצעו בפועל ועלותן עשויות להיות שונות באופן מהותי מן היעדים המוערכים או המשוערים כתוצאה משינויים ו/או עיכובים במגוון הגורמים כפי שפורטו לעיל.

⁸² לא כולל דמי חכירה שנתיים, בגין הרישיונות מהם עדיין לא מתבצעת הפקה. לא כולל עלויות סילוק ונטישה ולא כולל עלויות תפעול ותחזוקה.

⁸³ הערכות בדבר עלויות תכנית פיתוח מופיעות בתחזית התזרים ומהוות הערכות כלליות בלבד המבוססות על קטגוריית העתודות 2P.

7.6.5. שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות הקשורות בנכסי הנפט

הסברים	שיעור מגולם ל-100%				אחוז				שיעור ההשתתפות
	East Hastings	Manvel	Webster	Thompson	East Hastings	Manvel	Webster	Thompson	
ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 7.6.1 לעיל	100%	100%	100%	100%	50%	50%	49.79%	50%	השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט
ראו תחשיב בסעיף 7.6.6 להלן	81.5%	82.1%	74.3%	78.26%	40.76%	41.05%	37.00%	39.13%	השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט
ראו תחשיב בסעיף 7.6.7 להלן	100%	100%	99.58%	100%	50%	50%	49.79%	50%	השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח או הפקה בנכס הנפט

7.6.6. באור לחשוב שיעור ההשתתפות המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות

בהכנסות מנכסי הנפט, תחת הנחה של הפקה מסחרית מנכסי הנפט

פריט	אחוז				הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים (לרבות ניכוי הוצאות ואחרים)
	East Hastings	Manvel	Webster	Thompson	
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	100%	100%	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכסי הנפט:					
בעלי הזכויות בקרקע	15.74%	11.90%	19.68%	12.48%	שיעור התמלוגים של בעלי הזכויות השונים.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	84.26%	88.1%	80.32%	87.52%	
חלק המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות מנכס הנפט המנוטרלות (בשרשרת)	50%	50%	49.79%	50%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	42.13%	44.05%	39.99%	43.76%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) בקשר עם נכסי הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכסי הנפט):					
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לשותף הכללי	3.00%	3.00%	2.99%	3.00%	תמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים לשותפות והיתרה מוחזקת על ידי צד ג'.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	39.13%	41.05%	37.00%	40.76%	

7.6. שדות דנברי

7.6.7. באור לחישוב שיעור ההשתתפות המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של

השותפות בהוצאות הפיתוח וההפקה בנכסי הנפט

פריט	אחוז				הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים או התשלומים
	East Hastings	Manvel	Webster	Thompson	
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התשלומים האמורים)	50%	50%	49.79%	50%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:					
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	100%	100%	100%	100%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	50%	50%	49.79%	50%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	50%	50%	49.79%	50%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):					
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט	50%	50%	49.79%	50%	

7.6.8. תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות החיפוש, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

פריט	סך הכל שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט (באלפי דולר)	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לממשל הפדרלי בארה"ב
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2023	10,656	-	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2024	5,205	-	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2025	1,712	-	-

7.6.9. עתודות בשדות דנברי

(א) נתוני כמויות

1. על פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2025, עתודות הנפט שבנכס הנפט המסווגות כעתודות בהפקה (On Production) הינם כמפורט להלן.⁸⁴

סה"כ חלק השותפות 85(Net)			סה"כ בנכס הנפט (Gross)			קטגוריית עתודות
נפט MMBBL	גז טבעי BCF	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE	
5.99	5.78	1.26	17.13	15.23	11.45	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
1.56	1.52	0.27	4.39	4.06	1.95	עתודות צפויות (Probable Reserves)
7.55	7.30	1.53	21.52	19.29	13.40	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
-	-	-	-	-	-	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
7.55	7.30	1.53	21.52	19.29	13.40	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

2. בדוח צוין כי שלב הבשלות אליו משויכות העתודות מוגדר כ- On production.

3. בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות הינן כמקובל בהערכת עתודות על פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), ואינן מותאמות לסיכונים; (ב) NSAI לא ביקרה באזור נכסי הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלולות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI ציינה כי ההערכות שלה בדוח מבוססות, בין היתר, על ההנחות שהנכסים יפותחו בהתאם לתכניות הפיתוח הקיימות שהוצגו על ידי השותפות, שהנכסים יתופעלו כראוי, שלא יחולו תקנות או מגבלות רגולטוריות חדשות שישפיעו על יכולתם של בעלי הזכויות לשמור על ההפקה, ושנתוני ההפקה בפועל יתאמו את התחזיות שלה; (ה) NSAI עשתה שימוש במידע טכני וכלכלי הכולל, בין היתר, לוגים, מפות גיאולוגיות, מידע סיסמי, וזכויות בעלות בנכסים; (ו) ל-NSAI סופק כל המידע הנחוץ לצורך הכנת הדוח ולא הוגבלה הגישה ל-NSAI לאף מידע אשר היה בדעתה כי הוא הכרחי להכנת הדוח; (ז) כמקובל בהערכות בתחום הנפט והגז, ישנן אי ודאויות מובנות בפרשנות ההנדסית והגאו-פיזית, ולכן מסקנות NSAI מייצגות, כמקובל, פרשנות מקצועית בלבד; (ח) NSAI עשתה שימוש במידע שהתקבל מהשותפות,

⁸⁴ יתכנו פערי סכימה הנובעים מעיגולי ספרות.

⁸⁵ "Net" משמעו מכפלת סה"כ כמות הנפט והגז הטבעי, לפי העניין, בנכס הנפט (Gross) בשיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט (37.8%). הגדרה זו תקפה גם ליתר הטבלאות בסעיף זה עבור שדות דנברי. יצוין, כי ביחס לגז הטבעי חלק השותפות משקף שימוש בגז לצרכים תפעוליים.

ממקורות מידע פומביים וממידע לא חסוי המצוי בידי NSAI ; ו- (ט) NSAI לא בחנה את הזכויות החוזיות בנכסים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הנפט והגז הטבעי בנכס הנפט הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה במאגר, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או מתנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בנכס הנפט והפקה של נפט וגז טבעי.

אזהרה - עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות אשר אינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves). ישנו סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות העתודות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

(ב) נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן:

1. התזרים המהוון חושב לפי הערכת השותפות המבוססת על ממוצע תחזיות מחירי נפט וגז של גופים בינלאומיים הכוללים בנקים וגופי מחקר שנלקחו ממאגר FactSet⁸⁶: (1) מחירי נפט- נלקחו תחזיות לגבי מחירי נפט West Texas Intermediate (WTI). מחיר הנפט מותאם לאיכות הנפט ולהפרשי שערים, ביחס ל-WTI ; (2) מחירי גז- נלקחו תחזיות לגבי מחירי גז טבעי Henry Hub. מחיר הגז מותאם לאיכות הגז ולהפרשי שערים.
- להלן טבלה המרכזת את התחזיות ביחס למחירי הגז הטבעי והנפט בהם נעשה שימוש (לפני התאמות):

מחיר גז טבעי דולר/MMBTU	מחיר נפט דולר/חבית	תקופה של שנה המסתיימת ביום
3.93	59.13	31.12.2026
3.87	62.12	31.12.2027
3.81	65.07	31.12.2028
3.81	70.41	לאחר מכן

2. עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שהונחו על ידי NSAI בהתבסס על נתונים שמסרה השותפות. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות הולכה, עלויות תחזוקת בארות ההפקה וכן את הערכת NSAI בנוגע להוצאות תקורה, אשר ניתן ליחסן באופן ישיר לנכס הנפט כפי שמוגדר בהסכם עם המפעילה. העלויות אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.

3. NSAI לקחה בחשבון, בין היתר, הפסקות בהפקה לצורך תחזוקה שוטפת וכן השבתות בשל תנאי מזג אוויר.

4. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון מבוססות על עלויות תכנית הפיתוח וכוללות הוצאות הוניות אשר תידרשנה לקדיחת בארות חדשות ולציוד הפקה. ההוצאות ההוניות שסופקו ל-NSAI על ידי השותפות נראות סבירות בעיניה, בהתבסס, בין היתר, על תכנית הפיתוח בנכס הנפט ועל ידע קודם שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים. כפי שהוגדר על ידי המפעילה, עלויות אלו אינן כוללות את הניצולת של המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה.

5. עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על ידי השותפות בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמות ומתקני ההפקה. כפי שהוגדר על ידי המפעילה, עלויות הנטישה אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.

6. קצב ההפקה בפועל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה בו נעשה שימוש לצורך הערכת התזרים המהוון. NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות.

7. נלקחו בחשבון תמלוגים שישולמו ברמת נכסי הנפט לבעלי הזכויות בקרקע בשיעור ממוצע של כ- 18% ותמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים לשותפות והיתרה מוחזקת על ידי צד ג'.

8. בחישובי המס בארה"ב התחשבה השותפות במס חברות פדרלי בשיעור של 21% וכן מסים נוספים המשולמים למדינת טקסס ולמחוזות בהן ממוקמים השדות. לצורך הצגת תשלומי המס במסגרת דוח התזרים, מחשבת השותפות את תשלומי המס ברמת נכס הנפט בלבד (על אף שהוא אינו נישום למס) ואינה מתחשבת בניצול הפסדי מס מועברים משנים קודמות ברמה המאוחדת, הוצאות מימון והוצאות מטה אחרות בארה"ב הניתנים לקיזוז כנגד ההכנסה החייבת בנכס ומנגד אינה מתחשבת בניכוי מס במקור אשר צפוי לחול בעת חלוקות רווחים שמקורם מנכס הנפט.

תזרים המזומנים עודכן ביחס לתזרים המזומנים שנכלל בדוח העתודות מיום 28 באוגוסט, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-064638) (להלן: "**הדוח הקודם**") בעיקר לאור עדכון העתודות לאור הפקה מנכס הנפט וביצועי הבארות, עדכון מחירי הנפט והגז, עדכון פרופילי הפקה, עדכון הנחות הוצאות שוטפות.

בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2025 באלפי דולר, המיוחס לשותפות בעתודות בנכס הנפט:

7.6. שדות דנברי

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (1P) (Proved Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%										
8,751	8,937	9,136	9,350	9,579	(3,468)	13,046	-	(1,735)	(3,816)	(5,875)	24,473	771	761	2026
9,469	10,091	10,785	11,562	12,438	(4,860)	17,298	-	(1,502)	(4,381)	(7,319)	30,500	808	901	2027
9,661	10,745	12,007	13,488	15,236	(6,614)	21,850	-	(8,131)	(4,822)	(11,322)	46,126	909	1,315	2028
11,402	13,232	15,459	18,191	21,577	(8,846)	30,423	-	(4,844)	(5,092)	(13,237)	53,596	908	1,422	2029
8,503	10,298	12,577	15,505	19,311	(7,565)	26,876	-	(525)	(5,012)	(10,535)	42,949	780	1,137	2030
5,903	7,460	9,526	12,302	16,088	(6,298)	22,386	-	-	(4,903)	(8,818)	36,107	686	954	2031
4,172	5,503	7,346	9,941	13,652	(5,454)	19,106	-	(38)	(4,758)	(7,699)	31,601	613	835	2032
2,894	3,982	5,558	7,880	11,362	(4,645)	16,006	-	-	(4,586)	(6,593)	27,186	548	717	2033
1,965	2,821	4,117	6,114	9,256	(3,843)	13,099	-	(38)	(4,254)	(5,522)	22,913	485	606	2034
1,457	2,184	3,332	5,183	8,240	(3,438)	11,678	-	-	(3,991)	(4,969)	20,637	443	548	2035
1,059	1,657	2,642	4,308	7,191	(3,033)	10,225	-	(38)	(3,838)	(4,460)	18,560	404	493	2036
811	1,323	2,206	3,768	6,605	(2,794)	9,399	-	-	(3,710)	(4,142)	17,252	376	458	2037
607	1,033	1,802	3,224	5,933	(2,530)	8,463	-	-	(3,520)	(3,786)	15,768	348	419	2038
459	815	1,485	2,783	5,379	(2,309)	7,688	-	-	(3,332)	(3,487)	14,507	318	385	2039
346	641	1,222	2,401	4,872	(2,106)	6,978	-	-	(3,113)	(3,213)	13,304	267	353	2040
1,082	2,381	5,482	12,591	19,208	(20,215)	39,423	(25,990)	(300)	(46,874)	(35,091)	147,678	2,786	3,920	2041 - 2075
68,541	83,104	104,684	138,589	185,926	(88,018)	273,944	(25,990)	(17,150)	(110,004)	(136,069)	563,156	11,451	15,225	סה"כ

7.6. שדות דנברי

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
(106)	(108)	(110)	(113)	(116)	9	(125)	-	(523)	(29)	(147)	574	7	18	2026
3,003	3,201	3,421	3,667	3,945	(1,618)	5,562	-	(1,404)	(406)	(2,477)	9,850	116	298	2027
3,917	4,357	4,869	5,469	6,178	(2,311)	8,489	-	(523)	(646)	(3,279)	12,937	156	374	2028
3,422	3,971	4,639	5,459	6,476	(2,510)	8,986	-	(1,394)	(723)	(3,776)	14,879	167	398	2029
3,048	3,691	4,508	5,557	6,921	(2,571)	9,492	-	-	(764)	(3,482)	13,738	156	368	2030
2,178	2,753	3,515	4,539	5,936	(2,214)	8,150	-	(38)	(778)	(3,039)	12,004	139	321	2031
1,594	2,103	2,807	3,799	5,216	(1,994)	7,210	-	-	(756)	(2,700)	10,666	125	286	2032
950	1,307	1,824	2,586	3,729	(1,469)	5,198	-	-	(536)	(1,932)	7,666	94	205	2033
578	830	1,211	1,799	2,724	(1,077)	3,801	-	-	(357)	(1,391)	5,549	71	148	2034
438	656	1,001	1,558	2,476	(992)	3,469	-	-	(440)	(1,301)	5,209	66	140	2035
343	537	856	1,396	2,331	(945)	3,276	-	-	(484)	(1,253)	5,013	63	134	2036
269	438	731	1,248	2,187	(893)	3,080	-	-	(458)	(1,185)	4,723	59	127	2037
210	357	623	1,114	2,050	(842)	2,892	-	-	(445)	(1,116)	4,453	56	120	2038
163	290	529	992	1,917	(790)	2,707	-	-	(415)	(1,040)	4,163	54	112	2039
127	236	450	883	1,792	(741)	2,533	-	-	(422)	(978)	3,933	74	106	2040
343	744	1,724	4,406	13,118	(5,701)	18,819	-	(75)	(6,577)	(8,379)	33,850	551	909	2041-2075
20,478	25,362	32,598	44,359	66,881	(26,658)	93,539	-	(3,956)	(14,234)	(37,476)	149,206	1,954	4,063	סה"כ

7.6. שדות דנברי

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות וצפויות (2P) (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
8,645	8,829	9,026	9,237	9,463	(3,458)	12,921	-	(2,258)	(3,845)	(6,023)	25,047	779	780	2026
12,472	13,292	14,206	15,229	16,382	(6,478)	22,860	-	(2,906)	(4,787)	(9,796)	40,350	924	1,199	2027
13,579	15,102	16,876	18,956	21,414	(8,925)	30,339	-	(8,654)	(5,468)	(14,602)	59,063	1,065	1,689	2028
14,824	17,204	20,098	23,651	28,053	(11,356)	39,408	-	(6,238)	(5,815)	(17,014)	68,476	1,075	1,821	2029
11,551	13,988	17,085	21,062	26,231	(10,136)	36,368	-	(525)	(5,776)	(14,018)	56,686	936	1,505	2030
8,082	10,213	13,040	16,842	22,024	(8,512)	30,536	-	(38)	(5,681)	(11,857)	48,111	825	1,276	2031
5,767	7,605	10,153	13,739	18,868	(7,448)	26,316	-	(38)	(5,514)	(10,399)	42,266	738	1,120	2032
3,844	5,289	7,383	10,466	15,091	(6,113)	21,204	-	-	(5,122)	(8,526)	34,852	642	922	2033
2,543	3,651	5,328	7,913	11,980	(4,920)	16,901	-	(38)	(4,610)	(6,914)	28,462	556	754	2034
1,895	2,840	4,333	6,741	10,716	(4,430)	15,146	-	-	(4,430)	(6,270)	25,846	509	688	2035
1,403	2,194	3,499	5,704	9,522	(3,979)	13,501	-	(38)	(4,322)	(5,713)	23,573	466	627	2036
1,079	1,761	2,937	5,016	8,792	(3,687)	12,479	-	-	(4,168)	(5,327)	21,975	436	585	2037
817	1,391	2,424	4,337	7,983	(3,372)	11,355	-	-	(3,964)	(4,902)	20,221	404	538	2038
622	1,105	2,014	3,775	7,296	(3,099)	10,395	-	-	(3,747)	(4,527)	18,670	371	497	2039
473	877	1,672	3,284	6,664	(2,847)	9,511	-	-	(3,535)	(4,191)	17,237	341	459	2040
1,425	3,125	7,207	16,997	32,326	(25,915)	58,242	(25,990)	(375)	(53,451)	(43,470)	181,527	3,337	4,828	2041-2075
89,019	108,467	137,282	182,948	252,807	(114,676)	367,483	(25,990)	(21,106)	(124,237)	(173,546)	712,362	13,405	19,288	סה"כ

7.6. שדות דנברי

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (3P) (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט) ⁸⁷														
שנה	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות (MMCF)	הכנסות	תמלוגים שישולמו	עלויות הפעלה	עלויות פיתוח	עלויות נטישה ושיקום	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	מיסים	סה"כ תזרים מהוון אחרי מס				
										מהוון ב-0%	מהוון ב-5%	מהוון ב-10%	מהוון ב-15%	מהוון ב-20%
2026	780	779	25,047	(6,023)	(3,845)	(2,258)	-	12,921	(3,458)	9,463	9,237	9,026	8,829	8,645
2027	1,199	924	40,350	(9,796)	(4,787)	(2,906)	-	22,860	(6,478)	16,382	15,229	14,206	13,292	12,472
2028	1,689	1,065	59,063	(14,602)	(5,468)	(8,654)	-	30,339	(8,925)	21,414	18,956	16,876	15,102	13,579
2029	1,821	1,075	68,476	(17,014)	(5,815)	(6,238)	-	39,408	(11,356)	28,053	23,651	20,098	17,204	14,824
2030	1,505	936	56,686	(14,018)	(5,776)	(525)	-	36,368	(10,136)	26,231	21,062	17,085	13,988	11,551
2031	1,276	825	48,111	(11,857)	(5,681)	(38)	-	30,536	(8,512)	22,024	16,842	13,040	10,213	8,082
2032	1,120	738	42,266	(10,399)	(5,514)	(38)	-	26,316	(7,448)	18,868	13,739	10,153	7,605	5,767
2033	922	642	34,852	(8,526)	(5,122)	-	-	21,204	(6,113)	15,091	10,466	7,383	5,289	3,844
2034	754	556	28,462	(6,914)	(4,610)	(38)	-	16,901	(4,920)	11,980	7,913	5,328	3,651	2,543
2035	688	509	25,846	(6,270)	(4,430)	-	-	15,146	(4,430)	10,716	6,741	4,333	2,840	1,895
2036	627	466	23,573	(5,713)	(4,322)	(38)	-	13,501	(3,979)	9,522	5,704	3,499	2,194	1,403
2037	585	436	21,975	(5,327)	(4,168)	-	-	12,479	(3,687)	8,792	5,016	2,937	1,761	1,079
2038	538	404	20,221	(4,902)	(3,964)	-	-	11,355	(3,372)	7,983	4,337	2,424	1,391	817
2039	497	371	18,670	(4,527)	(3,747)	-	-	10,395	(3,099)	7,296	3,775	2,014	1,105	622
2040	459	341	17,237	(4,191)	(3,535)	-	-	9,511	(2,847)	6,664	3,284	1,672	877	473
2041-2075	4,828	3,337	181,527	(43,470)	(53,451)	(375)	(25,990)	58,242	(25,915)	32,326	16,997	7,207	3,125	1,425
סה"כ	19,288	13,405	712,362	(173,546)	(124,237)	(21,106)	(25,990)	367,483	(114,676)	252,807	182,948	137,282	108,467	89,019

⁸⁷ הדוח אינו כולל עתודות אפשריות (Possible Reserves), ולפיכך לא נכללה בסעיף זה טבלת תזרימי מזומנים בגין קטגוריה זו. להסבר אודות הפערים בעתודות בהשוואה לדוח הקודם, ראו להלן.

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הנפט, הגז הטבעי, נוזלי הגז הטבעי והקונדנסט שיופקו, קצב ומשך מכירותם משדות דנברי, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או נוזלי הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או נוזלי הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של העתודות בנכס הנפט (מחיר הנפט והגז וכמות מכירות הנפט והגז) ליום 31.12.2025 (באלפי

דולר), אשר בוצע על ידי השותפות:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר/כמות הנפט והגז בשיעור של 10%						קיטון במחיר/כמות הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	219,676	160,176	120,520	95,594	78,836	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	152,176	117,001	88,848	70,614	58,246
עתודות צפויות (Probable Reserves)	75,712	50,074	36,788	28,636	23,137	עתודות צפויות (Probable Reserves)	58,050	38,644	28,407	22,089	17,820
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	295,389	210,251	157,308	124,230	101,973	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	210,226	155,645	117,255	92,703	76,066
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	-	-	-	-	-	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	-	-	-	-	-
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	295,389	210,251	157,308	124,230	101,973	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	210,226	155,645	117,255	92,703	76,066
גידול במחיר/כמות הנפט והגז בשיעור של 15%						קיטון במחיר/כמות הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	236,551	170,970	128,438	101,840	83,984	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	135,301	106,207	80,929	64,369	53,098
עתודות צפויות (Probable Reserves)	80,128	52,932	38,884	30,272	24,466	עתודות צפויות (Probable Reserves)	53,634	35,786	26,312	20,452	16,490

7.6. שדות דנברי

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	316,679	223,902	167,322	132,112	108,450	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	188,935	141,994	107,241	84,821	69,589
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	-	-	-	-	-	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	-	-	-	-	-
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	316,679	223,902	167,322	132,112	108,450	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	188,935	141,994	107,241	84,821	69,589
גידול במחיר/כמות הנפט והגז בשיעור של 20%						קיטון במחיר/כמות הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	253,426	181,763	136,356	108,085	89,131	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	118,426	95,412	73,011	58,124	47,951
עתודות צפויות (Probable Reserves)	84,544	55,790	40,979	31,909	25,795	עתודות צפויות (Probable Reserves)	49,218	32,929	24,217	18,816	15,161
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	337,970	237,553	177,335	139,994	114,927	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	167,644	128,341	97,228	76,939	63,112
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	-	-	-	-	-	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	-	-	-	-	-
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	337,970	237,553	177,335	139,994	114,927	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	167,644	128,341	97,228	76,939	63,112

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול כמות הנפט והגז בשיעור של 10%						קיטון כמות הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	217,315	158,652	119,392	94,699	78,093	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	150,244	115,754	87,925	69,881	57,638
עתודות צפויות (Probable Reserves)	75,093	49,671	36,491	28,402	22,947	עתודות צפויות (Probable Reserves)	57,543	38,314	28,164	21,898	17,664
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	292,408	208,323	155,884	123,101	101,040	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	207,787	154,068	116,089	91,779	75,302

7.6. שדות דנברי

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	-	-	-	-	-	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	-	-	-	-	-
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	292,408	208,323	155,884	123,101	101,040	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	207,787	154,068	116,089	91,779	75,302
גידול כמות הנפט והגז בשיעור של 15%						קיטון כמות הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	234,082	169,376	127,259	100,903	83,207	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	133,476	105,029	80,058	63,677	52,524
עתודות צפויות (Probable Reserves)	79,481	52,511	38,573	30,028	24,267	עתודות צפויות (Probable Reserves)	53,155	35,475	26,082	20,272	16,343
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	313,563	221,886	165,832	130,931	107,474	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	186,631	140,504	106,140	83,949	68,867
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	-	-	-	-	-	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	-	-	-	-	-
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	313,563	221,886	165,832	130,931	107,474	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	186,631	140,504	106,140	83,949	68,867
גידול כמות הנפט והגז בשיעור של 20%						קיטון כמות הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	250,850	180,100	135,126	107,107	88,321	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	116,708	94,303	72,191	57,472	47,410
עתודות צפויות (Probable Reserves)	83,868	55,350	40,655	31,654	25,588	עתודות צפויות (Probable Reserves)	48,768	32,636	24,001	18,646	15,023
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	334,718	235,450	175,781	138,762	113,909	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	165,476	126,939	96,191	76,118	62,433
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	-	-	-	-	-	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	-	-	-	-	-
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	334,718	235,450	175,781	138,762	113,909	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	165,476	126,939	96,191	76,118	62,433

הסבר על הפערים בין לדוח העתודות הנוכחי לדוח הקודם (Gross):

בקטגוריות אומדן עתודות הנפט המוכחות (1P), חלה עלייה של כ- 6% לעומת הדוח הקודם, בקטגוריית עתודות הנפט המוכחות והצפויות (2P) ובקטגוריית עתודות הנפט המוכחות, הצפויות והאפשריות (3P), חלה עלייה של כ- 3% לעומת הדוח הקודם.

הגידול נובע בעיקר מהפחתה בהוצאות התפעוליות של המפעיל החדש בנכס אשר מאריכה את משך ההפקה מהפרויקט.

השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה דוח העתודות שהוכן על ידי NSAI, נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ 2026 ;
2. ציון שם התאגיד: נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת ;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי ;
4. הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
5. הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
6. הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
7. הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Petroleum Resources Management System (2018) כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח ;
8. הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר דוח העתודות האחרון שפורסם על ידי השותפות.
9. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור

בשותף הכללי

7.6.10. נתוני הפקה

להלן נתוני הפקת הנפט והגז (BOE) בשדות דנברי המיוחסים לשותפות בשנים

2024-2025: 88

2024	2025	
450.04	412.79	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקופה (באלפי חביות)
77.67	67.48	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ⁸⁹
(17.69)	(15.51)	תמלוגים ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ⁹⁰
(24.39)	(24.45)	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ⁹¹
35.59	27.52	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית)
3.42	3.78	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בפריקט (ב-%)

7.6.11. הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט

(א) הסכם הרכישה

לפרטים אודות הסכם בין השותפות (באמצעות NPO), לבין דנברי, לרכישת זכויות בשדות הנפט Webster East Hastings, Manvel, Thompson ו-1, ראו דיווחים מיידיים של השותפות מתאריכים 22 בדצמבר, 2019 ו-5 במרץ, 2020 (אסמכתאות מספר: 2019-01-122965 ו-2020-01-018646, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

(ב) הסכם תפעול משותף

הפעילות בנכסי הנפט נעשית במסגרת הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement) (להלן: "JOA" או "הסכם התפעול") שנחתם בין המפעילה לבין השותפות. מטרת הסכם התפעול היא קביעת הזכויות והחובות ההדדיות של השותפים בנכסי הנפט בקשר לביצוע פעולות בתחומי הנכסים כאמור. להלן יפורטו עיקרי הסכם התפעול:

1. זכות המפעילה, זכויותיה וחובותיה

Denbury Onshore, LLC משמשת כמפעילה בשדות הנפט Manvel ו- East Hastings, PO&G Operating, LLC ו-1, משמשת כמפעילה בשדות הנפט Webster ו-1 תחת הסכם התפעול (להלן: "המפעילה"). בכפוף לתנאי הסכם התפעול ולהחלטות ועדת התפעול (כהגדרתה להלן), ניתנו למפעילה הסמכויות והחובות בקשר לניהול הפעולות בנכסי הנפט. המפעילה תפעל כקבלן עצמאי

⁸⁸ כולל כמויות גז בשיעור זניח. הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשויך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגל עד 2 ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

⁸⁹ מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) לפני השפעת עסקאות גידור.

⁹⁰ מייצג תמלוגים לצדדים הקשורים לשותפות, לבעלי עניין בשותף הכללי ולצדדים שלישיים.

⁹¹ עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) בגין חלק השותפות, נטו, הינה כ- 32.04 דולר לחבית וכ- 32.19 דולר לחבית (לא כולל עלות workover) בשנים 2024 ו-2025, בהתאמה. יחס זה מחושב כסך עלויות ההפקה המיוחסות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות כאשר הוא מחולק במספר החביות האפקטיבי (נטו מזכויות בעלי התמלוגים), המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות.

ותהיה רשאית להעסיק קבלני משנה ו/או עובדים לביצוע הפעולות בנכסי הנפט (לרבות קביעת כמות העובדים, שכרם ושעות עבודתם). בניהול הפעולות בנכס הנפט תהא המפעילה חייבת, בין היתר, לבצע את תפקידיה בשקידה ראויה ובהתאם לנהלים מקובלים בתחום הנפט ולפעול בהתאם לתקנות בענייני בריאות, בטיחות וסביבה. כמו כן נדרשת המפעילה לנהל רישום מדויק הכולל את החיובים והזיכויים בחשבון המשותף לצדדים. המפעילה נדרשת להתקשר בהסכמי ביטוח כמפורט בהסכם התפעול ועל פי ההוראות הכלולות בו. המפעילה תאפשר לצד להסכם התפעול שאינו המפעילה, בכל זמן סביר ובמסגרת השעות המקובלות, גישה לרישומי החשבון המשותף, וכן תספק מידע לצדדים כמפורט בהסכם, לרבות נתונים ודוחות הקשורים בהתקדמות קידוח ופעילות נכס נפט, העתק דיווחים שנשלחו לגופים רגולטוריים ועוד. הצדדים יישאו, לפי חלקם היחסי בזכויות בנכסי הנפט, בכל עלות של נזק או כל חבות אחרת שתיגרם על ידי המפעילה, למעט אם נגרמו כתוצאה מרשלנות חמורה או מהתנהגות פסולה של המפעילה – שאז המפעילה תישא באחריות לאותם הנזקים או חבויות.

2. אופן ההתחשבנות בין השותפים בנכסי הנפט

אלא אם נקבע אחרת בהסכם התפעול, כל הזכויות בנפט ובגז שיופקו מנכסי הנפט, וברכוש ובחומרים שירכשו לצורך פעולות בנכס הנפט, יהיו בהתאם לשיעורי ההשתתפות הצדדים בנכסי הנפט, בכפוף לתשלום תמלוג או כל תשלום אחר שנקבע במפורש בהסכם התפעול. כמו כן, אלא אם נקבע אחרת בהסכם התפעול, הצדדים יישאו בהתחייבויות בקשר עם נכסי הנפט וכל החבויות וההוצאות שהוצאו במסגרת הסכם התפעול, בהתאם לשיעורי השתתפותם בנכסי הנפט. אחריות הצדדים להסכם התפעול הינה אישית, ולא משותפת או קולקטיבית. בנוסף, על כל צד לשלם, בהתאם לזכויות השתתפותו, את המסים והתשלומים האחרים הקבועים בהסכם התפעול, המוטלים עליו בקשר עם ייצור או טיפול בנפט ו/או בגז המופקים בהתאם להוראות הסכם זה. המפעילה תהא רשאית לדרוש מהצדדים להקדים ולשלם מראש, כל אחד את חלקו, בהוצאות המשווערות, בהתאם להוראות הסכם התפעול. בכפוף להוראות הסכם התפעול, התחייבויות ו/או הלוואות ו/או תשלומים שייצר צד להסכם התפעול לאחר החתימה על ההסכם ושלא בהסכמת הצדדים או בהתאם להרשאות המפעילה, יחשבו כתבות שנטל על עצמו הצד האמור בלבד ולא יראו בהן כתבויות משותפות של הצדדים.

3. בטחונות ושעבודים של השותפים

להבטחת כל התחייבויותיהם על פי הסכם התפעול, הקנה כל אחד מהצדדים זכות שעבוד הדדית ראשונה בדרגה לצד השני, בין היתר, על זכויותיהם בנכסי הנפט, זכויותיהם לפי ההסכמים בקשר עם נכסי הנפט ותקבולי מכירת נפט ו/או גז. יצוין כי השעבוד האמור מבטיח רק את חובותיו של הצד אשר יצרם, ולאף צד לא תהיה כל אחריות כלפי צד שלישי בגין חוב או הוצאה שצד אחר צריך לשאת בהם.

אם צד להסכם אינו משלם את חלקו בהוצאות בהתאם להוראות הסכם התפעול בתוך 120 יום לאחר שנמסרה לו הודעה על כך מהמפעילה (להלן בס"ק זה: **"הצד המפר"**), לבקשת המפעילה, הצדדים שאינם מפריס, יישאו בסכום שלא שולם על ידי הצד המפר בהתאם לזכויות ההשתתפות שלהם. הסכום שיישא בו כל אחד מהצדדים האמורים, יובטח על ידי הבטוחות אשר העניק הצד המפר. הצד המפר יחויב בקנס בגין ההפרה.

4. ועדת התפעול

במסגרת הסכם התפעול הצדדים יקימו ועדת תפעול (Operating Committee) (להלן: **"ועדת התפעול"**) המורכבת מארבעה נציגים (שני נציגים מטעם המפעילה ושניים מטעם של הצדדים אשר אינם המפעילה). ועדת התפעול תתכנס, ככל שיידרש, בין היתר, לצורך בחינת הרשאה להוצאות (AFE) בקשר עם פיתוח הבארות. סמכויות הוועדה כוללות, בין היתר, אישור התוכניות והבקשות לתקציב וכן קביעת לוחות זמנים.

5. תכניות עבודה ותקציבים

יש לקבל את הסכמת הצדדים להסכם לצורך ביצוע פעולות קידוח, למעט פעולות כאמור בס"ק 6 להלן. המפעילה לא תבצע פרויקט אשר אינו קשור בפעולות הקידוח, שלא אושר על ידי הצדדים במסגרת הסכם התפעול ועלותו המוערכת עולה על 400,000 דולר. ההגבלות הנ"ל אינן פוגעות בזכותה של המפעילה לחרוג מהוצאות שיחויב להוציא בשל עניינים תפעוליים דחופים ואו מקרי חירום והיא מחויבת לדווח באופן מיידי לצדדים להסכם על ההוצאה החריגה והסיבות לה, והכל כמפורט בהסכם התפעול.

6. פעולות שלא על ידי כל הצדדים

צד להסכם המעוניין ליזום פעולות פיתוח בשטחי נכסי הנפט רשאי לעשות זאת ולהזמין את הצדדים הנוספים להסכם להצטרף לפעולות כאמור, תוך פירוט העבודות שיבוצעו והעלות המשוערת שלהן. הצדדים אשר יבחרו להשתתף בפעולות פיתוח כאמור יישאו בעלויותיהן, לכל הפחות לפי חלקם היחסי בזכויות ההשתתפות בנכסי הנפט. ככל שכל הצדדים אליהם נשלחה ההזמנה בחרו להצטרף לפעילות, תחל המפעילה בפעולה כאמור במסגרת הזמן הקבועה בהסכם התפעול, ויהיה עליה להגיש לצדדים דיווח על הפעולה, בדיקת נאותות, סיכונים ועלויות. יוזם הפעולה רשאי לחזור בו מההצעה ככל שלא נענתה ב-100% בהתאם לתנאים המפורטים בהסכם.

כמו כן, הסכם התפעול מפרט תנאים לביצוע פעולות בנכסי הנפט שלא כל הצדדים בחרו להשתתף בהן (Sole Risk) והשלכותיהן על הצדדים שאינם משתתפים בפעולות כאמור.

7. זכויות הצבעה

במקרה שלא ניתן להכריע משום שלא הושג רוב ("deadlock") - למעט החלטות הדורשות הסכמה מלאה, למפעילה תהיה הזכות (לפי שיקול דעתה הבלעדי) להכריע בסוגיה.

8. התפטרות המפעילה והעברתה מתפקידה ; בחירת מפעילה מחליפה

בכפוף להוראות הסכם התפעול, המפעילה רשאית להתפטר מתפקידה בכל עת תוך מתן הודעה מוקדמת בכתב ובתנאי שהסכם הפיתוח מתיר זאת. בכפוף להוראות הסכם התפעול, ניתן להעביר את המפעילה מתפקידה על ידי הצבעה של יתר הצדדים אשר אינם המפעילה המחזיקים ביחד ברוב זכויות השתתפות, והכל בהתאם לשיעורי החזקותיהם הקבועים בהסכם (וזאת מבלי לקחת בחשבון את זכויות ההשתתפות של המפעילה), בין היתר, בקורות אחד המקרים המפורטים בהסכם, שעיקרם להלן: (1) אם המפעילה מתפרקת או מחסלת את קיומה המשפטי בדרך אחרת; (2) אם המפעילה חדלה מלהחזיק זכויות ההשתתפות בנכסי הנפט; (3) אם המפעילה אינה מסוגלת למלא את תפקידה כמפעילה.

הצבעה כאמור תהא בתוקף ככל שנשלחה למפעילה הודעה בכתב על קורות אחד מהאירועים המפורטים לעיל ובהתקיים התנאים הבאים: (1) המפעילה לא החלה בפעולות לתיקון ההפרה תוך 30 ימים מיום ההודעה או שלאחר מכן לא נמשכות פעולות לתיקון כאמור; או (2) ככל שהפרת המפעילה נוגעת לפעולה המבוצעות על ידה, המפעילה לא החלה בתיקונה בתוך ארבעים ושמונה (48) שעות מקבלת ההודעה. כמו כן, ניתן להעביר את המפעילה מתפקידה, ולא נדרשת הצבעה של יתר הצדדים אשר אינם המפעילה, אם המפעילה נעשתה חדלת פירעון, פושטת רגל או נמצאה בהליך כינוס נכסים. אם הוגשה בקשה כנגד המפעילה במסגרת הליכי פשיטת רגל ו/או חדלות פירעון ו/או כונס נכסים יראו במפעילה כמי שהתפטרה. ככל שבית המשפט הפדרלי לפשיטת רגל מונע את העברת המפעילה מתפקידה, יתר הצדדים להסכם והמפעילה יכוננו ועדת תפעול זמנית עד אשר תתקבל החלטת המפעילה אם תמשיך בקיום הסכם התפעול או לא, בהתאם לחוק פשיטת רגל האמריקאי. במהלך התקופה בה ועדת התפעול הזמנית תפעל, אישורן של פעולות יהיה ברוב של שני מחזיקים או יותר, המחזיקים יחד ברוב זכויות ההשתתפות בנכסי הנפט. כמו כן, במהלך התקופה כאמור, וככל שיהיו שני צדדים בלבד להסכם, ימונה לוועדת התפעול צד שלישי המקובל על המפעילה, על ידי הצד שאינו מפעילה ועל ידי בית המשפט הפדרלי לפשיטת רגל, ובכל הצבעה יידרש אישורם של לפחות שניים מחברי ועדת התפעול הזמנית, מבלי להתחשב בזכויות ההשתתפות של הצדדים לפי הסכם התפעול.

מינוי מפעילה חדשה לנכס ייעשה מבין השותפים בזכויות בנכס במועד המינימום ויקבע על ידי הצבעת הרוב מהצדדים השותפים בנכס בהתאם לשיעורי השתתפותם המפורטים בהסכם. במקרה שלא ניתן לקבל הכרעה למינוי, המפעילה היוצאת תחליט על זהות המפעילה החדשה. עליה להיות בעלת הניסיון, הכישורים והאמצעים הדרושים לביצוע תפקיד המפעילה.

על אף האמור, לא ניתן להעביר את המפעילה מתפקידה במהלך תקופת הפיתוח למעט במקרים שהמפעילה מצויה בתהליך פשיטת רגל ואינה מתפקדת כמפעילה כשירה כפי שמוגדר בהסכם.

9. סנקציות החלות על השותפים ותנאים להטלתן

צד להסכם התפעול אשר לא שילם במועד הקבוע בהסכם התפעול את חלקו היחסי בעלויות ובהוצאות או לא עמד בהתחייבות פיננסית אחרת על פי הסכם זה ייחשב כצד מפר (להלן בסעיף זה: "**הצד מפר**"). ככל שהצד המפר לא תיקן את ההפרה בתוך 30 ימים מיום שקיבל הודעה בעניין, וכל עוד ההפרה נמשכת, הצדדים שאינם מפרים יהיו רשאים להשעות את זכויות הצד המפר בהתאם להוראות הסכם התפעול. הצד המפר יהיה חשוף לסנקציות כמפורט בהסכם, ובהן מניעת קבלת מידע הנוגע לפעילות בנכסי הנפט, השעיית הזכות להשתתף בפעילות במסגרת הסכם התפעול ועוד.

במקרה בו הצד המפר הינו המפעילה, לצדדים שאינם המפעילה קיימת הזכות לבחור במפעילה חדשה, ובלבד שהחלטה כאמור תתקבל ברוב קולות בעלי זכויות ההשתתפות בנכסי הנפט, וזאת מבלי לקחת בחשבון את הצבעתה של המפעילה בהצבעה.

כמו כן, אין באמור לעיל כדי לפגוע בזכות הצדדים שאינם מפרים למצות את הדין עם הצד המפר בגין אותה הפרה.

10. רכישה או העברה של זכויות השתתפות בנכסי הנפט

בהסכם התפעול נקבעו הוראות ותנאים בנוגע לזכות השותפים (ובהם המפעילה) להעביר, לשעבד, למכור ו/או להמחות את זכויות ההשתתפות בנכסי הנפט. בכפוף לזכות הצעה ראשונה, צד יוכל להעביר את כל או חלק מזכויותיו בנכסי הנפט לצד ג' שהינו בעל יכולת פיננסית לשאת בהתחייבויות לפי הסכם התפעול. בנוסף, כל צד יהיה רשאי, בכפוף להוראות הסכם התפעול, להודיע כי הוא מבקש לוותר על זכויות השתתפותו בנכסי הנפט (אחד או יותר).

11. נטישת בארות

אלא אם הדבר נדרש בהתאם לתקנות הרלוונטיות, כל באר אשר בוצעו בה פעולות קידוח או הפקה, לא תינטש ללא הסכמת כל הצדדים המחזיקים בזכויות השתתפות בה.

כל צד אשר מתנגד לנטישה כאמור יודיע על כך למפעילה בתוך ארבעים ושמונה (48) שעות (לא כולל ימי מנוחה, כמפורט בהסכם התפעול) ויוכל להשתלט על הבאר, לאחר שהוכיח למפעילה כי יש ביכולתו הכספית לעשות כן, וזאת לצורך ביצוע פעולות נוספות להפקה או חיפוש נפט ו/או גז בכפוף להוראות הסכם התפעול. צד שיבחר להשתלט על הבאר כאמור, ישפה את כל הצדדים אשר בחרו לנטוש את הבאר מפני אחריות בגין כל פעולה נוספת להפקה או חיפוש אשר תתבצע בבאר, למעט עלויות נטישת הבאר ושיקום השטח (ככל שעלויות כאמור לא הוגדלו בעקבות הפעולות לאחר קבלת ההחלטה על נטישת הבאר), בגינם הצדדים הנוטשים יישארו אחראיים באופן יחסי לפי חלקם בזכויות ההשתתפות.

הסכם התפעול קובע הוראות דומות בנוגע לנטישת באר אשר ההפקה ממנה הסתיימה.

12. סיום הסכם התפעול

הסכם התפעול יישאר בתוקפו ככל שזכויות ההשתתפות של הצדדים בנכסי הנפט ו/או הגז תישארנה בתוקף בהתאם לתנאי הסכם התפעול. יצוין כי לא יהיה בסיום הסכם התפעול כדי לשחרר את מי מהצדדים להסכם מכל חבות, הוצאה, סעד או התחייבות אחרת, אשר נוצרו בטרם סיומו.

13. הוראות נוספות

הסכם התפעול חל על הצדדים להסכם זה בלבד ואינו חל על צדדים שלישיים המחזיקים בזכויות השתתפות בנכסי הנפט. נוסף על האמור לעיל, הסכם התפעול כולל הוראות מקובלות, לרבות בקשר עם מיסוי, סודיות, דיווחים והודעות לצדדים, מנגנון יישוב סכסוכים ותביעות וכן הוראות בנוגע לאירועי "כוח עליון".

השותפות מחזיקה בזכויות בשיעור של כ-98% בשדה הנפט היבשתי נצ'ס באמצעות Navitas Petroleum Onshore, LLC ("NPO") ומשמשת כמפעילה באמצעות Peles, LLC חברה בת (בשרשר) בבעלות מלאה.

7.7.1. פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט נצ'ס	
שם נכס הנפט:	Neches
מיקום:	מזרח טקסס
שטח:	9,400 אקר (כ-38 קמ"ר)
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	נכס הנפט כולל שני סוגי זכויות כמפורט להלן: בכ-95% משטח נכס הנפט - רישיונות (Leases) המקנה זכויות בקרקע ובמינרלים. זכויות מסוג זה פוקעות כאשר אין הפקה מסחרית מהרישיון. בכ-5% משטח נכס הנפט - בעלות במינרלים (Fee Minerals), אשר אינה פוקעת במקרה בו אין הפקה מהרישיון. ניתן להחכיר זכות זו לצדדים שלישיים. על פי השיטה הנוהגת באזור בו מצוי נכס הנפט מרבית הזכויות להפקת נפט מוחזקות על ידי גורמים פרטיים, גורמים אלה מחזיקים רישיונות לזכויות אלה. לעתים, הזכויות בקרקע והזכויות להפקת הנפט אינן מוחזקות בהכרח על ידי אותם אנשים / גופים ואולם העקרון המנחה הוא כי הזכות להפקה גוברת על הזכות לשימוש בפני הקרקע. לצורך חיפוש נפט וגז מתקשרים היוזמים בהסכמי חכירה עם בעלי זכויות הנפט באזור המיועד לחיפוש בתמורה לתשלום דמי חכירה שנתיים ולתשלום תמלוגים מנפט שמופק משטח החיפוש.
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	-
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	-
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	מאז שהחלה ההפקה, כל הרישיונות בשטח נכס הנפט הינם בסטטוס Held By Production (HBP), ויוסיפו לעמוד בתוקף כל עוד מתקיימת הפקה. שטחי נכס הנפט בהם קיימת זכות בעלות במינרלים (Fee Minerals) אינם מותנים בקיומה של הפקה, ויוותרו בתוקפם.
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט:	-
ציון שם המפעיל (Operator):	Peles LLC ("המפעילה")
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	בחלק קטן מהרישיונות ישנם מספר שותפים מקומיים להם החזקות זניחות בנכס הנפט (בקרקע ו/או במינרלים). NPO מחזיקה ברישיונות בשיעור ממוצע של כ-98% (WI).

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:	31 ביולי 2019
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	החזקה באמצעות חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות (בשרשר), NPO.
ציון החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	77.3%
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2025 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	9,354 אלפי דולר

7.7.2. פעולות טרם ההחזקה בנכס הנפט

נכס הנפט נתגלה על ידי חברת Humble Oil Refining Company, חברת בת של ExxonMobil, אשר החלה בהפקת הנפט מהשדה בשנת 1953, כאשר הפיתוח המשמעותי האחרון בנכס הנפט בוצע על ידי חברת ExxonMobil בין השנים 1983-1990.

7.7.3. עמידה בתכנית עבודה

על פי תנאי הרישיונות, אין תכנית עבודה המחייבת את השותפות. הרישיונות יישארו בתוקף, כל עוד ישנה הפקה מסחרית מהרישיונות.

7.7.4. תכנית עבודה בפועל ומתוכננת בנכס הנפט

תקופה	תיאור תמציתי של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{93,92}	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההונית של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ^{93,92}
2023	- המשך הפקה. - השקעות הוניות בנכס הנפט.	1,274	1,249
2024	- המשך הפקה. - עבודות שדרוג המתקנים, ועבודות השלמות מחדש לבאר קיימת.	3,017	2,957
2025	- המשך הפקה. - המשך עבודות שדרוג המתקנים, ועבודות השלמות מחדש לבאר קיימת.	5,166	5,063
2026	- המשך הפקה. - ביצוע קידוחים והשקעות הוניות בנכס הנפט.	1,714	1,680
2027	- המשך הפקה. - המשך ביצוע קידוחים והשקעות הוניות בנכס הנפט.	6,071	5,950
2028 ואילך	- המשך הפקה. - המשך ביצוע קידוחים והשקעות הוניות בנכס הנפט.	22,114	21,672

7.7.5. שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות הקשורות בנכס הנפט

שיעור ההשתתפות	אחוז	שיעור מגולם ל-100%	הסברים
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	98%	100%	ראו תיאור ההחזקות בסעיף 7.7.1 לעיל.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	77.3%	78.9%	ראו תחשיב בסעיף 7.7.6 להלן.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש, פיתוח או הפקה בנכס הנפט	98%	100%	ראו תחשיב בסעיף 7.7.7 להלן.

⁹² לא כולל דמי חכירה שנתיים, בגין הרישיונות מהם עדיין לא מתבצעת הפקה. לא כולל עלויות סילוק ונטישה ולא כולל עלויות תפעול ותחזוקה.

⁹³ הערכות בדבר עלויות תכנית פיתוח מופיעות בתחזית התזרים ומהוות הערכות כלליות בלבד המבוססות על קטגוריית העתודות 2P.

7.7.6. באור לחשוב שיעור ההשתתפות המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט, תחת הנחה של הפקה מסחרית מנכס הנפט

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר תגלית) ברמת נכס הנפט:		
בעלי הזכויות בקרקע	15.1%	שיעור התמלוגים של בעלי הזכויות השונים
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	84.9%	
חלק המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות מנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	98.0%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	83.2%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר תגלית) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות מנכס הנפט):		
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לשותף הכללי	5.88%	תמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים לשותפות והיתרה מוחזקת על ידי צד ג'.
השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	77.3%	

7.7.7. באור לחישוב שיעור ההשתתפות המשויך בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הפיתוח וההפקה מנכס הנפט

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	100%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	100%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	98%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	98%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות מנכס הנפט):		
השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה מנכס הנפט	98%	

7.7.8. תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

פריט	סך הכל שיעור של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעות בתקופה זו בנכס הנפט (באלפי דולר)	מתוכו, שיעור של מחזיקי ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי	מתוכו, שיעור של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לממשל הפדרלי בארה"ב
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2023 (לרבות התשלומים האמורים)	1,249	-	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2024 (לרבות התשלומים האמורים)	2,957	-	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2025 (לרבות התשלומים האמורים)	5,063	-	-

7.7.9. עתודות בנכס הנפט נצ'ס

(א) נתוני כמויות

1. על פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2025, עתודות הנפט שבנכס הנפט המסווגות כעתודות בהפקה (On Production) הינן כמפורט להלן.⁹⁴

קטגוריית עתודות	סה"כ בנכס הנפט (Gross)			סה"כ חלק השותפות ⁹⁵ (Net)		
	נפט MMBBL	גז טבעי MMCF	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE	נפט MMBBL	נזולי גז טבעי MMBBL	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	2.47	2.21	2.84	1.96	0.12	2.29
עתודות צפויות (Probable Reserves)	1.37	0.90	1.52	1.09	0.05	1.23
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3.84	3.11	4.36	3.05	0.16	3.51
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	0.04	0.02	0.04	0.03	0.00	0.03
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	3.88	3.13	4.40	3.08	0.16	3.55

2. בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתגלויות ובכללן כי: (א) ההערכות הינן כמקובל בהערכת עתודות על פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), ואינן מותאמות לסיכונים; (ב) NSAI לא ביקרה באזור נכסי הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של המתקנים והבארות או את מצבם; (ג) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה ועל כן לא כללה בדוח העתודות עלויות שעלויות לנבוע מחבות כאמור. יחד עם זאת ציינה NSAI כי לא הגיעה לידיעתה חבות כלשהי בנושא איכות הסביבה העשויה להשפיע בצורה מהותית על ההערכות בדוח; (ד) NSAI ציינה כי

⁹⁴ יתכנו פריי סכימה הנובעים מעיגולי ספרות.⁹⁵ "Net" משמעו מכפלת סה"כ כמות הנפט והגז הטבעי, לפי העניין, בנכס הנפט (Gross) בשיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט (77.3%). הגדרה זו תקפה גם ליתר הטבלאות בסעיף זה עבור שדה נצ'ס. יצוין, כי ביחס לגז הטבעי חלק השותפות משקף שימוש בגז לצרכים תפעוליים ומיצוי נזולי גז טבעי.

ההערכות בדוח מבוססות, בין היתר, על מידע השוואתי משדות בעלי שכבה גאולוגית דומה ומאפייני מאגר דומים; (ה) NSAI ציינה כי ההערכות שלה בדוח מבוססות, בין היתר, על ההנחות שהנכסים יפותחו בהתאם לתכניות הפיתוח הקיימות שהוצגו על ידי השותפות, שהנכסים יתופעלו כראוי, שלא יחולו תקנות או מגבלות רגולטוריות חדשות שישפיעו על יכולתם של בעלי הזכויות לשמור על ההפקה, ושנתוני ההפקה בפועל יתאמו את התחזיות שלה; (ו) NSAI לא בחנה את הזכויות החוזיות בנכסים; (ז) NSAI עשתה שימוש במידע טכני וכלכלי הכולל, בין היתר, לוגים ובדיקות מבארות, מפות גאולוגיות, נתוני הפקה, מחירים היסטוריים, מידע על עלויות וזכויות בעלות בנכסים; (ח) NSAI עשתה שימוש, לצורך הכנת הדוח, במידע שהתקבל מהשותפות, ממקורות מידע פומביים וממידע לא חסוי המצוי בידי NSAI; (ט) ל-NSAI סופק כל המידע הנחוץ לצורך הכנת הדוח ולא הוגבלה הגישה ל-NSAI לאף מידע אשר היה בדעתה כי הוא הכרחי להכנת הדוח; ו- (י) כמקובל בהערכות בתחום הנפט והגז, ישנן אי ודאויות מובנות בפרשנות ההנדסית והגאו-פיזית, ולכן מסקנות NSAI מייצגות, כמקובל, פרשנות מקצועית בלבד.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות הנפט והגז הטבעי בנכס הנפט הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהקידוחים ומאת המפעילה במאגר, והינן בגדר הערכות והשערות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט שיופקו בפועל עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או מתנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגר.

ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בנכס הנפט והפקה של נפט וגז טבעי.

אזהרה - עתודות אפשריות (Possible Reserves) הן העתודות הנוספות אשר אינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו העתודות הצפויות (Probable Reserves). ישנו סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות העתודות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות העתודות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות העתודות האפשריות (Possible Reserves).

(ב) נתוני תזרים מהוון

ביחס לחישוב התזרים המהוון המפורט להלן, יצוין כדלקמן:

1. התזרים המהוון חושב לפי הערכת השותפות המבוססת על ממוצע תחזיות מחירי נפט וגז של גופים בינלאומיים הכוללים בנקים וגופי מחקר שנלקחו ממאגר FactSet⁹⁶: (1) מחירי נפט - נלקחו תחזיות לגבי מחירי נפט West Texas Intermediate (WTI). מחיר הנפט מותאם לאיכות הנפט ולהפרשי שערים, ביחס ל-WTI; (2) מחירי גז - נלקחו תחזיות לגבי מחירי גז טבעי Henry Hub. מחיר הגז מותאם לאיכות הגז ולהפרשי שערים.

⁹⁶ המעודכנים לחודש פברואר, 2026.

להלן טבלה המרכזת את התחזיות ביחס למחירי הגז הטבעי והנפט בהם נעשה שימוש (לפני התאמות):

<u>מחיר גז טבעי</u> <u>דולר/MMBTU</u>	<u>מחיר נפט</u> <u>דולר/חבית</u>	<u>תקופה של שנה</u> <u>המסתיימת ביום</u>
3.93	59.13	31.12.2026
3.87	62.12	31.12.2027
3.81	65.07	31.12.2028
3.81	70.41	לאחר מכן

2. עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שהונחו על ידי NSAI בהתבסס על נתונים שמסרה השותפות. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות הולכה, עלויות תחזוקת בארות ההפקה אשר ניתן ליחסן באופן ישיר לנכס הנפט. העלויות אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
3. במסגרת נתוני תוכנית העבודה שמסרה המפעילה ל- NSAI נלקחו בחשבון, בין היתר, הפסקות בהפקה לצורך תחזוקה שוטפת וכן השבתות בשל תנאי מזג אוויר.
4. ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון מבוססות על עלויות תכנית הפיתוח וכוללות הוצאות הוניות אשר תידרשנה לקדיחת בארות חדשות ולצידוד הפקה. ההוצאות ההוניות שסופקו ל- NSAI על ידי השותפות נראות סבירות בעיניה, בהתבסס, בין היתר, על תכנית הפיתוח בנכס הנפט ועל ידע קודם שיש ל- NSAI מפרויקטים דומים. כפי שהוגדר על ידי המפעילה, עלויות אלו אינן כוללות את הניצולת של המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
5. עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל- NSAI על ידי המפעילה בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות, הפלטפורמות ומתקני ההפקה. כפי שהוגדר על ידי המפעילה, עלויות הנטישה אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
6. קצב ההפקה בפועל עשוי להיות נמוך או גבוה מקצב ההפקה בו נעשה שימוש לצורך הערכת התזרים המהוון. NSAI לא ערכה ניתוח רגישות ביחס לקצב ההפקה של הבארות.
7. נלקחו בחשבון תמלוגים שישולמו ברמת נכסי הנפט לבעלי הזכויות בקרקע בשיעור ממוצע של כ- 15% ותמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים לשותפות והיתרה מוחזקת על ידי צד ג'.
8. בחישובי המס בארה"ב התחשבה השותפות במס חברות פדרלי בשיעור של 21% וכן מסים נוספים המשולמים למדינת טקסס ולמחוזות בהן ממוקמים השדות. לצורך הצגת תשלומי המס במסגרת דוח התזרים, מחשבת השותפות את תשלומי המס ברמת נכס הנפט בלבד (על אף שהוא אינו נישום למס) ואינה מתחשבת בניצול הפסדי מס מועברים משנים קודמות ברמה המאוחדת, הוצאות מימון והוצאות מטה אחרות בארה"ב הניתנים לקיזוז כנגד ההכנסה החייבת בנכס ומנגד אינה מתחשבת בניכוי מס במקור אשר צפוי לחול בעת חלוקת רווחים שמקורם מנכס הנפט.

תזרים המזומנים עודכן ביחס לתזרים המזומנים שנכלל בדוח העתודות מיום 28 באוגוסט, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-064638) (להלן בסעיף זה: "הדוח הקודם") בעיקר לאור הפקדה בפועל, עדכון מחירים, עדכון תחזית הוצאות הוניות והוצאות תפעוליות. בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2025 באלפי דולר, המיוחס לשותפות בעתודות בנכס הנפט:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (1P) (Proved Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות ⁹⁷	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
(704)	(719)	(735)	(753)	(771)	(236)	(535)	-	(1,680)	(1,576)	(729)	3,450	88	54	2026
(1,977)	(2,107)	(2,252)	(2,414)	(2,597)	(486)	(2,111)	-	(5,900)	(1,870)	(1,516)	7,175	127	109	2027
778	865	967	1,086	1,227	(907)	2,134	-	(5,900)	(2,063)	(2,705)	12,803	179	186	2028
1,940	2,251	2,630	3,095	3,671	(1,268)	4,939	-	(5,900)	(2,216)	(3,498)	16,552	199	223	2029
1,153	1,396	1,705	2,102	2,618	(1,297)	3,915	(811)	(7,030)	(2,169)	(3,731)	17,655	199	240	2030
2,849	3,600	4,597	5,936	7,763	(2,329)	10,092	(57)	(181)	(2,153)	(3,345)	15,827	175	215	2031
1,513	1,995	2,664	3,605	4,950	(2,064)	7,015	-	(171)	(1,951)	(2,448)	11,585	133	157	2032
968	1,332	1,859	2,635	3,800	(1,622)	5,422	-	(163)	(1,766)	(1,970)	9,321	108	127	2033
647	929	1,355	2,013	3,047	(1,344)	4,391	(19)	(155)	(1,688)	(1,675)	7,928	94	108	2034
448	672	1,024	1,594	2,534	(1,141)	3,675	(19)	(147)	(1,636)	(1,468)	6,945	84	94	2035
318	497	793	1,293	2,159	(977)	3,136	(19)	(140)	(1,430)	(1,266)	5,991	71	81	2036
227	371	618	1,055	1,850	(852)	2,702	(38)	(133)	(1,353)	(1,132)	5,358	64	73	2037
166	283	493	882	1,624	(762)	2,386	(19)	(126)	(1,340)	(1,037)	4,908	59	67	2038
123	218	397	744	1,438	(688)	2,126	-	(120)	(1,336)	(960)	4,541	55	62	2039
89	166	315	619	1,257	(612)	1,869	(19)	(114)	(1,250)	(871)	4,124	49	56	2040
255	558	1,277	2,957	5,377	(5,517)	10,894	(4,423)	(1,393)	(19,392)	(9,673)	45,775	527	618	2041-2075
8,791	12,305	17,707	26,449	39,945	(22,103)	62,048	(5,423)	(29,252)	(45,190)	(38,024)	179,937	2,211	2,469	סה"כ

⁹⁷ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות ⁹⁸	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
7	7	8	8	8	(1)	9	-	-	-	(2)	11			2026
701	748	799	857	921	(94)	1,015	-	(50)	(36)	(295)	1,396	14	22	2027
1,349	1,501	1,677	1,884	2,128	(305)	2,433	-	-	(58)	(668)	3,159	32	47	2028
1,792	2,080	2,430	2,859	3,391	(648)	4,039	-	-	(66)	(1,100)	5,205	48	71	2029
1,367	1,656	2,022	2,493	3,105	(1,804)	4,909	-	-	(70)	(1,334)	6,313	58	86	2030
1,153	1,457	1,860	2,403	3,142	(2,050)	5,192	-	-	(71)	(1,410)	6,674	60	91	2031
1,014	1,338	1,786	2,417	3,319	(1,279)	4,598	-	-	(68)	(1,250)	5,916	53	81	2032
730	1,004	1,402	1,987	2,865	(1,105)	3,970	-	-	(65)	(1,081)	5,116	46	70	2033
532	764	1,114	1,655	2,506	(967)	3,472	-	-	(62)	(947)	4,482	40	61	2034
393	589	899	1,398	2,222	(858)	3,080	-	-	(60)	(841)	3,982	36	54	2035
294	460	733	1,195	1,995	(771)	2,766	-	-	(58)	(757)	3,581	32	49	2036
222	362	604	1,032	1,809	(699)	2,508	-	-	(57)	(687)	3,253	29	44	2037
169	288	502	899	1,654	(640)	2,294	-	-	(56)	(630)	2,980	27	41	2038
130	231	421	788	1,524	(590)	2,113	-	-	(55)	(581)	2,749	25	38	2039
100	186	354	696	1,412	(547)	1,958	-	-	(54)	(539)	2,552	23	35	2040
363	833	2,076	5,760	18,527	(7,822)	26,348	(19)	-	(7,260)	(9,010)	42,638	382	583	2041-2075
10,317	13,503	18,687	28,329	50,529	(20,178)	70,707	(19)	(50)	(8,096)	(21,133)	100,005	902	1,373	סה"כ

⁹⁸ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות וצפויות (2P) (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות ⁹⁹	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%										
(697)	(712)	(728)	(745)	(763)	(236)	(527)	-	(1,680)	(1,576)	(731)	3,461	88	54	2026
(1,276)	(1,360)	(1,453)	(1,558)	(1,676)	(580)	(1,096)	-	(5,950)	(1,906)	(1,811)	8,571	141	131	2027
2,127	2,366	2,644	2,970	3,355	(1,213)	4,567	-	(5,900)	(2,121)	(3,373)	15,962	211	233	2028
3,732	4,331	5,060	5,954	7,062	(1,916)	8,978	-	(5,900)	(2,282)	(4,598)	21,758	248	294	2029
2,520	3,052	3,727	4,595	5,723	(3,101)	8,824	(811)	(7,030)	(2,239)	(5,065)	23,968	256	327	2030
4,002	5,057	6,457	8,339	10,905	(4,380)	15,285	(57)	(181)	(2,224)	(4,755)	22,501	235	306	2031
2,527	3,333	4,450	6,021	8,269	(3,343)	11,612	-	(171)	(2,019)	(3,698)	17,501	185	238	2032
1,698	2,336	3,261	4,623	6,666	(2,727)	9,392	-	(163)	(1,831)	(3,051)	14,437	154	196	2033
1,179	1,692	2,470	3,668	5,553	(2,310)	7,863	(19)	(155)	(1,750)	(2,622)	12,410	134	169	2034
841	1,260	1,923	2,992	4,756	(1,999)	6,755	(19)	(147)	(1,696)	(2,309)	10,926	120	149	2035
612	957	1,526	2,488	4,154	(1,748)	5,902	(19)	(140)	(1,488)	(2,023)	9,571	103	130	2036
449	733	1,222	2,087	3,659	(1,551)	5,210	(38)	(133)	(1,410)	(1,819)	8,610	93	117	2037
335	571	996	1,781	3,278	(1,402)	4,680	(19)	(126)	(1,396)	(1,667)	7,887	85	107	2038
252	449	818	1,532	2,961	(1,277)	4,239	-	(120)	(1,391)	(1,541)	7,290	80	99	2039
190	351	670	1,315	2,669	(1,158)	3,828	(19)	(114)	(1,304)	(1,411)	6,675	72	91	2040
618	1,391	3,353	8,716	23,904	(13,339)	37,243	(4,442)	(1,393)	(26,652)	(18,683)	88,413	908	1,201	2041-2075
19,109	25,808	36,394	54,778	90,474	(42,281)	132,755	(5,442)	(29,302)	(53,286)	(59,156)	279,942	3,114	3,842	סה"כ

⁹⁹ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב-0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות ¹⁰⁰	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2026
24	25	27	29	31	(3)	34	-	-	-	(9)	43		1	2027
57	63	71	80	90	(13)	103	-	-	(1)	(28)	131	1	2	2028
33	39	45	53	63	(55)	118	-	-	(1)	(32)	151	1	2	2029
35	43	52	65	81	(31)	111	-	-	(1)	(30)	142	1	2	2030
27	34	44	57	74	(28)	102	-	-	(1)	(28)	130	1	2	2031
21	27	36	49	68	(26)	94	-	-	-	(25)	119	1	2	2032
16	22	30	43	62	(24)	86	-	-	-	(23)	109	1	2	2033
12	17	25	38	57	(22)	79	-	-	-	(21)	101	1	1	2034
9	14	21	33	53	(20)	73	-	-	-	(20)	93	1	1	2035
7	11	18	29	49	(19)	68	-	-	-	(18)	87	1	1	2036
6	9	15	26	46	(18)	63	-	-	-	(17)	81	1	1	2037
4	7	13	23	43	(16)	59	-	-	-	(16)	76	1	1	2038
3	6	11	21	40	(16)	56	-	-	-	(15)	71	1	1	2039
3	5	10	19	38	(15)	53	-	-	-	(14)	67	1	1	2040
9	20	47	115	298	(165)	462	-	-	(546)	(270)	1,279	11	18	2041-2058
267	344	467	680	1,092	(470)	1,562	-	-	(552)	(566)	2,680	22	37	סה"כ

¹⁰⁰ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (3P) (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)														
סה"כ תזרים מהוון אחרי מס					מיסים	סה"כ תזרים לפני היטל ומס הכנסה (מהוון ב- 0%)	עלויות נטישה ושיקום	עלויות פיתוח	עלויות הפעלה	תמלוגים שישולמו	הכנסות ¹⁰¹	כמות מכירות (MMCF)	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
												100% מנכס הנפט)		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
(697)	(712)	(728)	(745)	(763)	(236)	(527)	-	(1,680)	(1,576)	(731)	3,461	88	54	2026
(1,252)	(1,335)	(1,426)	(1,529)	(1,645)	(582)	(1,062)	-	(5,950)	(1,906)	(1,820)	8,614	142	132	2027
2,184	2,429	2,715	3,049	3,445	(1,225)	4,670	-	(5,900)	(2,122)	(3,401)	16,092	212	235	2028
3,765	4,370	5,105	6,007	7,125	(1,971)	9,096	-	(5,900)	(2,282)	(4,630)	21,908	249	296	2029
2,555	3,095	3,780	4,659	5,803	(3,132)	8,935	(811)	(7,030)	(2,240)	(5,095)	24,110	257	328	2030
4,029	5,091	6,501	8,396	10,979	(4,408)	15,387	(57)	(181)	(2,225)	(4,782)	22,631	236	308	2031
2,548	3,360	4,486	6,071	8,337	(3,369)	11,706	-	(171)	(2,019)	(3,723)	17,620	186	240	2032
1,714	2,358	3,291	4,666	6,728	(2,750)	9,478	-	(163)	(1,831)	(3,074)	14,546	155	198	2033
1,191	1,710	2,495	3,705	5,610	(2,332)	7,942	(19)	(155)	(1,751)	(2,644)	12,510	135	170	2034
851	1,274	1,944	3,025	4,809	(2,019)	6,828	(19)	(147)	(1,697)	(2,329)	11,019	121	150	2035
619	968	1,544	2,518	4,203	(1,767)	5,970	(19)	(140)	(1,489)	(2,041)	9,658	104	131	2036
455	742	1,238	2,113	3,705	(1,569)	5,274	(38)	(133)	(1,410)	(1,837)	8,691	93	118	2037
340	579	1,009	1,804	3,321	(1,418)	4,739	(19)	(126)	(1,396)	(1,683)	7,963	86	108	2038
256	455	829	1,553	3,002	(1,293)	4,295	-	(120)	(1,391)	(1,556)	7,362	80	100	2039
192	356	679	1,334	2,707	(1,173)	3,880	(19)	(114)	(1,305)	(1,425)	6,743	73	92	2040
627	1,412	3,400	8,831	24,201	(13,504)	37,705	(4,442)	(1,393)	(27,198)	(18,953)	89,692	919	1,218	2041-2075
19,376	26,152	36,861	55,458	91,566	(42,751)	134,317	(5,442)	(29,302)	(53,838)	(59,723)	282,622	3,136	3,879	סה"כ

¹⁰¹ ההכנסות הינן ממכירת נפט, גז ונוזלי גז טבעי

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הנתונים לעיל מבוססים על הנחות שונות, ביניהן ביחס לכמויות הנפט, הגז הטבעי, נוזלי הגז הטבעי והקונדנסט שיופקו, קצב ומשך מכירותם משדה נצ'ס, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או נוזלי הגז הטבעי ו/או הקונדנסט, שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הגז הטבעי ו/או הנפט ו/או נוזלי הגז הטבעי ו/או הקונדנסט ו/או מהביצועים בפועל של הפרויקט ו/או כתוצאה ממחירי המכירה בפועל ו/או כתוצאה משינויים גיאופוליטיים שיחולו.

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של העתודות בנכס הנפט (מחיר הנפט והגז וכמות מכירות הנפט והגז) ליום 31.12.2025 (באלפי דולר), אשר בוצע על ידי השותפות:

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהוון של 0%	שווי נוכחי בהוון של 5%	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
קטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	50,942	33,529	22,877	16,352	12,099	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	50,942	33,529	22,877	16,352	12,099
עתודות צפויות (Probable Reserves)	56,673	31,483	20,677	14,893	11,347	עתודות צפויות (Probable Reserves)	56,673	31,483	20,677	14,893	11,347
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	107,615	65,012	43,553	31,246	23,446	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	107,615	65,012	43,553	31,246	23,446
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,257	766	521	383	296	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,257	766	521	383	296
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	108,872	65,778	44,074	31,629	23,743	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	108,872	65,778	44,074	31,629	23,743
קטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	56,441	37,058	25,444	18,355	13,731	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	56,441	37,058	25,444	18,355	13,731
עתודות צפויות (Probable Reserves)	59,745	33,071	21,689	15,609	11,884	עתודות צפויות (Probable Reserves)	59,745	33,071	21,689	15,609	11,884

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	116,186	70,130	47,133	33,965	25,615	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	64,763	39,386	25,588	17,570	12,513
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,339	809	548	402	311	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	845	553	390	292	229
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	117,525	70,939	47,681	34,367	25,926	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	65,608	39,939	25,978	17,862	12,743
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	61,939	40,584	28,007	20,353	15,357	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	17,900	12,202	7,254	4,086	2,049
עתודות צפויות (Probable Reserves)	62,817	34,662	22,706	16,330	12,426	עתודות צפויות (Probable Reserves)	38,292	22,034	14,702	10,704	8,229
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	124,756	75,247	50,713	36,683	27,783	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	56,192	34,236	21,956	14,789	10,278
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,421	852	576	421	326	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	763	510	363	273	214
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	126,178	76,099	51,288	37,105	28,109	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	56,955	34,745	22,319	15,062	10,492

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	49,902	32,843	22,364	15,943	11,758	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	28,098	18,790	12,093	7,894	5,175
עתודות צפויות (Probable Reserves)	56,246	31,262	20,536	14,794	11,273	עתודות צפויות (Probable Reserves)	44,036	24,987	16,568	12,012	9,204
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	106,149	64,105	42,900	30,737	23,031	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	72,133	43,777	28,661	19,906	14,379
גידול בכמות הנפט והגז בשיעור של 10%						קיטון בכמות הנפט והגז בשיעור של 10%					

רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	שווי נוכחי בהון של 0%	שווי נוכחי בהון של 5%	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,246	760	518	380	295	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	919	590	412	306	239
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	107,395	64,865	43,418	31,117	23,325	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	73,052	44,368	29,073	20,213	14,618
קיצון בכמות הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול בכמות הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	55,354	36,340	24,908	17,927	13,374	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	22,646	15,255	9,494	5,847	3,494
עתודות צפויות (Probable Reserves)	59,299	32,840	21,542	15,506	11,807	עתודות צפויות (Probable Reserves)	40,983	23,424	15,581	11,320	8,688
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	114,653	69,181	46,450	33,433	25,181	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	63,629	38,679	25,075	17,167	12,182
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,328	803	545	400	309	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	837	549	387	290	228
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	115,981	69,984	46,995	33,832	25,490	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	64,466	39,228	25,462	17,458	12,410
קיצון בכמות הנפט והגז בשיעור של 20%						גידול בכמות הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	60,805	39,838	27,452	19,911	14,990	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	17,134	11,691	6,868	3,773	1,786
עתודות צפויות (Probable Reserves)	62,352	34,419	22,549	16,218	12,340	עתודות צפויות (Probable Reserves)	37,992	21,880	14,606	10,637	8,180
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	123,157	74,256	50,000	36,129	27,330	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	55,126	33,571	21,474	14,410	9,966
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	1,410	846	572	419	324	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	755	506	360	271	213
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	124,567	75,103	50,572	36,547	27,654	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	55,880	34,076	21,833	14,681	10,179

הסבר על הפערים בעתודות בין לדוח העתודות הנוכחי לדוח הקודם (Gross):

לעומת הדוח הקודם חלה ירידה של כ- 1% בכל שלושת קטגוריות אומדן עתודות הנפט - המוכחות (1P); המוכחות והצפויות (2P); המוכחות, הצפויות והאפשריות (3P), וזאת בעיקר לאור אזילה (הפקה בתקופת הדוח) ולאור עדכון תחזית מחירי הנפט והגז המביאה לסיום מוקדם יותר של ההפקה בחלק מהבארות.

השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SEP-PRMS).

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה דוח העתודות שהוכן על ידי NSAI, נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ 2026;
2. ציון שם התאגיד: נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי;
4. הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו;
5. הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות;
6. הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו;
7. הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיטוט התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Petroleum Resources Management System (2018) כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח;
8. הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר דוח העתודות האחרון שפורסם על ידי השותפות;
9. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור
בשותף הכללי

7.7.10. נתוני הפקה

להלן נתוני הפקת הנפט, הגז וה- BOE) NGL (בפרויקט נצ'ס המיוחסים לשותפות בשנים

2024-2025: ¹⁰²

2024	2025	
67.05	100.34	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקופה (באלפי חביות)
75.44	64.60	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה (חבית נפט) המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ¹⁰³
(12.52)	(11.45)	תמלוגים ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ¹⁰⁴
(31.78)	(35.12)	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ¹⁰⁵
16.27	18.03	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית)
1.30	2.13	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בפרויקט (ב-%)

¹⁰² הפקת הגז וה- NGL בפרויקט נצ'ס לשנים 2024 ו- 2025 מהווה כ- 25% מסך ההפקה. הנתונים המובאים בטבלה ביחס לשיעור המשוך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע נפט וגז ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגל עד 2 ספרות אחרי הנקודה העשרונית. העליה בהפקה בשנת 2025 בהשוואה להפקה בשנת 2024 הינה כתוצאה משריפה שהשביתה את ההפקה משדה נצ'ס למספר חודשים בשנת 2024.

¹⁰³ המחיר הממוצע המשוקלל ליחידת תפוקה (BOE) המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) לפני השפעת עסקאות גידור הינו 60.57 ו- 52.83 לשנת 2024 ולשנת 2025, בהתאמה.

¹⁰⁴ מייצג תמלוגים לצדדים קשורים לשותפות לבעלי עניין בשותף הכללי ולצדדים שלישיים.
¹⁰⁵ עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) בגין חלק השותפות, נטו, הינה כ- 40.75 דולר לחבית וכ- 45.72 דולר לחבית (לא כולל עלות workover) בשנים 2024 ו- 2025, בהתאמה. יחס זה מחושב כסך עלויות ההפקה המיוחסות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות כאשר הוא מחולק במספר החביות האפקטיבי (נטו מזכויות בעלי התמלוגים), המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות.

במהלך השנים 2025 ו-2026 התמודדה וזכתה השותפות במכרזים לרכישת זכויות ברישיונות אקספלורציה במפרץ אמריקה. חלק מהרישיונות הינם בבלוקים הצמודים לנכסי השותפות הקיימים ונרכשים כ- Protective Acreage שנועד לאפשר לשותפות להרחיב את אחיזתה האזורית, להגן על הפוטנציאל הגיאולוגי של המאגר ולצמצם חשיפה לפעילות של מפעילים אחרים בסביבה הגיאולוגית הרלוונטית. כמו כן, רישיונות אלו מקנים זכויות לחיפוש והפקה של נפט וגז וככל שתימצא בהם תגלית מסחרית, תיתכן ביחס אליהם אפשרות פיתוח עתידית תוך התבססות על התשתיות והמתקנים המשמשים את הפרויקטים הקיימים של השותפות תוך ביסוס ה-Hub האזורי. נכון למועד הדוח, רואה השותפות ברישיונות הנפט האמורים כנכסי נפט זניחים לתוצאות פעילותה של השותפות ולעסקיה.

7.8.1. פרטים כלליים

פרטים כלליים	
שם נכס הנפט:	רישיונות נפט נוספים במפרץ אמריקה
מיקום:	רישיונות אקספלורציה ימיים במפרץ אמריקה
שטח:	כ- 93 ק"מ רבועים
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	רישיונות אקספלורציה. פעולות מותרות - חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז בשטח קרקע מוגדר הנקרא Lease.
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	¹⁰⁶ (OCS-G 38131 (WR 50 block) - פברואר 2026 ¹⁰⁶ (OCS-G 38133 (WR 94 block) - פברואר 2026 (OCS-G 38004 (VK 995 block) - ינואר 2026 (OCS-G 38092 (AT 64 block) - מרץ 2026
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	(OCS-G 38131 (WR 50 block) - פברואר 2036 (OCS-G 38133 (WR 94 block) - פברואר 2036 (OCS-G 38004 (VK 995 block) - ינואר 2036 (OCS-G 38092 (AT 64 block) - מרץ 2036
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	מועד זה הינו תאריך הפקיעה המקורי של נכס הנפט.
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	הארכה של תוקף הרישיונות מעבר לתקופה המקורי או מעבר להארכה שניתנה, מתבצעת באחת מארבע דרכים עיקריות: - ביצוע קידוח ו/או פעולות מאושרות בשטח הרישיון מזכה את בעלי הרישיון בהארכה אוטומטית של עד שנה ממועד סיום העבודות. ישנן גם עבודות נוספות (דוגמת סקרים סיסמיים וכיו"ב) שניתן לבצע ברישיון ולקבל בגין אישור הארכה מ-BSEE. - SOP - Suspension of Production, במקרה שלא החלה הפקת נפט מהרישיון בתקופת הרישיון (המקורי או המוארך), ניתן לקבל אישור על "השהיית הפקה" (SOP). במסגרת הענקת ה-SOP תיקבע תכנית עבודה מחייבת הכוללת אבני דרך לפיתוח הנכס, ממועד ההענקה ועד לתחילת הפקה. הארכת תוקף הרישיון על בסיס SOP לא תינתן עד למועד תחילת ההפקה לפי תכנית העבודה, אלא לתקופות קצובות בלבד - לרוב, בנות כשנה בכל פעם (כלומר לא עד לתחילת הפקה). כל עוד בעלי הרישיון עומדים בתכנית העבודה, ה-SOP יוארך לתקופה קצובה נוספת. - Lease Holding Operations - לאחר תחילת ביצוע קידוחי פיתוח בנכס הנפט אך טרם החלה ההפקה מתקבל אישור Lease Holding Operations, אשר מתיר

¹⁰⁶ רישיונות אקספלורציה בבלוקים צמודים לנכס הנפט שנדוזה אשר אינם נכללים בתכנית הפיתוח של פרויקט שנדוזה (לרבות פיתוח שלב ב'), כמו כן לא מיוחסים לרישיונות אלו עתודות ו/או תזרימי מזומנים ולמיטב ידיעת השותפות לא קיימות חבויות בגין. במסגרת מכרז להקצאת רישיונות במפרץ אמריקה אשר התקיים בחודש דצמבר, 2025, קיבלה השותפות את רישיונות OCS-G 38131 WR 50 (block) ו-OCS-G 38133 WR 94 (block) בעלות לא מהותית.

פרטים כלליים																							
לבעלי הזכויות להחזיק ברישיון למשך שנה מתום פעולות הקידוחים עד לתחילת הפקה מנכס הנפט. אם במשך עד שנה מתום פעולות הקידוחים לא החלה הפקה או לא בוצעו פעולות פיתוח נוספות נדרש לקבל אישור השהיית הפקה (SOP) מחודש.																							
4. HBP) Held By Production - עם תחילת הפקה מסחרית בשטח הרישיון, תוקפם של הרישיונות המאוחדים מוארך אוטומטית עד לשנה מתום הפקה מסחרית.																							
Navitas Petroleum US, LLC הינה המפעילה ברישיונות OCS-G 38131 ו-OCS-G 38133. LLOG Exploration Offshore, LLC הינה המפעילה ברישיונות OCS-G 38004 ו-OCS-G 38092.	ציון שם המפעיל (Operator):																						
ביחס לרישיונות OCS-G 38131, OCS-G 38133 - <table> <tr> <td>Navitas Petroleum US, LLC¹⁰⁷</td><td>100%</td></tr> </table> ביחס לרישיון OCS-G 38004 - <table> <tr> <td>Navitas Petroleum US, LLC</td><td>20%</td></tr> <tr> <td>LLOG Exploration Offshore, LLC</td><td>25%</td></tr> <tr> <td>Ridgewood Energy Corporation</td><td>20%</td></tr> <tr> <td>CSL Exploration, LP</td><td>20%</td></tr> <tr> <td>Houston Energy, L.P.</td><td>15%</td></tr> </table> ביחס לרישיון OCS-G 38092 - <table> <tr> <td>Navitas Petroleum US, LLC</td><td>15%</td></tr> <tr> <td>LLOG Exploration Offshore, LLC</td><td>37.5%</td></tr> <tr> <td>Red Willow Offshore, LLC</td><td>25%</td></tr> <tr> <td>Houston Energy, L.P.</td><td>15%</td></tr> <tr> <td>CL&F Offshore LLC</td><td>7.5%</td></tr> </table>	Navitas Petroleum US, LLC ¹⁰⁷	100%	Navitas Petroleum US, LLC	20%	LLOG Exploration Offshore, LLC	25%	Ridgewood Energy Corporation	20%	CSL Exploration, LP	20%	Houston Energy, L.P.	15%	Navitas Petroleum US, LLC	15%	LLOG Exploration Offshore, LLC	37.5%	Red Willow Offshore, LLC	25%	Houston Energy, L.P.	15%	CL&F Offshore LLC	7.5%	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:
Navitas Petroleum US, LLC ¹⁰⁷	100%																						
Navitas Petroleum US, LLC	20%																						
LLOG Exploration Offshore, LLC	25%																						
Ridgewood Energy Corporation	20%																						
CSL Exploration, LP	20%																						
Houston Energy, L.P.	15%																						
Navitas Petroleum US, LLC	15%																						
LLOG Exploration Offshore, LLC	37.5%																						
Red Willow Offshore, LLC	25%																						
Houston Energy, L.P.	15%																						
CL&F Offshore LLC	7.5%																						

7.8.2. תכנית עבודה בפועל ומתוכננת בנכס הנפט

למועד דוח זה, השותפות אינה נדרשת ואינה מתכוונת לבצע פעולות כלשהן ברישיונות.

¹⁰⁷ חברה בת (בשרשור) בעלות מלאה (100%) של השותפות.

7.9. מוצרים ושירותים

למועד הדוח המוצר העיקרי של השותפות הוא נפט.

לפרטים אודות מאפייניו של נפט כסחורה (Commodity), האופן בו נקבע מחיר הנפט בשווקים העולמיים והביקוש לנפט ראו סעיף 7.1.8 לעיל.

לפרטים אודות מתן שירותי הפקה וטיפול לפרויקטים מוניומנט ושננדואה דרום על ידי ה-FPS ראו סעיפים 7.4.11(ד) ו-7.5.10(ב) לעיל.

7.10. פילוח הכנסות ממוצרים ושירותים

למועד הדוח הכנסותיה של השותפות נובעות ממכירת נפט מפרויקט שננדואה, בקסקין ושדות הנפט היבשתיים דנברי ונצ'ס.

7.11. לקוחות

הנפט המופק מנכסי הנפט של השותפות משווק בהתאם להסכמים עם חברות שונות. מחיר הנפט הנמכר מחושב לפי ממוצע חודשי של מחירי WTI ו-Brent (ו-NYMEX CMA WTI בשדה נצ'ס) בתוספת/ניכוי התאמת מחיר המשתנה בין ההסכמים, לרבות התאמה לאיכות הנפט, לעלויות הולכה ולהפרשי שערים. הסכמים כאמור נחתמו גם ביחס לפרויקט מוניומנט על אף שההפקה ממנו טרם החלה.

7.12. שיווק והפצה

אספקת הנפט המופק מנכסיה המפיקים של השותפות מתבצעת באמצעות תשתיות הולכה תת ימיות מפרויקטים בקסקין ושננדואה ובאמצעות טעינת מיכליות משדות הנפט היבשתיים. לפרטים אודות הסכמי ההולכה בנכסים שננדואה, בקסקין ומניומנט ראו סעיפים 7.2.12(ז), 7.3.14(ו)2) ו-7.4.11(ה) לעיל. לפרטים בדבר הסכם הטיפול בבקסקין, ראו סעיף 7.3.14(ו)1) לעיל. יצוין כי, מערכת ההולכה התת-ימית והמיכליות באמצעותם מספקת השותפות את הנפט המופק מנכסיה המפיקים הם בבעלות ובתפעול צדדים שלישיים.

למועד דוח זה, באיי פוקלנד, בהם ממוקם נכס הפט סי-ליון, לא קיימות תשתיות הולכה ואין נכסי נפט נוספים בשלבי פיתוח ו/או הפקה. יצוין כי באיי פוקלנד לא קיים שוק משוכלל למכירת נפט וכי הנפט שיופק מנכס הנפט ישונע לשווקים אחרים בעולם באמצעות מכליות סחר וימכר על בסיס הסכמים עם חברות שיווק.

7.13. תחרות

לפרטים ראו סעיף 7.1.8 לעיל.

7.14. עונתיות

תנאי מזג האוויר משפיעים על היכולת לבצע פעולות פיתוח והפקה ולפיכך תכנון פעולות אלו מבוצע, בין היתר, בהתאם לעונות השנה.

שיא עונת הסופות הטרופיות וההוריקנים באזור מפרץ אמריקה הינה בדרך כלל בין החודשים אוגוסט עד אוקטובר. כשהנתיב הצפוי של הסופה עובר בקרבת מתקן ההפקה או בקרבת נקודות מסוימות בצנרת אל החוף, יתכן שיוחלט להשבית את פלטפורמת ההפקה לזמן קצוב, וזאת בהתאם לפרוטוקול הבטיחות של מפרץ אמריקה ותכנית העבודה בנכס הנפט. הערכות בגין השבתות בשל תנאי מזג אוויר אשר משתקפות בתוכנית העבודה עשויות להשתנות ולהתעדכן ומשך ההשבתות עשוי אף להתארך באופן מהותי מהצפוי. לפרטים אודות גורם הסיכון תלות במזג אוויר ובתנאי ים ראו סעיף 18.13 להלן.

7.15. כושר ייצור

לפרטים אודות כושר ההפקה של ה-FPS בפרויקט שננדואה, אשר עתיד לתת שירותי הפקה וטיפול גם לפרויקטים מוניומנט ושננדואה דרום, והרחבתו לשם כך, ראו סעיף 7.2.4 לעיל.

7.16. הון אנושי

נכון לימים 31 בדצמבר 2025 ו-2024 הועסקו על ידי השותפות (ו/או נתנו לה שירותים) בתחום הפעילות, כ-14 וכ-13 עובדים, בהתאמה. מרביתם מועסקים על ידי החברות הבנות של השותפות בארה"ב.

לפרטים נוספים אודות ההון האנושי בשותפות ראו סעיף 10 להלן.

7.17. חומרי גלם וספקים

בכל פרויקט קידוח מתמנה מפעילה לפרויקט. המפעילה מתקשרת עם קבלנים מקצועיים ובעלי הציוד הנדרש לכל פרויקט ופרויקט. מתקני הקידוח וציוד ייעודי אחר נחרכים ומובלים מכל רחבי העולם בהתאם לזמינות, לסוג הפרויקט ולצרכים המיוחדים של כל פרויקט. עליה במחירי הנפט הגולמי מגבירה, לרוב, את הביקוש לקבלנים ולציוד הנדרש ולכן משפיעה על זמינותם. פלדה מהווה חומר גלם דומיננטי בהקמת מרבית המתקנים בתחום הפעילות, ועל כן שינויים מהותיים במחירי הפלדה יש בהם כדי להשפיע על עלויות מתקנים אלו.

נכון למועד הדוח, השותפות משמשת בתחום הפעילות כמפעילה בשדה נצ'ס, ומשכך, הינה אחראית להתקשרות עם קבלני השירות, לקבלת הרישיונות וההיתרים הרלוונטיים ולאספקת החומרים והציוד הנדרשים לצורך ביצוע פעולות חיפוש, פיתוח והפקה ברישיונות האמורים.

7.18. מימון

לפרטים אודות מימון מבוסס עתודות (RBL) והמימון הפרויקטלי לפיתוח פרויקט מוניומנט, ראו סעיף 12 להלן.

7.19. מיסוי

לפרטים אודות משטר המס של השותפות ראו סעיף 13 להלן.

החל מיום 1 בינואר 2019 שיעור מס החברות הפדרלי בארה"ב עומד על 21%.

לפרטים בדבר שיעורי המס החלים על החברות הבנות של השותפות, ראו באור 17 לדוחות הכספיים.

7.20. סיכונים סביבתיים וזרכי ניהולם

בפעילות קידוחים והפקה של נפט וגז קיימים סיכונים שונים של נזקים לסביבה, בין היתר כתוצאה מהתפרצות ו/או נזילה של נפט ו/או דליפה של גז טבעי, שעשויים לנבוע בין היתר מתקלות בציוד ו/או בנהלי עבודה, ו/או מאירועים בלתי צפויים. חומרת הסיכונים משתנה מאירוע לאירוע, ולפיכך דרך הניהול והטיפול בהם משתנה אף היא. כמו כן, הפעילות עשויה להיות מושפעת מאירועים סביבתיים ושינויי אקלים, כגון שינויים בתנאי מזג אוויר ותנאי הים.

7.20.1 פעילות החיפוש, הפיתוח וההפקה של נפט וגז טבעי בארה"ב כפופה לרגולציה רחבה שעניינה הגנה על איכות הסביבה, הן ברמה הפדרלית והן ברמה המדינתית (כגון רגולציה בעניין פליטת חומרים לאוויר והגנה על קרקעות בהן נערכת פעילות החיפוש וההפקה). גופים פדרליים ומדינתיים רבים אמונים על אכיפת חקיקה סביבתית זו, וליישומה השלכות ביצועיות ועלויות כספיות גבוהות. חקיקה זו מטילה אחריות אזרחית ופלילית על הפועלים בניגוד להוראותיה. חוקים מסוימים מטילים מגבלות על קידוח וחיפוש נפט ו/או גז באזורים המוגדרים כאזורים

רגישים וכן מטילים חובות הנוגעות למניעת זיהום, לרבות בדבר אופן התפעול האיטום, והנטישה של הבארות. במקרים מסוימים החוק מטיל "אחריות קפידה" בגין זיהום סביבתי, והגופים השונים האמונים על הגנת הסביבה מוסמכים להטיל אחריות להוצאות הכרוכות בשימור הסביבה (נזקים, "Clean-Up Costs" וכיוצ"ב) על המפעילות בתחום, ללא צורך בהוכחת אשמה או רשלנות מצידם. כך לדוגמא ה- Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act לפיו ניתן להטיל חבות בגין שחרור פסולת מסוכנת לקרקע. חבות זו חלה, בין היתר, על בעלי זכויות נוכחיים בקרקע, אף אם לא היו מעורבים בשחרור החומרים המסוכנים, וכן על מפעילות ובעלים קודמים אשר הקרקעות היו בחזקתם או בשליטתם במועד אירוע שחרור הפסולת. יצוין, כי הוצאות השותפות בגין מניעת נזקים סביבתיים בתחום הפעילות בשנת 2025 אינן מהותיות.

7.20.2. ניהול סיכונים סביבה ואקלים בנכסי השותפות

המפעילות בפרויקטים בהם מחזיקה השותפות אחראיות על ניהול סיכונים הסביבה והאקלים בפרויקטים. תכניות העבודה וכן תכניות הפיתוח בנכסים השונים נקבעות על ידי המפעילות בהתאם למדיניות ניהול הסיכונים ודרישות הרגולציה השונות ומאשרות על ידי שותפות הפרויקט בהתאם להסכמי הניהול המשותף בפרויקטים. לדוגמא, המפעילות קובעות את תכנית העבודה השוטפת בפרויקטים בהפקה בהתאם לתנאי מזג האוויר והשפעות הסביבתיות השונות. כמו כן, המפעילות אוספות ומנהלות את נתוני פליטות גזי החממה והשפעות סביבתיות אחרות של פעילות הפרויקטים בהתאם לדרישות הדין הרלוונטי וכחלק ממדיניות ניהול הסיכונים של כל פרויקט. השותפות, בפרויקטים בהם אינה משמשת כמפעילה, מקבלת מהמפעילות דיווח שוטף על הנתונים הסביבתיים הנאספים, על אירועים סביבתיים שונים, ככל שאירעו, ועל מדיניות ניהול הסיכונים, והיא מנטרת ומנתחת אותם באמצעות הגורמים המקצועיים האמונים על כך בשותפות. במסגרת תכנית העבודה והתקציב המאושרים בכל אחד מהנכסים מאשרת השותפות, יחד עם שותפותיה הנוספות בכל פרויקט, את מדיניות ניהול הסיכונים הסביבתיים ואת ההוצאות הנוגעות למניעה ופיקוח על סיכונים הסביבה. יצוין, כי הוצאות השותפות הנוגעות למניעה ופיקוח על סיכונים הסביבה בתחום הפעילות בשנת 2025 הינן לא מהותיות. בכל אזורי פעילותה, השותפות ושותפותיה פועלות בהתאם לרגולציה המפורטת והמחמירה בדין המקומי והפדרלי, כאשר רלוונטי, בנושאי בריאות, בטיחות ואיכות הסביבה (HSE) ובמקרים בהם לא קיימות הנחיות ברורות, השותפות ושותפותיה מיישמות נהלים קפדניים ומחמירים באופן וולונטרי, כחלק ממדיניות ניהול סיכונים הסביבה בכל פרויקט. החברות המפעילות את הפרויקטים בהם מחזיקה השותפות ואת מתקן ההפקה המשמש את פרויקט בקסקין הינן מהחברות המובילות בשוק אשר מיישמות מדיניות ESG מחמירה. יצוין כי, מעבר גלובלי עתידי לכלכלה דלת פחמן עשוי להוביל להחמרה רגולטורית ולשינויים בדפוסי הביקוש לנפט וגז.

במהלך שנת 2024 אימץ דירקטוריון השותף הכללי נוהל ESG ומינה את סמנכ"ל התפעול ותת-הקרקע בשותפות כאחראי אקלים וסביבה האמון על ניהול ופיקוח של מדיניות ה- ESG של השותפות. במסגרת הנוהל ועדת הביקורת מקבלת דיווח שנתי מאחראי אקלים וסביבה בנושאים אלו. בנוסף, השותפות מעסיקה אחראים לנושא, כאשר האחראי בארה"ב, בה מחזיקה השותפות בעיקר בנכסים בהם היא אינה המפעילה, עומד בקשר קבוע עם מפעילות הפרויקטים בנכסים המפיקים ומוסר דיווח שבועי להנהלת השותפות. כמו כן, במסגרת יישום

הנוהל, ביצעה השותפות במהלך שנת 2025 סקר הערכת סיכונים סביבה ואקלים בסיוע יועצים חיצוניים.

7.21. מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות

כפיפות הפעילות לחקיקה בארה"ב

פעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז טבעי בארה"ב כפופה לרגולציה רבה, הן ברמה הפדרלית והן ברמה המדינתית. הוראות החקיקה השונות (ואופן יישומם) מסדירות את דרכי הפעולה בהחזקה רישיון בנכס נפט וביניהן אופן חיפושי הנפט ו/או הגז, פיתוחם והפקתם, בנוסף ההוראות מסדירות גם את הפעולות שיש לבצע לאורך כלל משך תקופת החכירה בנכס הנפט, בין השאר מתן אישורים בהתאם לאבני דרך, הסדרת הפעילות בנכס הנפט, יישום הוראות חקיקה במהלך פעולות שינוע נפט וגז (כולל פעולות שינוע מהשטחים של Outer Continental Shelf למיקומים יבשתיים ולמדינות אחרות בארה"ב), הגנה על הסביבה, וחובת תשלום תמלוגים למדינה או לממשל הפדרלי בגין תוצרי ההפקה שהוצאו ו/או נמכרו מנכסים המוחכרים על ידי המדינה או הממשל הפדרלי (כלומר, כאשר המדינה או הממשל הפדרלי הם המחכירים).

פעולות המבוצעות בהתאם להסכמי חכירת קרקעות פדרליות כמו שינוע תוצרי הפקה וקבלת תמלוגים בגינם בארה"ב, כפופות להסדרה של משרדים רגולטוריים, כגון ה-Federal Energy Regulatory Commission (ועדת האנרגיה הפדרלית, ה-FERC), The United States Department of Interior (משרד הפנים של ארה"ב), The United States Department of Transportation (משרד התחבורה של ארה"ב), ומשרדים רגולטורים נוספים ברמה הפדרלית והמדינתית. המשרדים הבאים במחלקת הפנים של ארה"ב מסדירים את הפעולות המתבצעות במסגרת הסכמי חכירת קרקעות פדרליות: Bureau of Land Management (לשכת ניהול הקרקעות – חכירות פדרליות יבשתיות), ה-BOEM (לשכת ניהול אנרגיה ימית - חכירות פדרליות ימיות),¹⁰⁸ ה-Bureau of Safety Environmental Enforcement (BSEE) (לשכת אכיפת הבטיחות והסביבה - חכירות פדרליות ימיות),¹⁰⁹ ו-Office of Natural Resources Revenue (המשרד להכנסות ממשאבי טבע - אחראי על גביית תמלוגים והכנסות אחרות מחכירות פדרליות יבשתיות וימיות). חברות המפיקות ומשווקות נפט וגז טבעי בשטחים מדינתיים ופדרליים נדרשות להחזיק בהיתרי קידוח, המאושרים על ידי הגוף הממשלתי הרלוונטי טרם תחילת הקידוח.

The Submerged Lands Act

ה-SLA Submerged Lands Act (SLA) משנת 1953, הינו חוק פדרלי בארה"ב המסדיר את חלוקת הזכויות בקרקעות המצויות במדף היבשתי החיצוני בין ארה"ב לבין מדינות החוף. בהתאם להוראות ה-SLA, ולפסיקות בית-המשפט העליון בארה"ב, לכל אחת ממדינות החוף הוקנתה סמכות שיפוט בשטח מקו החוף ועד למרחק של כ-5.5 קילומטרים ימיים, למעט המדינות טקסס ופלורידה, אשר לכל אחת מהן הוקנתה סמכות שיפוט בשטח מקו החוף ועד למרחק של כ-16.7 קילומטרים ימיים. בהתאם ל-OCSLA (כהגדרתו להלן), שטחים המצויים מחוץ לתחום השיפוט של המדינות כאמור (המוגדרים כ-Outer Continental Shelf), מוחכרים ומוסדרים על ידי ארה"ב ברמה הפדרלית. הפקת נפט או גז בשטח הפדרלי מפוקחת על ידי ה-BOEM וה-BSEE, בעוד שהפיקוח על הפקת נפט או גז בשטחים המצויים תחת סמכות

¹⁰⁸ BOEM מנהלת את פיתוח משאבי האנרגיה הימיים ופועלת להסדרת הפיתוח הימי באופן אחראי סביבתי וכלכלי. בין תפקידיה, הענקת רישיונות פדרליים ימיים, הערכת משאבים ב-Outer Continental Shelf, ניהול ופיקוח על תכניות חיפוש ופיתוח נפט וגז, פיתוח של אנרגיה מתחדשת, ביצוע ניתוחים הנדרשים מכוח NEPA National Environmental Policy Act (NEPA) ומחקרים סביבתיים.

¹⁰⁹ BSEE מפקחת על היבטי הבטיחות והסביבה של פעילות הנפט וגז הימית ב-Outer Continental Shelf, לרבות מתן היתרים וביצוע ביקורות על פעילות נפט וגז ימית. בין תפקידיה, פיתוח ואכיפה של רגולציית בטיחות וסביבה, מתן היתרים לחיפוש, פיתוח והפקה ימיים, ביצוע ביקורות, מתן מענה באירועי דליפת נפט והטמעת תכניות ציות.

השיפוט השל המדינות מבוצע על ידי גופי הפיקוח הרלוונטים בכל מדינה.

Outer Continental Shelf Lands Act

ה- Outer Continental Shelf Lands Act (OCSLA) האמריקאי משנת 1953, כפי שתוקן בשנת 1978, הינו חוק פדרלי המסדיר את החכרת שטחי המדף היבשתי הנמצאים מחוץ לשטחי המדינות, למטרות חיפוש הפקה ופיתוח של נפט וגז. בהתאם להוראות חוק זה, BOEM מקיימת מכירות פומביות לחכירת קרקעות פדרליות ימיות. הצעה לחכירת קרקעות פדרליות חייבת לעמוד בדרישות ספציפיות, עם רף מינימלי, בהתאם להודעה על רישיון לחכירה על ידי BOEM, הכוללת דרישות ספציפיות לכל רישיון. לרוב, הרישיון ניתן למציע בעל ההצעה הגבוהה ביותר. אך קריטריון זה אינו מהווה רף מינימלי רשמי וישנם פרמטרים נוספים על בסיסם נקבעת ההצעה הזוכה.

על פי ה-OCSLA, בתמורה לרישיון משלם החוכר לממשל הפדרלי מענק זכייה חד-פעמי (המשולם מיד לאחר הזכייה במכרז), וכן דמי חכירה שנתיים (תשלום חכירה או תמלוגים מינימליים שנקבעו על ידי BOEM בכפוף לרף המינימלי הקבוע בחוק ותמלוגי הפקה (המהווים קיזוז או מחליפים את דמי השכירות השנתיים). בהתאם ל-One Big Beautiful Bill Act שיעור תמלוגים הפדרלי המינימלי הינו 12.5%, ושיעור התמלוגים המקסימלי הינו 16.67% (עבור חכירות חדשות).

בהתאם ל-OCSLA, התקופה הראשונית של הרישיון הינה לרוב תקופה של 5 עד 10 שנים (תלוי בעומק המים), ובמקרים מסוימים ישנה אפשרות להאריך את התקופה הראשונית ב-3 שנים נוספות, ככל שבוצע קידוח לעומק המטרה במהלך התקופה הראשונית. במקרה של תחילת הפקת נפט או גז (או בפעולה אחרת הקשורה לרישיון) במועד שנקבע ברישיון, יישאר הרישיון בתוקף כל עוד הבאר מפיקה בכמויות מסחריות (paying quantities), או כל עוד מבוצעות פעולות קידוח או פעולות מתוקף הרישיון. אם ההפקה אינה עומדת ברף עבור מסחר או פעולות מכוח ההחזקה ברישיון מפסיקות, לחוכר תינתן תקופה של שנה לחידוש פעולות ההחזקה בטרם יפקע תוקף הרישיון (אלא אם קיבל החוכר אישור השהייה, המקנה פרק זמן נוסף לחידוש הפעולות כאמור).

איחוד רישיונות

הרגולציה בארה"ב מאפשרת לאחד רישיונות (Unit), כאשר מדובר בפרויקט נכס נפט אחד הנפרש על פני מספר רישיונות. בפרויקט בקסקין אושר איחוד הרישיונות. לפרטים בדבר הסכם איחוד פעולות ברישיונות ראו סעיף 7.3.14(ב) להלן.

לאחר אישור האיחוד, הרישיונות הכלולים ב-Unit מהווים מעין רישיון אחד ותקפם מוארך יחד. כך, אם החוכר ביצע פעולה החזקה באחד מהרישיונות המאוחדים, יראו בפעולה זו לרוב כאילו בוצעו פעולות החזקה לכלל הרישיונות ב-Unit.

עם זאת, גודל השטח המכוסה על ידי ה-Unit מוערך מפעם לפעם ועלול להיות מופחת עם הזמן. מבחינה פרוצדורלית, טרם תחילת ההפקה בפועל, המפעילה נדרשת להגיש לרגולטור תכנית המגדירה שטח חלקי (Participation Area), שממנו צפויה להתבצע ההפקה. לאחר השלמת כל קידוח נוסף שאמור להתחיל להפיק מנכס הנפט, על המפעילה להגיש תכנית מעודכנת הממפה את השטח הכולל שממנו עתיד נכס הנפט להפיק.

מתן היתרי קידוח והפקה; העברת זכויות

בארה"ב זכויות החיפושים וההפקה של מינרלים המצויים בקרקעות אשר בבעלותן של מדינות או של הממשל הפדרלי מוענקות על-פי חוזה החכרה (Lease Agreements). חוכר של רישיון בבעלות פדרלית רשאי להעביר את זכויותיו בשטח הרישיון (זכויות החכירה או זכויות ההפעלה) בכפוף לאישור של ה-

Bureau of Ocean Energy Management (להלן: "BOEM") (או ה-BLM במקרה של חכירת נכסים יבשתיים). ברמה המדינתית, העברת הזכויות עשויה להיות כפופה לאישור הגורמים המדינתיים.

בהתייחס לנכסים יבשתיים, הזכויות להפקת מינרלים יכולות להיות שייכות למחזיקים פרטיים, לחברות או למדינה. הבעלות על הזכויות להפקת מינרלים צריכה להירשם ולהופיע ברשומות ציבוריות במדינה או במחוז בהם נמצא השטח. הרגולציה הנוגעת לנכסים יבשתיים משתנה ממדינה למדינה. החכרת קרקעות יבשתיות המכילות מינרלים נעשית לרוב לתקופה של 3-5 שנים, והחכירות ניתנות להארכה בנסיבות מסוימות. לעיתים, זהות בעלי הזכויות בפני הקרקע שונה מזהות בעלי הזכות במינרלים, וחברות הנפט והגז עשויות להידרש להגיע להסכם הן עם בעלי הזכויות בפני הקרקע, על מנת שיוכלו לממש את הזכויות שהוענקו לחברות אלו על ידי בעלי הזכויות להפקת המינרלים.

הולכת נפט וגז

הולכת נפט וגז בארה"ב מוסדרת באמצעות מספר חוקים עיקריים: (i) ה-Natural Gas Act (NGA) משנת 1938 (להלן: "חוק הגז הטבעי"), המסדיר את הולכת הגז הטבעי; (ii) ה-Interstate Commerce משנת 1887 ("ICA"), המקנה לממשל הפדרלי סמכויות פיקוח על פעילויות במסגרת המסחר הבין-מדינתי או המשפיעות עליו, לרבות הולכת הנפט; וכן (iii) רשויות המדינות, האמונות על הסדרת המסחר הפנים-מדינתי, לרוב באמצעות נציבויות שירותים ציבוריים.

ככלל, עקרון בסיסי הוא שיש לאפשר גישה שיוויונית לתשתיות הולכה (לרבות אחסון) לכל השחקנים בשוק. על בסיס העקרון "גישה פתוחה" (open access). מכוח חוק הגז הטבעי וה-ICA, לוועדת האנרגיה הפדרלית (FERC) (להלן בסעיף זה: "הוועדה"), הסמכות להסדיר צנרת בין מדינתית להולכת נפט או גז. בכל הנוגע לצנרות הולכת הגז, לא קיימת חובה לספק שירותי הולכה בהיעדר קיבולת פנויה או כאשר נדרשת הקמה או רכישה של מתקנים חדשים לצורך ביצוע ההולכה. עם זאת, כאשר קיימים קיבולת ומתקנים, על צנרות הגז להיות מסוגלות לספק את הקיבולת הזמינה ללא הבחנה באשר לאיכות השירות, משך השירות, סוגיה, מחירה או נפחי הגז המובלים לעומת זאת, צנרות להולכת נפט נדרשות לספק שירותי הולכה לכל מי שמבקש שירות שכזה, אפילו כאשר הקיבולת מוגבלת. הרציונל העומד בבסיס דרישה זו הוא שארה"ב מתייחסת לצנרות נפט בין-מדינתיות כאל מוביל ציבורי. לפיכך, כאשר צרכן חדש מבקש גישה לצנרת שבה הקיבולת מוגבלת, הלקוחות הקיימים עלולים לאבד חלק מהקיבולת שהוקצתה להם, וזאת על מנת לאפשר ללקוח החדש גישה לשירותי ההולכה. בנוסף, מפעילי צנרות הנפט והגז ידרשו לדווח לוועדת האנרגיה הפדרלית אודות התעריפים והתנאים החלים על שירותים המסופקים על ידם. הוועדה תבחן אם התעריפים והתנאים המוצעים על ידי המפעילים הם הוגנים וסבירים.

איכות הסביבה

ראו סעיף 7.20 לעיל.

בטיחות

נאוויטס ארה"ב כפופה להוראות ה-United States Occupational Safety and Health Act וכן לחקיקה מדינתית במדינות שבהן היא פועלת, שעניינן הגנה על בריאות העובדים ועל בטיחות סביבת העבודה. בהתאם להוראות ה-Safety and Health Act, נאוויטס ארה"ב נדרשת לספק לעובדיה, לרשויות ולציבור מידע בדבר חומרים מסוכנים שהיא מפיקה (או עלולה להפיק) או חומרים בהם היא עושה שימוש.

ייבוא וייצוא של נפט וגז

לפי חוק הגז הטבעי, ייבוא או יצוא של גז טבעי, כולל נוזלי גז טבעי, מצריך אישור של מחלקת האנרגיה האמריקנית (Department of Energy).

לפי ה-Energy Policy and Conservation Act משנת 1975, היה אסור לייצא נפט גולמי מארה"ב. יחד עם זאת, ביום 18 בדצמבר 2015, ארה"ב חוקקה חוק המתיר ייצוא של נפט גולמי אמריקאי ללא רישיון. ייצוא של מוצרי נפט מזוקק מותר באופן כללי ללא מגבלה, למעט פיקוח על ייצוא למדינות שהוטל עליהן אמברגו או סנקציות.

השקעה זרה והתחייבויות בינלאומיות

כל עסקה עם או של אדם זר, אשר עלולה להוביל לשליטת זר על עסק אמריקאי, נתונה לפיקוח של ה-CFIUS (The Committee of Foreign Investment in the U.S.). אין חובת הודעה מראש ל-CFIUS על עסקאות, אך CFIUS עשויה ליזום ביקורת על עסקאות גם לאחר שנחתמו אם לא הוגשה בקשה לאישור טרם שנחתמו. יתר על כן, ה-Mineral Leasing Act משנת 1920 אוסר על בעלות זרה על חוזי חכירה אלא דרך החזקה בחברה אמריקאית מקומית. מגבלות דומות מוטלות במסגרת ה-OCSLA עובר חוזי חכירה בקרקעות ימיות.

בטוחות בקשר לפירוק, איטום ונטישה

בעלי הרישיונות נדרשים להעמיד בטוחות על פי הדין ותנאי הרישיונות בגין מחויבות לפירוק, איטום ונטישה של המתקנים הקיימים בשטחי הרישיונות הימיים הכוללים קידוחי פיתוח והפקה.

בחודש אפריל 2024, ה-BOEM הכריז על OCS Lease Risk Management and Financial Assurance for Grant Obligations, שנכנס לתוקף בחודש יוני 2024. במסגרת זו נדרשות החברות המפעילות בנכסים ימיים לספק בטוחה פיננסית ככל שהן אינן עומדות בדירוג אשראי ברמת השקעה או אם שווי עתודות הנפט והגז המוכחות בנכסים בהן משמשות כמפעילות לא עמד ביחס מסוים לחובות הפירוק. בהתאם, הגישו המפעילות בנכסים שננדואה ובקסקין והשותפות ל-BOEM את המסמכים הדרושים לתמיכה בפטור מחובת העמדת בטוחה פיננסית לאור שווי העתודות בנכסי הנפט.

יצוין כי כל בעלי הרישיונות אחראים מול BSEE, יחד עם השותפים האחרים, ולחוד, לקיום ההתחייבות לפירוק, איטום ונטישה של המתקנים כאמור, ללא קשר לשיעור החזקתם ברישיונות.

השפעות שינויים בממשל הפדרלי על מתן רישיונות חדשים

שינויים בממשל הפדרלי והחלפת נשיאות משפיעים פעמים רבות על תוכנית מתן רישיונות פדרליים חדשים עבור נכסי נפט וגז יבשתיים וימיים. לדוגמה, בחודש ינואר 2021 לאחר כניסתו של הנשיא לשעבר ג'ו ביידן לתפקיד, ננקטו פעולות לצמצום תוכנית הרישיונות הפדרלית לנפט וגז (בעיקר באמצעות הגבלת מתן רישיונות חדשים). בחודש ינואר 2025 לאחר כניסתו של הנשיא דונלד טראמפ לתפקיד, הוצאו מספר צווים נשיאותיים אשר הבהירו כי המדיניות של הממשל הינה הגדלת פעילות הנפט והגז המקומית.

7.22. גורמי סיכון בתחום פיתוח והפקת נפט וגז בארצות הברית

7.22.1. תחרות:

תחום הפעילות בארה"ב מאופיין בתחרות משמעותית על רכישת נכסים. במקרים רבים, הצלחת פרויקט תהיה תלויה רבות במחיר הרכישה שלו. השותפות משתדלת להתמקד בנכסים איכותיים שמסיבות שונות אינם אטרקטיביים בקרב המשקיעים, וזאת על מנת להימנע מתחרות עם שחקנים בעלי כיסים עמוקים. עם זאת, השותפות עלולה להיתקל בקשיים ברכישת נכסים חדשים התואמים את האסטרטגיה שלה בעקבות התחרות שהולכת וגדלה על נכסי נפט וגז.

7.22.2. תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים :

לפרטים אודות גורם הסיכון הכללי בדבר תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים ראו סעיף 18.7 להלן.

הנפט המופק מפרויקט בקסקין מוזרם לפלטפורמת הטיפול וההפקה Lucius, המופעלת על ידי Occidental-Oxy. כמות הנפט הניתנת להפקה באמצעות הפלטפורמה הנ"ל תלויה בקיבולת הפנויה על גבי הפלטפורמה מידי יום (בכפוף להתחייבויות מכוח הסכם למתן שירותי טיפול בנפט המתואר בסעיף 7.3.14(ו)(1) לעיל). בנוסף, מעת לעת, ישנן השבתות יזומות של הפלטפורמה אשר בעקבותיהן נפסקת ההפקה.

7.22.3. שינויים במדיניות הפיסקאלית :

בארה"ב, הוצעו בעבר מספר יוזמות אשר עלולות לשנות את המשטר המיסויי החל נכון להיום על חברות בתעשיית הנפט והגז, באופן שיגדיל את היקף המיסוי החל על חברות הפועלות בתחום זה. יישומן של יוזמות אלה אם תתקבלנה, כולן או חלקן, צפוי להשפיע לרעה על תאגידים הפועלים בתחום זה בארה"ב, ובכללן השותפות.

לפרטים אודות גורמי הסיכון החלים על כלל פעילות השותפות, ראו סעיף 18 להלן.

בטבלה להלן מוצגים גורמי הסיכון שתוארו לעיל על-פי טיבם (סיכוני מקרו, סיכונים ענפיים וסיכונים מיוחדים לשותפות), אשר דורגו בהתאם להערכות השותף הכללי בשותפות, על-פי השפעתם על השותפות, השפעה גדולה, בינונית וקטנה :

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			
השפעה קטנה	השפעה בינונית	השפעה גדולה	
סיכונים ענפיים			
	X		תחרות
		X	תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים - בקסקין
	X		שינויים במדיניות הפיסקאלית

מידת ההשפעה של גורמי הסיכון האמורים על פעילות השותפות הינה על סמך ההערכה בלבד וייתכן כי בפועל מידת ההשפעה תהיה שונה.

8. תחום פעילות חיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בדרום מערב האוקיינוס האטלנטי

8.1. מידע כללי על תחום הפעילות

8.1.1. מבנה תחום הפעילות ושינויים החלים בו

לפרטים אודות מבנה תחום הפעילות והשינויים החלים בו ראו סעיף 7.1.1 לעיל.

ביחס לשוק הנפט והגז, למועד דוח זה, באיי פוקלנד, בהם ממוקם נכס הנפט סי-ליון, לא קיימות תשתיות הולכה ואין נכסי נפט נוספים בשלבי פיתוח ו/או הפקה. יצוין כי באיי פוקלנד לא קיים שוק משוכלל למכירת נפט וכי הנפט שיופק מנכס הנפט ישונע לשווקים אחרים בעולם באמצעות מכליות סחר וימכר על בסיס הסכמים עם חברות שיווק.

8.1.2. שינויים בהיקף הפעילות בתחום וברווחיותו

לפרטים אודות שינויים בהיקף הפעילות בתחום וברווחיותו ראו סעיף 7.1.2 לעיל.

8.1.3. מגבלות, חקיקה, תקינה ואילוצים מיוחדים החלים על תחום הפעילות

לפרטים אודות מגבלות ופיקוח החלים על פעילות השותפות ראו סעיף 8.14 להלן.

8.1.4. גורמי ההצלחה הקריטיים בתחום הפעילות והשינויים החלים בהם

לפרטים אודות גורמי הצלחה קריטיים בתחום הפעילות ראו סעיף 7.1.4 לעיל.

8.1.5. שינויים במערך חומרי גלם וספקים

למידע אודות שינויים במערך חומרי גלם וספקים ראו סעיף 8.10 להלן.

8.1.6. חסמי הכניסה והיציאה העיקריים בתחום הפעילות

לפרטים אודות חסמי הכניסה והיציאה העיקריים, ראו סעיף 7.1.6 לעיל. ביחס לנכס הנפט סי-ליון, המצב הגיאופוליטי המתואר בסעיף 8.15 מהווה אף הוא חסם יציאה.

8.1.7. תחליפים למוצרי תחום הפעילות

לפרטים אודות תחליפים למוצרי תחום הפעילות, ראו סעיף 7.1.7 לעיל.

8.1.8. מבנה התחרות בתחום הפעילות

לפרטים אודות מבנה התחרות בתחום הפעילות ראו סעיף 7.1.8 לעיל.

ביחס לאיי פוקלנד לא קיים שוק משוכלל למכירת נפט והנפט שיופק מנכס הנפט ישונע באמצעות מכליות סחר לשווקים אחרים בעולם, בהם קיים שוק המסוגל לקלוט את כל הכמויות המופקות, לרבות ארה"ב, אנגליה, הודו וברזיל, וימכר על בסיס הסכמים עם חברות שיווק.

נכסי הנפט של השותפות בתחום הפעילות:

השותפות מחזיקה באמצעות Navitas Petroleum Development and Production Ltd. חברה בת (בשרשור) בבעלות מלאה של השותפות (להלן בסעיף זה: "NPDP") ב- 65% מהזכויות בנכס הנפט סי-ליון הממוקם במימיו של דרום האוקיינוס האטלנטי, מצפון לאיי פוקלנד, במים הכלכליים (EEZ) של איי פוקלנד (להלן בסעיף זה: "סי-ליון" או "הפרויקט"), כאשר NPDP משמשת כמפעילת הפרויקט וכן כמפעילה במספר רשיונות סמוכים. סי-ליון היא תגלית בפיתוח.

8.2.1 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט סי-ליון															
שם נכס הנפט:	תגלית סי-ליון ורשיונות סמוכים														
מיקום:	נכס ימי בדרום האוקיינוס האטלנטי, כ- 220 ק"מ צפונית לאיי פוקלנד, בעומק מים של כ- 450 מטרים.														
שטח:	שטחו הכולל של נכס הנפט (תגלית סי-ליון והרשיונות הסמוכים) הינו כ- 3,818 קמ"ר.														
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	תגלית בפיתוח. רשיונות עם מספר תגליות בפיתוח המתוכנן להתבצע בשלבים, ומספר מטרות משאבים מנובאים. פעולות מותרות - חיפושים של נפט וגז, פיתוח והפקה. הפעולות ביחס לרשיונות שאינם כלולים בתכנית לפיתוח שלב א' של הפרויקט, כפופות להגשת תכנית פיתוח ואישורה.														
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	28/02/1997 - PL005, PL004, PL003 1/05/2005 - PL033, PL032 15/04/2010 - (חלק מרשיון PL032) Sea Lion Discovery Area 02/06/1997 - PL001														
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	30/11/2001 - PL005, PL004, PL003 01/05/2010 - PL033, PL032 15/04/2015 - (חלק מרשיון PL032) Sea Lion Discovery Area 02/06/2002 - PL001														
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	הרשיונות הווארכו מספר פעמים לאורך השנים. המועד האחרון בו התקבלה ההחלטה להארכת הרשיונות היה בחודש אוקטובר 2024 עבור כל הרשיונות לעיל.														
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	Sea Lion Discovery Area (חלק מרשיון PL032) - כניסה לתקופת היתר הפקה (Production Consent) של 35 שנים. 31/12/2026 - כל שאר הרשיונות														
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט:	לעניין Sea Lion Discovery Area ראו לעיל. ביחס לאזורים בהם לא מבוצעות עבודות פיתוח ואינם כלולים בהיתר ההפקה השותפות תגיש לממשלת פוקלנד מעת לעת בקשות הארכה.														
ציון שם המפעיל (Operator):	Navitas Petroleum Development and Production Ltd. (לעיל ולהלן בסעיף 8.2 זה: "המפעילה") יצוין כי Navitas Petroleum Atlantic Limited תשמש כמפעילה ברישיון PL001 בכפוף להשלמת עסקת הרכישה כמפורט להלן.														
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים (בהנחת מימוש כל ההסכמים כאמור להלן):	ביחס לרשיונות PL033, PL003 - <table> <tr> <td>Navitas Petroleum Development and Production Ltd.</td><td>65%</td></tr> <tr> <td>Rockhopper Exploration (Hydrocarbons) Limited¹¹⁰</td><td>35%</td></tr> </table> ביחס לרשיונות PL004, PL005 - <table> <tr> <td>Navitas Petroleum Development and Production Ltd.</td><td>65%</td></tr> <tr> <td>Desire Petroleum Limited³⁵</td><td>30%</td></tr> <tr> <td>Rockhopper Exploration (Oil) Limited³⁵</td><td>5%</td></tr> </table> ביחס לרישיון PL001 - <table> <tr> <td>Navitas Petroleum Atlantic Limited</td><td>65%</td></tr> <tr> <td>JHI Falkland Inc.¹¹¹</td><td>35%</td></tr> </table>	Navitas Petroleum Development and Production Ltd.	65%	Rockhopper Exploration (Hydrocarbons) Limited ¹¹⁰	35%	Navitas Petroleum Development and Production Ltd.	65%	Desire Petroleum Limited ³⁵	30%	Rockhopper Exploration (Oil) Limited ³⁵	5%	Navitas Petroleum Atlantic Limited	65%	JHI Falkland Inc. ¹¹¹	35%
Navitas Petroleum Development and Production Ltd.	65%														
Rockhopper Exploration (Hydrocarbons) Limited ¹¹⁰	35%														
Navitas Petroleum Development and Production Ltd.	65%														
Desire Petroleum Limited ³⁵	30%														
Rockhopper Exploration (Oil) Limited ³⁵	5%														
Navitas Petroleum Atlantic Limited	65%														
JHI Falkland Inc. ¹¹¹	35%														

¹¹⁰ חברה בת של Rockhopper Exploration plc חברה נפט וגז הנסחרת בבורסת לונדון (AIM), תחת הסימול (RKH) (לעיל ולהלן: "RKH").

¹¹¹ חברה בת של JHI Associates Inc., חברה נפט וגז פרטית המאוגדת בקנדה.

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט סי-ליון	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:	22.9.2022 (מועד השלמת עסקת רכישת הזכויות). ביום 27.2.2026 נחתם הסכם לרכישת 65% מהזכויות ברישיון PL001 ¹¹²
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	החזקה באמצעות Navitas Petroleum Development and Production Ltd. החזקה ברישיון PL001 באמצעות Navitas Petroleum Atlantic Limited
ציון החלק בפועל המשויד למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	55.25%
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך שנתיים שקדמו ליום 31.12.2025 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	כ- 140,043 אלפי דולר

8.2.2. פעולות טרם ההחזקה בנכס הנפט

זהות בעל הזכות במועד ביצוע הפעולה	תקופה שבה הפעולה בוצעה	תיאור תמציתי של הפעולה	תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה
חברות שונות	1993-2011	- סקרים סייסמיים 2D - סקרים גרייטציוניים	סה"כ נקדחו בנכס הנפט 20 בארות, והושקעו בו כ-1.3 מיליארד דולר.
Shell	1996-2000	- קידוח 2 בארות אקספלורציה ברישיון PL032 - סקר סייסמי 3D (267 ק"מ רבוע)	
Amerada Hess	1997-1998	קידוח 2 בארות אקספלורציה ברישיון PL001	
Argos Resources Ltd	1998-2015	סקר 3D ברישיון PL001	
Lundin	1998	קידוח באר אקספלורציה ברישיון PL005	
Desire Petroleum Limited	2004 2010-2011	- סקר סייסמי 3D מקומי - קידוח 3 בארות אקספלורציה ברישיון PL004c, ו-2 בארות אקספלורציה ברישיונות PL004a ו-PL003a	
Rockhopper Exploration plc	2007 2010-2011	- סקר סייסמי מקומי - קידוח באר אקספלורציה 14/10-2 - באר התגלית של שדה Sea Lion ברישיון PL032 - סקר סייסמי 3D אזורי (4500 ק"מ רבוע, בנוסף ל-816 ק"מ רבוע באזורים סמוכים) - קידוח 10 בארות אקספלורציה והערכה נוספות ברישיון	
Noble Energy & Edison	2015-2018	עבודות פענוח סייסמי עבור רישיון PL001	
Premier Oil Exploration and Production Limited (שמה הקודם של NPDP)	2015-2016 2017-2022	- קידוח 4 בארות אקספלורציה והערכה (באר אחת ברישיון PL004b, באר אחת ברישיון PL032 ו-2 בארות ברישיון PL004a) - הכנת תכנית פיתוח מפורטת	
Argos Resources Ltd	2018-2022	פענוח סייסמי, זיהוי פרוספקטים והוצאת דוח משאבים (CPR) עבור רישיון PL001	
JHI Falkland Inc	2023 עד היום	אינוורסיה סייסמית וזיהוי פרוספקטים עבור רישיון PL001	

¹¹² לפרטים אודות הסכם רכישת הזכויות ומזכר ההבנות הלא מחייב שנחתם לפניו ראו דיווחים מיידיים מהימים 2 במרץ, 2026 ויום 12 בינואר, 2026 (אסמכתאות מספר: 2026-01-18935 ו-2026-01-005007, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

8.2.3 עמידה בתכנית עבודה

על פי תנאי הרישיונות, אין תכנית עבודה המחייבת את השותפות. הרישיונות יישארו בתוקף, בהתאם למפורט לעיל.

8.2.4 תכנית עבודה בפועל ומתוכננת בנכס הנפט

נכס הנפט סי-ליון והרישיונות הנוספים כוללים מספר מאגרים אשר פיתוחם מתוכנן להתבצע בשלבים לפי שלושה אזורי פיתוח (אזור פיתוח צפוני, מרכזי ודרומי). המפעילה, גיבשה תכנית פיתוח מדורגת המאפשרת הפחתה בעלויות ההקמה עד לתחילת ההפקה והכוללת בשלב זה חמישה שלבי פיתוח וקידוח של 64 בארות בסך הכל.¹¹³ הפיתוח הראשוני יהיה של אזור הפיתוח הצפוני (North Development Area - NDA) הכולל קידוח של 23 בארות. שלבי הפיתוח הנוספים, הכוללים קידוח של 41 בארות נוספות, צפויים להתבצע גם באזור הפיתוח המרכזי (Central Development Area - CDA) ובאזור הפיתוח הדרומי (Southern Development Area - SDA).

ביום 10 בדצמבר, 2025, קיבלו השותפות בפרויקט החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח שלב א' של הפרויקט, בתקציב כולל של כ- 1.8 מיליארד דולר (בגין 100% מהזכויות בפרויקט).

החלטת ההשקעה הסופית התקבלה בהמשך לקבלת האישור הסופי מממשלת פוקלנד לתכנית הפיתוח המפורטת לפרויקט - (FDP) Field Development Plan (תכנית פיתוח אשר כוללת את שני שלבי הפיתוח הראשוניים בלבד (23 בארות מתוך 64 בארות בסך הכל) וחתימה על הסכם הגנת השקעות (IPA).¹¹⁴

בהתאם לתכנית הפיתוח, ההפקה משלב א' של הפרויקט צפויה להתבצע באמצעות מתקן הפקה אחסון ופריקה צף - Floating Production Storage and Offloading ("FPSO") בעל כושר הפקה של עד כ- 55,000 חביות נפט ליום. השותפות מקדמת חלופות להאצת תוכנית הפיתוח של יתרת המשאבים בנכס הנפט, שאינם כלולים בתכנית הפיתוח, כאשר ההפקה במסגרת שלבי הפיתוח הבאים יכול שתבוצע בשילוב מתקני הפקה אחרים, אשר יאפשרו הגדלת היקף ההפקה לעד כ- 200,000 חביות נפט ליום.

עבודות הקידוח וההשלמה מתוכננות להתחיל בתחילת שנת 2027 ותחילת ההפקה מהפרויקט צפויה במהלך חודש מרץ 2028.

בנוסף, בכוונת השותפות לבחון את פוטנציאל האקספלורציה הקיים באזור הנכס ובריזון PL001, הכולל פורטפוליו אקספלורציה עם פוטנציאל למשאבי נפט וגז בסמוך לתשתיות הקיימות. כמו כן, במסגרת קידוח הבאר הראשונה בשלב א' של תכנית הפיתוח ישולבו מטרות אקספלורציה. השותפות בוחנת את פוטנציאל פיתוח הגז העתידי באגן, לרבות בקשר עם תגלית הגז Johnson, המשתרעת מ- PL032 ל-PL001.

במסגרת ההערכות לפיתוח הפרויקט התקשרה NPDP בהסכמים מחייבים עם ספקים עיקריים כמפורט להלן.

¹¹³ יצוין כי תכנית זו אינה כוללת את פוטנציאל הפיתוח המלא של נכס הנפט הכולל פיתוח נוסף של עד כ- 20% ממשאבי הנפט ועד כ- 100% ממשאבי הגז.

¹¹⁴ הסכם הגנת השקעות, אשר נחתם, בין היתר, על ידי ממשלת פוקלנד והשותפות בפרויקט סי-ליון, שמטרתו יצירת ודאות רגולטורית ומיסויית באמצעות התחייבות ממשלת פוקלנד לפיצוי במקרה של אי שמירה על תנאים שהוגדרו, לרבות שיעורי מס ותמלוגים, לתקופה קבועה, במטרה להגן על השקעות השותפות מפני שינויים רגולטוריים עתידיים.

הסכמי ה-FPSO (א)

NPDP התקשרה בסדרת הסכמים מחייבים לעניין החכירה, השדרוג וההפעלה והתחזוקה של ה-FPSO. המחכירה הינה תאגיד בינלאומי בעל ניסיון והתמחות רבת שנים בתחום, אשר בבעלותו מספר מתקנים דומים מסוג זה. חבילת ההסכמים כוללת הסכם חכירה של ה-FPSO לעד 20 שנים (BBC), הסכם הנדסה, רכש והקמה (EPC) לשדרוג והתאמת ה-FPSO לצרכי הפרויקט והסכם הפעלה ותחזוקה (O&M) לכל תקופת החכירה (להלן: **"הסכם החכירה"**, **"הסכם ה-EPC"** ו-**"הסכם התפעול והתחזוקה"**, בהתאמה, וביחד בסעיף זה: **"ההסכמים"**). הסכם ה-EPC והסכם התפעול והתחזוקה נחתמו עם חברות מקבוצת המחכירה.

הסכם החכירה

ה-FPSO הוא מתקן הפקה ואחסנה צף הפועל כיום בים הצפוני, עם שיעורי זמינות גבוהים, בסביבה ימית קשה יותר מהסביבה הימית הצפויה באתר הפרויקט באיי פוקלנד. ה-FPSO יעבור שדרוג והתאמה לשימוש בפרויקט בהתאם לדרישות התכנון והרגולציה הרלוונטיות. בהתאם להסכם החכירה, עם מסירת ה-FPSO ל-NPDP (הצפויה ברבעון השלישי לשנת 2026), תקבל NPDP חזקה ושימוש בלעדי ב-FPSO במסגרת חכירה (Bareboat charter). החל ממועד המסירה, הזכות החוקית לשימוש ולתפעול של ה-FPSO תוחזק על ידי NPDP, כאשר התפעול והתחזוקה יבוצעו באמצעות קבלן ההפעלה והתחזוקה, תחת הסכם תפעול ותחזוקה (כמפורט בסעיף זה להלן). במסגרת החכירה, NPDP זכאית לשימוש מלא ב-FPSO בפרויקט. מבנה ההתקשרות, לרבות מנגנוני הביטוח והביטחונות, נועד להבטיח ל-NPDP שימוש שוטף ב-FPSO למשך כל תקופת החכירה (גם אם יחולו שינויים בבעלות המשפטית על ה-FPSO או במבנה המימון שלו).

תקופת החכירה - תקופת החכירה הראשונית היא ממועד המסירה של ה-FPSO ולתקופה של 12 שנים ממועד תחילת ההפקה, כהגדרתו בהסכמים¹¹⁵ ול-NPDP עומדת זכות להאריך את תקופת החכירה לתקופות נוספות, בהתאם למנגנון הקבוע בהסכם החכירה, עד לתקופה מירבית של 20 שנים בסך הכל.

דמי החכירה - דמי החכירה מורכבים מרכיב קבוע של תשלום יומי עבור הזכות להשתמש ב-FPSO (הכפוף למנגנוני הפחתה במקרים מסוימים של ביצועים ירודים של ה-FPSO), וכן רכיב משתנה המחושב על בסיס ההפקה בפועל, מחיר חבית נפט ורמת הזמינות התפעולית של ה-FPSO. להערכת השותפות, הרכיב הקבוע הכולל של דמי החכירה למלוא תקופת חכירה של כ-12 שנים יעמוד על כ-330 מיליון דולר ויהווה, בהנחת תרחיש הבסיס, כמחצית מדמי החכירה שישולמו למחכירה.

סיום ההסכם - ל-NPDP עומדת הזכות לסיים את הסכם החכירה בכפוף לתשלום דמי סיום מוקדם (להלן: **"דמי הסיום המוקדם"**), וכן במקרים מסוימים של הפרה מהותית מצד המחכירה, הכל בהתאם למנגנונים הקבועים בהסכם החכירה.

המחכירה רשאית לסיים את ההסכמים במקרים מוגבלים של אי-תשלום שאינו שנוי במחלוקת במשך תקופה העולה על התקופה שנקבעה בהסכמים, במקרה של חדלות פירעון של NPDP ו/או השותפות וכן במקרים של סיום ההסכמים הקשורים (הסכם ה-EPC או הסכם

¹¹⁵ מועד תחילת ההפקה בהתאם להסכמים כולל, בין היתר, גם השלמת מבחני הפקה של מערכות ההפקה המרכזיות הכוללות גם מערכות הזרקת מים וגז.

התפעול והתחזוקה), עקב הפרתם על ידי NPDP, מניעה משפטית לביצוע ההסכמים עקב סנקציות, אירוע כוח עליון מתמשך (מעל 12 חודשים) המונע הפקה, או במקרה של אובדן כליל (Total Loss) של ה-FPSO.

ערביות - במסגרת הסכם החכירה העמידה השותפות ערבות חברה מוגבלת למחכירה, לתשלום דמי הסיום המוקדם בלבד, בסכום מרבי של כ- 109 מיליון דולר (כולל חלק RKH), הפוחת בסכום יומי קבוע החל ממועד תחילת ההפקה, בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. בנוסף, חברת האם של קבוצת המחכירה העניקה ל-NPDP ערבות חברה בלתי מוגבלת בסכום המבטיחה את התחייבויות חברות הקבוצה לפי הסכמי החכירה, ה-EPC והתפעול והתחזוקה.

הסכם ה-EPC

הסכם ה-EPC נחתם עם חברה מקבוצת המחכירה (להלן: "הקבלן"), וכולל את תכנון, שדרוג והתאמה והארכת חיי ה-FPSO כך שיעמוד בצרכי הפרויקט, וכן תכנון וייצור מערכת עגינה חדשה, אשר תיוותר בבעלות NPDP. היקף העלויות המוערך של העבודות הנ"ל עומד על כ-428 מיליון דולר. מרבית ההיקף הכספי של הסכם ה-EPC מבוסס על מנגנון עלות בתוספת מרווח (Cost-Plus), עם רכיב מחיר קבוע מוגבל. ההסכם כולל מנגנוני פיקוח של NPDP ומנגנוני תמרוץ עלויות לקבלן, על מנת לאפשר ל-NPDP לנהל באופן אפקטיבי את הפרויקט, וכן זכויות כניסה בנעלי הקבלן, המאפשרים ל-NPDP במקרה של הפרה מהותית, להחליף את הקבלן ולהשלים את העבודות באמצעות קבלנים חלופיים, וכן מנגנוני פיצוי מוסכמים בגין עיכובים, ותקרת אחריות כוללת.

הסכם התפעול והתחזוקה

במקביל נחתם הסכם הפעלה ותחזוקה, במסגרתו חברה מקבוצת המחכירה תספק שירותי הפעלה ותחזוקה ל-FPSO. ההסכם מבוסס על תקציב שנתי באישור NPDP, וכולל מנגנוני תמרוץ ובקרה, וכן מאפשר ל-NPDP, במקרה של הפרה מהותית, להחליף את קבלן שירותי התפעול והתחזוקה ולהתקשר עם קבלן הפעלה ותחזוקה חלופי. מעבר לתקציב השנתי, ההסכם כולל מנגנון החזר הוצאות בתוספת מרווח (Cost Plus).

הוראות כלליות ביחס להסכמים המתוארים לעיל

- ההסכמים כוללים מנגנוני שיפוי, ביטוח והגבלת אחריות הדדיים, וכן מנגנוני פיצוי מוסכמים ותקרת אחריות כוללת החלה על המחכירה, מהסוג הקיים בפרויקטים דומים.
- ההסכמים כוללים רשימה רחבה של אירועי הפרה מהותיים המקנים ל-NPDP זכות לבטל את ההסכמים, הכוללים, בין היתר, אירועים של עיכוב מהותי במסירת ה-FPSO, מצב בו ה-FPSO, במועד המסירה, מצריך עבודות שדרוג משמעותיות נוספות, עיכוב מהותי בתחילת ההפקה של ה-FPSO, אי עמידה ביעדי תפוקה מוגדרים, שינוי שליטה בלתי מאושר בחברות מסוימות בקבוצת המחכירה, והפרות מהותיות נוספות. במקרה של הפרה מהותית של הקבלן תחת הסכם ה-EPC או הסכם התפעול והתחזוקה, NPDP רשאית לבטל הסכמים אלו תוך שמירה על הסכם החכירה וזכויותיה ב-FPSO, ולהתקשר עם קבלנים חלופיים לעבודות ה-EPC ולתפעול ולתחזוקה.

(ב) הסכמים נוספים

בנוסף, התקשרה NPDP במספר הסכמים נוספים הנדרשים לפיתוח הפרויקט הכוללים, בין היתר: הסכם לאספקת והפעלת אסדת קידוח; הסכם מסגרת לאספקת שירותים הקשורים לקידוחים והשלמות, הסכם להנדסה, רכש, הקמה, התקנה והרצה של מערכות תת-ימיות (SURF) והסכמים לאספקת ציוד תת-ימי, צנרת גמישה, סעפות ומחברים. ההסכמים האמורים כוללים, בין היתר, מנגנוני תשלום, אחריות, שיפוי וביטוח מהסוג הקיים בפרויקט פיתוח והפקה ימיים.

(ג) הסכמי שיווק הנפט

בחודשים דצמבר 2025 ופברואר 2026 נחתמו עם חברות סחר שונות הסכמים לשיווק של נפט משטח תגלית סי-ליון ורישיונות סמוכים. על פי ההסכמים האמורים, בין היתר, הוקנתה לחברות הסחר עימן התקשרה NPDP זכות שיווק בלעדית לגבי ההפקה שתנבע מהרישיונות לתקופה מוגבלת ואו בקשר עם כמויות מוגבלות, בהתאם לתנאי ההסכמים. הנפט יימכר בשווקים בינלאומיים על-ידי חברות הסחר בתנאי FOB (Free On Board) ב-FPSO. מחיר הנפט הנמכר מחושב לפי ממוצע של הממוצעים היומיים של ציטוטי Dated Brent, עבור חמשת ימי הציטוט שלאחר תאריך המכירה, בתוספת/ניכוי התאמת מחיר המשתנה בין ההסכמים, לרבות התאמה לאיכות הנפט, לעלויות הולכה, עלויות מימון, גידור והפרשי שערים.

מימון פרויקטלי

החלטת ה-FID לגבי תגלית סי-ליון התקבלה לאחר שהתקיימו כל התנאים המוקדמים לסגירה פיננסית (Closing) של הסכמי מימון פרויקטלי לצורך מימון פיתוח שלב א' של הפרויקט, שנחתמו בחודש דצמבר 2025, בין NPDP ו-RKH לבין המממנים (להלן בסעיף זה: "המימון הפרויקטלי"). המימון הפרויקטלי הועמד בדרך של שתי הלוואות פרטיות זהות בתנאי נון-ריקורס באופן פרופורציונאלי בין שותפות סי-ליון בהתאם להיקף אחזקותיהן בפרויקט.¹¹⁶ היקף המימון הפרויקטלי (החוב הבכיר) הסתכם במיליארד דולר (100%). המלווים שהצטרפו למימון הפרויקטלי התחייבו להעמיד לכל אחת משותפות הפרויקט מסגרת למשיכת הלוואות מגובות בבטוחות, על פי מערכת של הסכמי מימון נפרדים, אך דומים בתנאיהם, המסדירים את התנאים למשיכת הלוואות מהמסגרת, תנאי ההלוואות, הבטוחות שיועמדו למלווים ויתר ההתחייבויות ההדדיות של הצדדים בקשר למימון.

לפרטים אודות המימון הפרויקטלי והסגירה הפיננסית ראו דיווחים מיידיים מהימים 10 בדצמבר, 2025 ו-21 בדצמבר, 2025 (אסמכתאות מספר: 2025-01-098416 ו-2025-01-101339, בהתאמה) אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה, בנוסף ראו סעיף 12 להלן.

להערכת השותפות ובהתבסס על המודל הבנקאי של שלב א' של הפרויקט, עלויות ההקמה של שלב א' בפיתוח הפרויקט יסתכמו בכ- 1.8 מיליארד דולר (עלויות אלו כוללות גם הפקדת כריות לתשלומי ריבית וחריגות בתקציב, ככל שתהיינה). בהמשך להסכם למתן הלוואות שנחתם בין השותפות בפרויקט, נדרשת NPDP להעמיד לטובת RKH, השותפות הנוספת בפרויקט, הלוואה דולרית ללא ריבית בגובה 2/3 מחלקה של RKH בהון העצמי הנדרש לפיתוח שלב א', אשר תיפרע מ-85% מהתזרים החופשי של RKH מהפקה משלב א' של הפרויקט.

¹¹⁶ יובהר כי בין הסכמי המימון הפרויקטלי אין תניית הפרה צולבת, כך שניתן יהיה לקבוע כי קיים אירוע הפרה בהסכם מימון פרויקטלי של אחד השותפים וזאת מבלי שיתקיים בהכרח אירוע הפרה ביחס להסכם המימון הפרויקטלי של השותף האחר.

סך ההון העצמי, שתעמיד השותפות בגין חלקה בפיתוח שלב א' של הפרויקט צפוי לעמוד על כ- 734 מיליון דולר (כולל רכיב ההלוואה ל- RKH), וזאת בהמשך לחתימה על ההסכמים המסחריים בהקשר לפרויקט ובהתאם למודל הבנקאי העדכני.

עד למועד הדוח, הסתכמו הוצאות פרויקט סי-ליון בפועל לכ- 5% מעלויות הפיתוח עד למועד תחילת ההפקה, וזאת במסגרת התקציב המאושר.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות דלעיל ולהלן, לרבות ביחס לעלויות ההקמה והתקציב של שלב א' של פרויקט סי-ליון, מועד תחילת עבודת הקדיחה וההשלמה, תחילת ההפקה מהפרויקט ובחינת פוטנציאל האקספלורציה והגז ושילוב מטרות אקספלורציה בקידוח הראשון מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המידע האמור מבוסס על הערכות השותפות בפרויקט, בהתבסס על מגוון גורמים וביניהם תכנית הפיתוח ולוחות הזמנים ליישומה, נתונים משוערים של זמינות ציוד, שירותים ועלויות, ונתוני משאבים מנובאים וכן גורמים נוספים שאינם בהכרח בשליטת השותפות. ההערכות בדוח זה עשויות שלא להתממש, להתממש באופן חלקי או להתממש באופן שונה מהותית מהצפוי בדוח זה, בעקבות שינויים ו/או עיכובים במגוון גורמים, לרבות שינויים בתנאי השוק בכלל ובסקטור הנפט בפרט ו/או שינויים גיאופוליטיים ו/או שינויים בתנאים תפעוליים וטכניים בנכס הנפט ו/או בעקבות גורמים בלתי צפויים הקשורים בפיתוח פרויקט מסוג זה ו/או כתוצאה מהתקדמות פיתוח הפרויקט עד להשלמתו ו/או בעקבות התפתחויות הקשורות בפרויקט ו/או בשותפות ו/או בחברות הבנות של השותפות ו/או השותפה הנוספת בפרויקט ו/או בעקבות גורמים חיצוניים שאינם בשליטת השותפות ו/או בעקבות גורמים שונים שלא ניתן להעריכם מראש.

להלן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות, בציון התקציב המשוער לביצוע כל פעולה וחלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב זה:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{117, 118}	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ^{117, 118, 119}
2023	- גיבוש ואישור תכנית פיתוח - תכנון הנדסי מפורט (FEED)	16,858	10,958
2024	- התקשרות בהסכמים, לרבות עם ספקים ונותני שירותי קידוחים וספקי ציוד תת ימי (subsea equipment) - הזמנת ציוד שזמן אספקתו ארוך (Long Lead) כגון Subsea Trees, Flexible Pipe, Manifolds and Connectors - התקדמות בהסכמים מסחריים בנוגע ל- FPSO - עדכון והגשה לרשויות בפקלנד של תכנית הפיתוח המפורטת (FDP) וסקר השפעה על הסביבה (EIS), עבור אזור הפיתוח הצפוני של הנכס (NDA) ביחס לשלבי הפיתוח א' ו-ב'	42,548	29,432
2025	- קבלת החלטת השקעה סופית (FID) - חתימה על הסכמים מסחריים ארוכי טווח לחכירה, שדרוג, תפעול ותחזוקת ה- FPSO - התקשרות בהסכמים נוספים, כולל עם קבלני קידוח, ספקי שירותי קידוח, התקשרות עם קבלן התקנה	152,338	99,020

¹¹⁷ לא כולל דמי חכירה שנתיים, בגין הרישיונות מהם עדיין לא מתבצעת הפקה. לא כולל עלויות סילוק ונטישה ולא כולל עלויות תפעול ותחזוקה.

¹¹⁸ הערכות בדבר עלויות תכנית פיתוח מופיעות בתחזית התזרים ומהוות הערכות כלליות בלבד המבוססות על קטגוריית עתודות 2P, קטגוריית משאבים מותנים 2C וקטגוריית משאבים מנובאים 2U.

¹¹⁹ חלק השותפות אינו כולל את הלוואות טרום FID ו- פוסט FID אשר הועמדו ומועמדות על ידי NPDP לחברות בת של Rockhopper Exploration Plc.

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ^{117, 118}	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ^{117, 118, 119}
	- ימית, ספקי שירותי ציוד תת-ימי וספקי שדרוג המתקנים באיי פוקלנד - אישור סופי של תכנית הפיתוח המפורטת (FDP) - אישור סופי של סקר השפעה על הסביבה (EIS) - תחילת עבודות פיתוח ובנייה באיי פוקלנד - חתימה על הסכם לשיווק נפט		
2026	- חתימה על הסכם לשיווק נפט - חתימה על הסכם עם ספק מסוקים ושרותי הטסה - שינוע אסדת קידוח וציוד לצורך קידוחי פיתוח והפקה - שדרוג ה-FPSO במספנה - ייצור מערכת העגינה - בניית מתקנים באיי פוקלנד, כולל מגורים, שדרוג מתקנים במזח, מנחת מסוקים, משרדים ומרכז לוגיסטי - הכנה והגשה של תכנית פיתוח מפורטת (FDP) לאזור הפיתוח המרכזי (CDA) - עיבוד מחדש של נתוני סייסמיקה לצורך אופטימיזציית תכנון בארות שלב 1 ותיעודף מטרות אקספלורציה - גיבוש תכנית אקספלורציה ברישיון PL001	515,666	335,183
2027	- גיבוש תכנית אקספלורציה ברישיון PL001 - ביצוע קידוחי פיתוח והפקה של שלב א' - התקנת ה-FPSO, מערכות נלוות וציוד תת-ימי - השלמת סקר השפעה על הסביבה (EIS) עבור אזור הפיתוח המרכזי (CDA) - גיבוש תכניות פיתוח לשלבי הפרויקט הבאים והשלמת תכניות לקידוחי אקספלורציה - המשך פיתוח כלל שלבי תכנית הפיתוח	863,742	561,432
2028 ואילך	- חיבור והפעלה של ה-FPSO - השלמת קידוחי פיתוח וביצוע ההשלמות שלב א' - תחילת הפקה משלב א' של הפרויקט - בחינת האפשרות לביצוע קידוחי אקספלורציה - קבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח אזור הפיתוח המרכזי (CDA) ותחילת ביצוע עבודות הפיתוח ל-CDA.	285,744	185,734

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות הנ"ל, לרבות בדבר מבנה תכנית הפיתוח, הצפי לפעולות, עלויות ולוחות זמנים לביצוע הפעולות השונות, עלויות הפיתוח, פיתוח המשאבים שאינם כלולים בתכנית הפיתוח ומועד תחילת ההפקה, מבוססות על אומדנים כלליים וראשוניים בלבד, על מידע הנדסי, כלכלי ואחר ראשוניים בלבד, ויכולות להיות בהן סטיות מהותיות. תכנית העבודה, העלויות ולוחות הזמנים המשוערים עשויים להשתנות מהותית בעקבות ממצאים חדשים שיתקבלו ו/או בשל עדכונים במתווה הפיתוח של הפרויקט. הערכות אלו מהוות מידע צופה פני עתיד, כהגדרתו בחוק ניירות ערך, המבוסס על הערכות השותפות למועד זה, אשר עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית בין היתר כתוצאה ממכלול גורמים הקשורים בפרויקטים בפיתוח לרבות שינויים בתנאי השוק בכלל ובסקטור הנפט בפרט ו/או שינויים גיאופוליטיים ו/או בשל מגבלות ו/או השפעות חיצוניות ו/או בשל החלטות שתתקבלנה בעתיד, ו/או התממשות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 18 להלן. יובהר, כי אין כל וודאות ששלבי הפיתוח הנוספים יאושרו ו/או כי השותפות תשיג את המימון הנדרש לשם כך.

8.2.5. שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות הקשורות בנכס הנפט

שיעור השתתפות	אחוז	שיעור מגולם ל- 100%	הסברים
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	65%	100%	ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 8.2.1 לעיל.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	55.25%	85%	ראו תחשיב בסעיף 8.2.6 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט	12065%	100%	ראו תחשיב בסעיף 8.2.7 להלן.

8.2.6. באור לחישוב שיעור ההשתתפות המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות

בהכנסות מנכס הנפט, תחת הנחה של הפקה מסחרית מנכס הנפט

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר תגלית) ברמת נכס הנפט:		
תמלוג על לממשלת איי פוקלנד	9%	
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	91%	
חלק המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות מנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	65%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	59.15%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר תגלית) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לשותף הכללי	3.9%	תמלוג על מכוח הסכם השותפות בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות, מתוכו שיעור של 4.50% מוחזק על ידי צדדים קשורים והיתרה מוחזקת על ידי צד ג'.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	55.25%	

8.2.7. ביאור לחישוב שיעור ההשתתפות המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות

בהוצאות החיפוש, הפיתוח וההפקה בנכס הנפט

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	65%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט	100%	
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	65%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	65%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):		

120 חלק השותפות אינו כולל את הלוואות טרום FID ו- פוסט FID אשר הועמדו ומועמדות על ידי NPDP לחברות בת של Rockhopper Exploration Plc.

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים או התשלומים
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט	65%	

8.2.8. תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות חיפוש בנכס הנפט

פריט	סך הכל שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעות בתקופה זו בנכס הנפט (באלפי דולר)	מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לממשל (באלפי דולר)
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2023	10,958	1,555
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2024	29,432	1,199
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2025	99,020	1,086

8.2.9. עתודות, משאבים מותנים ומשאבים מנובאים ונתוני תזרים מהוון בנכס הנפט סי-ליון וברשיונות

הסמוכים

(א) לפרטים בדבר דוח הערכת עתודות שנערך עבור השותפות על ידי מעריך עתודות בלתי תלוי Netherland, Sewell & associates Inc. (להלן: "NSAI" או "מעריך העתודות"), בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), ובו מפורטות, בין היתר, הערכות NSAI בדבר כמות העתודות, המשאבים המותנים והמשאבים המנובאים המיוחסות לנכס הנפט סי-ליון והרישיונות הסמוכים לו ונתוני התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2025 (להלן בסעיף זה: "דוח העתודות"), ראו דוח מיידי של השותפות מיום 2 במרץ 2026 (אסמכתא מספר: 2026-01-018940), אשר המידע הכלול בו מובא בזאת על דרך ההפניה (להלן: "הדיווח המיידי של דוח העתודות"). כמו כן מצורף לפרק זה מכתב הסכמה של NSAI להכללת דוח העתודות בדוח זה, לרבות בדרך של הפנייה וכן אישור NSAI כי לא חל שינוי מהותי באשר להערכותיה בדוח זה.

(ב) נתוני משאבים מנובאים ברישיון PL001

על פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), המשאבים המנובאים ברישיון PL001 נכון ליום 31.12.2025 (להלן בסעיף זה: "דוח המשאבים"), הינם כמפורט להלן:

Block/ Prospect	סה"כ נפט בנכס, מיליון חביות (Gross)			סה"כ נפט בנכס חלק השותפות, מיליוני חביות ¹²¹ (Net)		
	האומדן הנמוך (Low Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הגבוה (High Estimate)
Calypso	20.5	44.5	85.7	11.3	24.6	47.3
Chatham	60.0	135.0	266.6	33.2	74.6	147.3
Dinlas	51.7	109.1	210.6	28.6	60.3	116.4
Electra	8.7	19.4	38.0	4.8	10.7	21.0
Hecate	28.8	66.2	137.2	15.9	36.6	75.8
Kratos AB	22.7	50.1	96.7	12.5	27.7	53.4
Kratos C	56.0	124.2	243.0	30.9	68.6	134.3

¹²¹ "Net" משמעו מכפלת סה"כ כמות הנפט והגז הטבעי, לפי העניין, בנכס הנפט (Gross) בשיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט (55.25%).

סה"כ נפט בנכס חלק השותפות, מיליוני חביות ¹²¹ (Net)			סה"כ נפט בנכס, מיליון חביות (Gross)			Block/ Prospect
האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)	האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)	
140.4	70.0	31.4	254.1	126.7	56.8	Metis C&S LC1a
61.7	31.2	14.0	111.7	56.4	25.4	Metis N LC1a
18.0	8.3	3.5	32.5	15.0	6.4	Metis NN LC1a
114.7	56.1	24.6	207.6	101.6	44.6	Metis NN Shallow LC1d
243.3	121.4	53.5	440.3	219.7	96.9	Poseidon
121.9	58.2	25.4	220.6	105.4	45.9	Rhea
151.5	60.2	23.0	274.2	109.0	41.6	Selene
41.8	18.7	7.8	75.6	33.9	14.1	Tyche

סה"כ גז, חלק השותפות, מיליארד רגל מעוקב ¹²² (Net)			סה"כ גז בנכס, מיליארד רגל מעוקב (Gross)			Block/ Prospect
האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)	האומדן הגבוה (High Estimate)	האומדן הטוב ביותר (Best Estimate)	האומדן הנמוך (Low Estimate)	
19.2	9.7	4.4	34.8	17.6	8.0	Calypso
59.7	29.4	12.8	108.1	53.2	23.2	Chatham
47.2	23.9	11.0	85.5	43.2	19.9	Dinlas
8.5	4.3	1.9	15.4	7.7	3.4	Electra
30.7	14.4	6.1	55.5	26.1	11.1	Hecate
21.8	10.9	4.9	39.4	19.8	8.8	Kratos AB
54.5	27.1	12.0	98.6	49.0	21.7	Kratos C
56.6	27.8	12.3	102.4	50.4	22.3	Metis C&S LC1a
24.9	12.4	5.5	45.0	22.4	10.0	Metis N LC1a
7.2	3.3	1.4	13.1	6.0	2.5	Metis NN LC1a
46.2	22.3	0.9	83.6	40.4	17.6	Metis NN Shallow LC1d
98.7	47.9	20.7	178.7	86.7	37.4	Poseidon
49.2	23.0	9.9	89.0	41.6	17.9	Rhea
61.1	23.8	9.0	110.5	43.1	16.2	Selene
16.9	7.4	3.0	30.6	13.4	5.4	Tyche

¹²² "Net" משמעו מכפלת סה"כ כמויות הנפט והגז הטבעי, לפי העניין, בנכס הנפט (Gross) בשיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט (55.25%).

(ג) דוח המשאבים הוכן על בסיס ניתוח נתונים סייסמים תלת מימדיים (3D) משנת 2011 שבוצעו על ידי Argos Resources Limited ועובדו על ידי Geotrace Technologies Inc. כמו כן, דוח המשאבים המנובאים התבסס על מידע מבארות וממאגרים סמוכים.

(ד) להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים השונים:

Prospect	Area		Net Thickness	
	(Acre)		(Feet)	
	Low	High	Low	High
Calypso	1,927	3,324	50.0	100.00
Chatham	10,541	16,678	35.0	75.0
Dinlas	9,320	16,285	35.0	60.0
Electra	1,571	2,320	35.0	75.0
Hecate	4,712	9,216	35.0	75.0
Kratos AB	4,141	5,825	35.0	75.0
Kratos C	9,985	14,892	35.0	75.0
Metis C&S LC1a	13,442	24,976	25.0	50.0
Metis N LC1a	6,164	10,681	25.0	50.0
Metis NN LC1a	1,428	3,377	25.0	50.0
Metis NN Shallow LC1d	5,609	11,449	35.0	75.0
Poseidon	16,558	28,326	35.0	75.0
Rhea	4,004	9,294	50.0	100.0
Selene	5,950	21,033	35.0	75.0
Tyche	2,162	5,370	35.0	75.0

Prospect	Porosity		Hydrocarbon Saturation	
	(decimal)		(decimal)	
	Low	High	Low	High
Calypso	0.14	0.24	0.60	0.80
Chatham	0.12	0.21	0.50	0.80
Dinlas	0.12	0.21	0.50	0.80
Electra	0.12	0.21	0.50	0.80
Hecate	0.12	0.21	0.50	0.80
Kratos AB	0.12	0.21	0.50	0.80
Kratos C	0.12	0.21	0.50	0.80
Metis C&S LC1a	0.12	0.21	0.50	0.80

Prospect	Porosity		Hydrocarbon Saturation	
	(decimal)		(decimal)	
	Low	High	Low	High
Metis N LC1a	0.12	0.21	0.50	0.80
Metis NN LC1a	0.12	0.21	0.50	0.80
Metis NN Shallow LC1d	0.14	0.24	0.60	0.80
Poseidon	0.12	0.21	0.50	0.80
Rhea	0.14	0.24	0.60	0.80
Selene	0.12	0.21	0.50	0.80
Tyche	0.12	0.21	0.50	0.80

Prospect	Initial Oil Formation Oil Factor		Oil Recovery Factor	
	(RB/STB)		(decimal)	
	Low	High	Low	High
Calypso	1.10	1.30	0.15	0.45
Chatham	1.10	1.30	0.15	0.45
Dinlas	1.10	1.30	0.15	0.45
Electra	1.10	1.30	0.15	0.45
Hecate	1.10	1.30	0.15	0.45
Kratos AB	1.10	1.30	0.15	0.45
Kratos C	1.10	1.30	0.15	0.45
Metis C&S LC1a	1.10	1.30	0.15	0.45
Metis N LC1a	1.10	1.30	0.15	0.45
Metis NN LC1a	1.10	1.30	0.15	0.45
Metis NN Shallow LC1d	1.10	1.30	0.15	0.45
Poseidon	1.10	1.30	0.15	0.45
Rhea	1.10	1.30	0.15	0.45
Selene	1.10	1.30	0.15	0.45
Tyche	1.10	1.30	0.15	0.45

Prospect	Average Producing Gas-Oil Ratio	
	(SCF/STB)	
	Low	High
Calypso	300	500
Chatham	300	500
Dinlas	300	500
Electra	300	500
Hecate	300	500
Kratos AB	300	500
Kratos C	300	500
Metis C&S LC1a	300	500
Metis N LC1a	300	500
Metis NN LC1a	300	500
Metis NN Shallow LC1d	300	500
Poseidon	300	500
Rhea	300	500
Selene	300	500
Tyche	300	500

(ה) הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בהמשך התהליך:

הסיכון כי לא יהיה ממצא של הידרוקרבונים בקידוחים או שהממצא יהיה קטן מכפי שהוערך. כמו כן, ישנם סיכונים רבים נוספים, בהם סיכונים טכניים-תפעוליים לרבות סיכון לתקלות בפעולות הקדיחה (ככל שתהיינה), בביצוע הלוגים החשמליים ובביצוע מבחני ההפקה (ככל שיהיו). במקרה שהפעולות הטכניות-תפעוליות יושלמו ללא תקלות, הסיכונים בהמשך התהליך הנדרש להגעה לממצא מסחרי, הינם, בין היתר, שחדירות (פרמאביליות) חולות המאגר לא תהא מספקת על-מנת לאפשר זרימה בספיקה בעלת משמעות מסחרית, חדירה של מים אל הקידוח שלא תאפשר הפקה כלכלית, עלויות פיתוח הממצא, חוסר הצדקה כלכלית ומסחרית לפיתוח הממצא וכיוצ"ב. לפרטים אודות גורמי הסיכון הרלוונטיים לשותפות, ראו סעיף 18 להלן.

(ו) אומדן ההסתברות להצלחה של כל אחד מגורמי הסיכון הכרוכים בתהליך חיפוש נפט, ואומדן

ההסתברות להצלחה הגיאולוגית¹²³ הכולל הינם כדלקמן:

NSAI ציינה בדוח כי גורם הסיכון הגדול ביותר להצלחה גיאולוגית הינו שלמות מלכודת המאגר ואיכות סלע המאגר.

¹²³ מדובר באומדן ההסתברות למציאת הידרוקרבונים בקידוח. אומדן זה אינו אומד את הסיכוי להצלחה כלכלית או התאמה להערכות בדבר כמויות המשאבים המנובאים בקידוח.

סה"כ הסתברות להצלחה (באחוזים)	פרמטר/הסתברות להצלחה (באחוזים)				מאגר
	Migration/Timing	Source Evaluation	Reservoir Quality	Trap Integrity	
31	75	95	80	55	Calypso
30	80	95	80	50	Chatham
18	80	95	60	40	Dinlas
27	80	95	60	60	Electra
21	75	95	60	50	Hecate
25	80	95	60	55	Kratos AB
25	80	95	60	55	Kratos C
13	75	95	40	45	Metis C&S LC1a
11	75	95	35	45	Metis N LC1a
11	75	95	35	45	Metis NN LC1a
25	75	95	70	50	Metis NN Shallow LC1d
25	80	95	60	55	Poseidon
40	80	95	80	65	Rhea
25	80	95	60	55	Selene
29	80	95	75	50	Tyche

(ז) אומדן הסתברות לפיתוח לשם הפקה מסחרית:

בדוח המשאבים צוין כי בהתבסס על פיתוח שדות דומים ובהנחה שיהיה ממצא, המשאבים המנובאים בקטגוריית האומדן הטוב ביותר, הינם בעלי סיכוי סביר להפקה מסחרית. לפרטים אודות השוק הפוטנציאלי ראו סעיף 3(ב) לדיווח המייד של דוח העתודות.

(ח) נימוקי השותפות אודות הבסיס לפרמטרים הבסיסיים ששימשו בחישוב התרחישים:

הפרמטרים ששימשו בחישוב האומדנים השונים מבוססים, בין היתר, על תוצאות הסקרים הסייסמים ועל אנלוגיה למאגרים קרובים גאוגרפית, ומניתוח ממצאים מבארות סמוכות, שהינן בעלי מאפיינים גאולוגיים וסייסמיים דומים.

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 אודות עתודות ומשאבים מותנים, אותם ניתן יהיה להעריך רק לאחר קידוח הניסיון, אם בכלל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות NSAI בדבר כמויות משאבים מנובאים של נפט וגז טבעי בנכס הנפט הינם מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהמפעילה, מהקידוחים במאגר ומקידוחים במאגרים סמוכים והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל ודאות. כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט, שיופקו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הנפט ו/או מתנאים מסחריים ו/או מהביצועים בפועל של המאגר. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של הפקה של נפט.

השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה דוח המשאבים שהוכן על ידי NSAI, נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ 2026 ;
2. ציון שם התאגיד: נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת ;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור השותף הכללי ;
4. הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו ;
5. הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות ;
6. הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שדווחו הם האומדנים הטובים והעדכניים ביותר הקיימים ברשותנו ;
7. הרינו לאשר, כי הנתונים שנכללו בדוח זה נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ז' לתוספת השלישית לתקנות ניירות ערך (פרטי התשקיף וטיוטת התשקיף – מבנה וצורה), התשכ"ט-1969, ובמשמעות הנודעת להם ב- Petroleum Resources Management System (2018) כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח ;
8. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור

בשותף הכללי

8.2.10. הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט סי-ליון

(א) הסכם רכישת מניות Premier Oil Holdings Limited

ביום 15 באפריל, 2022, נחתם הסכם בין נאויטס אנגליה לבין Premier Oil Holdings Limited (להלן: "המוכרת") במסגרת ההסכם, המוכרת, אשר החזיקה במלוא מניות NPDP (בשמה הקודם Premier Oil Exploration and Production Limited), מכרה את כל מניות NPDP לנאויטס אנגליה (להלן: "הסכם רכישת המניות"). העסקה הושלמה ביום 22 בספטמבר, 2022. עם השלמת הרכישה, הפכה נאויטס אנגליה (באמצעות NPDP) למפעילת הפרויקט. לפרטים נוספים אודות הסכם זה ראו סעיף 8.3.10 (1) לדוח התקופתי לשנת 2022.

(ב) הסכם ה-FOA

בד בבד עם הסכם רכישת המניות נחתם הסכם בין חברות בבעלותה של Rockhopper Exploration plc (להלן: "RKH") לנאויטס אנגליה להעברת חלקים בזכויות ברישיונות נכס הנפט אשר בבעלות RKH ל-NPDP במועד השלמת העסקה, כך שמיד לאחר השלמת העסקה, NPDP החזיקה ב-65% מהזכויות ברישיונות אלו והתמנתה כמפעילת הפרויקט. לפרטים נוספים אודות הסכם זה ראו סעיף 8.3.10 (2) לדוח התקופתי לשנת 2022.

(ג) הסכם מתן ההלוואות

1. כחלק מתנאי עסקת רכישת הזכויות, נאויטס אנגליה התחייבה כי במסגרת מימון פיתוח שלב א' של תגלית סי-ליון, תעמיד NPDP (או השותפות או חברה אחרת בבעלות השותפות) הלוואות ל-RKH (דרך חברות בת דרכה מחזיקה RKH ברישיונות) (להלן בסעיף זה: "ההלוואות"), אשר תנאיהן העיקריים, כלדקמן:

א. הלוואת "טרם FID" - הלוואה דולרית הנושאת ריבית שנתית של 8% בעבור חלקה של RKH בכל הוצאות שלב א' של תגלית סי-ליון מהשלמת העסקה ועד לקבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח שלב א' של תגלית סי-ליון (להלן בסעיף זה: "FID"). נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, יתרת הלוואת "טרם FID" עומדת על כ- 47.5 מיליון דולר.

ב. הלוואת "פוסט FID" - הלוואה דולרית ללא ריבית בגובה 2/3 מחלקה של RKH בהון העצמי הנדרש לפיתוח שלב א' של תגלית סי-ליון, החל ממועד ה-FID ועד המוקדם מבין: (א) 12 חודשים ממועד תחילת ההפקה (כהגדרתה בהסכם); (ב) השלמת פיתוח תגלית סי-ליון כפי שתוגדר בהסכמי המימון העתידיים; (ג) ביטול ההסכם. ליום 31 בדצמבר, 2025, יתרת הלוואת "פוסט FID" עומדת על כ- 24 מיליון דולר.

2. זכויות ההצבעה של RKH ביחס לפעולות ביחס לשלב א' של פיתוח תגלית סי-ליון יומחו במלואן לנאויטס אנגליה עד FID, ובשיעור של 2/3 לאחר FID, עד להחזר מלוא ההלוואה או ביטול הסכם ההלוואה, למעט בנושאים ספציפיים שהוחרגו.¹²⁴

3. שתי ההלוואות תוחזרנה מ-85% מהתזרים החופשי של RKH משלב א' של פיתוח תגלית סי-ליון. כמו כן, RKH תוגבל ביכולתה לגייס הון למטרות שאינן משרתות את פיתוח נכס הנפט ו/או שפוגעות ביכולתה הפיננסית.

¹²⁴ כדוגמת קבלת החלטת השקעה סופית (FID) ושינוי הסכמים מהותיים.

4. בטחונות בקשר עם ההלוואות:

א. שעבוד שני על זכויות RKH בשלב א' של פיתוח תגלית סי-ליון לאחר שעבוד שיועמד לטובת המממנים.

ב. שעבוד ראשון על חשבון החלוקה לגבי תזרים המזומנים החופשי של RKH מפיתוח שלב א' של תגלית סי-ליון.

(ד) הסכם תפעול משותף ברישונות סי-ליון

הפעילות במסגרת הרישיונות מוסדרת בהסכמי תפעול משותף (Joint Operating Agreement) וזהים עבור כל רישיון (כל אחד להלן בסעיף זה: "**ההסכם**" או ה"JOA"), הקובעים את הזכויות והחובות של הצדדים להסכם בקשר לפעולות תחת הרישיון הרלוונטי. להלן יפורטו עיקרי ההסכם:

1. זהות המפעילה, זכויותיה וחובותיה

חברת בת של השותפות הינה המפעילה (Operator) בנכס סי-ליון (להלן: "**המפעילה**"). בכפוף לתנאי ההסכם, המפעילה אחראית באופן בלעדי לניהול הפעולות בשטח ההסכם. המפעילה תבצע את הפעולות המשותפות תחת ההסכם בהתאם לתנאי הרישיון, ההסכם והחוק, בשקידה ראויה, ובצורה בטיחותית ויעילה בהתאם לנהוג בתעשיית הנפט הבינלאומי במצבים דומים. המפעילה נדרשת להשיג ולקיים את הביטוחים הדרושים לפי הרישיון ולפי הוראות הדין.

עוד חייבת המפעילה להרשות לנציגי כל צד בכל זמן סביר בשעות העבודה המקובלות גישה לפעולות המשותפות, ולאפשר ביצוע ביקורות על החשבון המשותף בהתאם להוראות כללי ההתחשבות הקבועים בהסכם. המפעילה לא תהיה אחראית כלפי הצדדים האחרים להסכם בגין כל חבות או הפסד, אלא אם נבעו מהתנהגות פסולה בזדון (Willful Misconduct) או רשלנות רבתי של המפעיל.

המפעילה תדווח לצדדים האחרים להסכם ותמציא להם, בין היתר, העתק מכל דוחות לגבי ההתקדמות של קידוח, העתק של לוגים וסקרים שביצע, העתק דיווחים שנשלחו לגופים רגולטוריים ככל שאלה יתבקשו על ידי הצדדים האחרים להסכם, ועוד. כמו כן, המפעילה תספק על פי בקשה של מי מהצדדים האחרים להסכם כל מידע זמין נוסף על חשבונם.

2. התפטרות המפעילה והעברתה מתפקידה; בחירת מפעילה מחליפה

המפעילה רשאית להתפטר בכל עת בהודעה בכתב ליתר הצדדים לפחות 180 ימים מראש. במקרה בו המפעילה תחדל להחזיק לפחות 20% מזכויות השתתפות ברישיונות, יהיו זכאיים יתר הצדדים להסכם (בהחלטה של לפחות 50% מזכויות ההצבעה המוחזקים על ידי כלל הצדדים שאינם המפעילה ו/או צד קשור/מסונף¹²⁵ למפעילה) להעביר את המפעילה מתפקידה.

במקרה של התפטרות או העברת המפעילה מתפקידה תמונה מפעילה חדשה לפי החלטת ועדת התפעול של הרישיון.

כמו כן, ניתן להעביר את המפעילה מתפקידה בהצבעה של צד אחד או יותר להסכם שאינם המפעילה, המחזיקים לפחות 50% מזכויות ההצבעה המוחזקות על ידי כלל

¹²⁵ לעניין זה, "**צד קשור/מסונף**" מוגדר ב-JOA כגוף משפטי השולט או הנשלט על ידי צד ל-JOA (במישרין או בעקיפין); ו-"**שליטה**" משמעותה, הבעלות (במישרין או בעקיפין) על יותר מ-50% מזכויות ההצבעה או היכולת לשלוט בקבלת ההחלטות בגוף המשפטי האמור.

הצדדים שאינם המפעילה או צד קשור/מסונף למפעילה כהגדרתו לעיל, אם המפעילה ביצעה הפרה מהותית של ההסכם ולא החלה בתיקון ההפרה או פעלה בשקידה ראויה לתיקון ההפרה תוך 30 ימים מקבלת הודעה על הפרה כאמור.

עוד ניתן להעביר מפעילה מתפקידה בהחלטת הצדדים שאינם המפעילה אם המפעילה הודתה, או נמצאה אחראית בפס"ד חלוט או בפסק בוררות כי הפרה את חובות ודיני ה-Anti Bribery החלים עליה.

עם התפטרות או העברת המפעילה מתפקידה, ועדת התפעול תתכנס לבחור מפעילה מחליפה בהתאם למפורט להלן.

3. ועדת התפעול (Operating Committee)

במסגרת ה-JOA הקימו הצדדים ועדת תפעול, אשר תפקידה לכוון ולפקח על הפעולות המשותפות. ועדת התפעול מורכבת מנציגי הצדדים (וחליפיהם) ולכל נציג של צד כאמור תהיה זכות הצבעה השווה לזכות ההשתתפות אשר אותו צד מייצג. ה-JOA קובע את סדרי ההליכים והפרוצדורה להזמנת ישיבות ועדת התפעול והדיון בהן והוא כולל הליכים והסדרים לקבלת החלטות בכתב. אלא אם נקבע במפורש אחרת ב-JOA, כל ההחלטות, האישורים, ופעולות אחרות של ועדת התפעול לגבי כל ההצעות המובאות בפניה, יוכרעו על ידי הצבעה חיובית בעד ההצעה של שני צדדים או יותר (שאינם צדדים קשורים/מסונפים, כהגדרתם לעיל), המחזיקים ביחד בעת ההצבעה לפחות 75% מסך כל זכויות ההשתתפות בשטח נכס הנפט הנוגע בדבר, למעט מספר נושאים מצומצמים המחייבים החלטה פה אחד.

4. אופן ההתחשבות

כל צד ישלם במועד בהתאם להוראות ה-Accounting Procedure שב-JOA (להלן: "כללי ההתחשבות") את חלקו בהתאם לשיעור ההשתתפות שלו בכל הוצאות החשבון המשותף. המפעילה רשאית לבחור האם (1) לשלם את כל ההוצאות על פי ההסכם, והצדדים יחזירו לה הוצאות אלה, בהתאם לשיעורי ההשתתפות שלהם בנכס הנפט; או (2) לדרוש מהצדדים להקדים ולשלם, כל אחד את חלקו לפי שיעור ההשתתפות שלהם בנכס הנפט, את כל ההוצאות לפי ההסכם. תשלומים על ידי צד של חיוב כלשהו על-פי ה-JOA אינם שוללים את זכותה לאחר מכן לחלוק על אותו חיוב.

5. תוכניות עבודה ותקציבים

ההסכם קובע פרוצדורה והליכים להגשה ואישור תוכניות עבודה ותקציבים ולביצוע פעולות משותפות. ביום הראשון לחודש אוקטובר או לפני מועד זה בכל שנה קלנדרית, המפעילה תגיש לצדדים תוכנית עבודה ותקציב מוצעים, המפרטים את הפעולות המשותפות עבור השנה הקלנדרית הבאה, ועל ועדת התפעול להתכנס בתוך 20 יום מהגשת ההצעה כאמור לדון על תוכנית העבודה והתקציב.

6. פעולות שלא על ידי כל הצדדים

ככל שבהחלטה על ביצוע פעולה כלשהי בשטח הרישיונות הדורשת אישור, היו שותפים אשר בחרו שלא להשתתף באותה פעולה, יהיו יתר השותפים שאישרו את הפעולה רשאים לבצעה על חשבונם בלבד, כפעולה בלעדית - Exclusive Operation (להלן: "פעולה בלעדית"). ההסכם קובע כללים לגבי מסגרת ביצוע הפעולות כאמור. לצדדים שלא הצטרפו לפעילות כאמור, ניתנה אפשרות, בכפוף לתנאים ולתשלומים שנקבעו בהסכם,

לקבל חזרה את חלקם באותה פעילות וכל הנובע ממנה. כמו כן, צדדים שלא הצטרפו תחילה לפעולה הבלעדית, והחליטו להצטרף מאוחר מהמועד להצטרפות, יישאו בקנסות וריביות הקבועות ב-JOA. יובהר כי ההסכם אוסר על ביצוע פעולות הנדרשות למילוי אחר דרישות העבודה המינימאליות הקבועות ברישיון כפעולות בלעדיות.

7. סנקציות החלות על השותפים ותנאים להטלתן

המפעילה (או צד אחר להסכם במידה והמפעילה הוא הצד המפר) רשאית למסור לצד שלא שילם במועד את חלקו היחסי בהוצאות או לא העמיד בטוחה הדרושה מאותו צד לפי ההסכם או הרישיון (להלן: "**הצד המפר**") וליתר הצדדים להסכם, הודעה על ההפרה כאמור. יתר הצדדים יידרשו לשאת את חלקו של הצד המפר בעלויות. יצוין כי במשך התקופה שמתחילה 10 ימי עסקים ממועד ההודעה כאמור (ככל שלא תתקן ההפרה) (להלן: "**תקופת ההפרה**") וכל עוד ההפרה נמשכת, הצד המפר לא יהא זכאי, בין היתר, להשתתף בישיבות ועדת התפעול, להצביע, לקבל את חלקו בתפוקה או לקבל כל מידע הקשור לפעילות תחת ההסכם. אם תקופת ההפרה נמשכת יותר מ-60 ימים, יהיו יתר הצדדים רשאים לדרוש כי הצד המפר יפרוש מההסכם והרישיון. במקרה זה, יראו את הצד המפר כמי שהעביר את זכויות ההשתתפות שלו ליתר הצדדים להסכם ללא כל תמורה.

8. אופן דילול אחזקת שותפים - העברת זכויות

בהסכם התפעול המשותף נקבעו הוראות ותנאים בנוגע לזכות השותפים להעביר או להמחות את הזכויות ברישיונות, וזאת בכפוף לזכות סירוב ראשון של יתר הצדדים להסכם והסכמת יתר הצדדים להעברה, כאשר יתר הצדדים יסרבו לתת את אישורם רק ככל שהנעבר לא הוכיח לשביעות רצונם הסבירה את יכולתו פיננסית לעמוד בדרישות התשלום שלו לפי הרישיון וההסכם, ויכולתו הטכנית לתרום לתכנון ולביצוע הפעולות המשותפות.

8.3. מוצרים ושירותים

לפרטים ראו סעיף 7.9 לעיל.

8.4. לקוחות

לפרטים אודות הסכמי שיווק הנפט בנכס בפרויקט סי-ליון ראו סעיף 8.2.4(ג) לעיל.

8.5. שיווק והפצה

למועד דוח זה, באיי פוקלנד, בהם ממוקם נכס הפט סי-ליון, לא קיימות תשתיות הולכה ואין נכסי נפט נוספים בשלבי פיתוח ו/או הפקה. יצוין כי באיי פוקלנד לא קיים שוק משוכלל למכירת נפט וכי הנפט שיופק מנכס הנפט ישונע לשווקים אחרים בעולם באמצעות מכליות סחר וימכר על בסיס הסכמים עם חברות שיווק.

8.6. תחרות

לפרטים ראו סעיף 8.1.8 לעיל.

8.7. עונתיות

פעולות פיתוח מסוימות, כגון התקנת עגינות של FPSO והנחת קווי זרימה, מתוכננות בהתאם לעונות השנה, שכן ביצוען בחודשי החורף עלול להוביל לזמני השבתה מוגברים עקב תנאי מזג האוויר.

8.8. כושר ייצור

לפרטים אודות כושר ההפקה של ה-FPSO בשלב א' בפיתוח פרויקט סי-ליון, ראו סעיף 8.2.4 לעיל.

8.9. הון אנושי

נכון לימים 31 בדצמבר 2025 ו- 2024 הועסקו על ידי השותפות (ו/או נתנו לה שירותים) בתחום הפעילות, כ- 27 וכ- 15 עובדים, בהתאמה. מרביתם מועסקים על ידי החברות הבנות של השותפות באנגליה.

לפרטים נוספים אודות ההון האנושי בשותפות ראו סעיף 10 להלן.

8.10. חומרי גלם וספקים

נכון למועד הדוח, השותפות משמשת כמפעילה בסי-ליון, ומשכך, הינה אחראית להתקשרות עם קבלני השירות, לקבלת הרישיונות וההיתרים הרלוונטיים ולאספקת החומרים והציוד הנדרשים לצורך ביצוע פעולות חיפושים, פיתוח והפקה ברישיונות האמורים. לפרטים נוספים אודות חומרי גלם וספקים ראו סעיף 7.17 לעיל.

8.11. מימון

לפרטים אודות מימון פרויקט סי-ליון, ראו סעיף 12 להלן.

8.12. מיסוי

לפרטים אודות משטר המס של השותפות ראו סעיף 13 להלן.

שיעור מס החברות באנגליה בשנת 2022 ועד מרץ 2023 הינו 19%. החל מאפריל 2023 שיעור מס החברות באנגליה עומד על 25%.

שיעור מס החברות בשנים 2022-2024 באיי פוקלנד עומד על 26%.

לפרטים בדבר שיעורי המס החלים על החברות הבנות של השותפות, ראו באור 17 לדוחות הכספיים.

8.13. סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם

בפעילות קידוחים והפקה של נפט וגז קיימים סיכונים שונים של נזקים לסביבה, בין היתר כתוצאה מהתפרצות ו/או נזילה של נפט ו/או דליפה של גז טבעי, שעשויים לנבוע בין היתר מתקלות בציוד ו/או בנהלי עבודה, ו/או מאירועים בלתי צפויים. חומרת הסיכונים משתנה מאירוע לאירוע, ולפיכך דרך

הניהול והטיפול בהם משתנה אף היא. כמו כן, הפעילות עשויה להיות מושפעת מאירועים סביבתיים ושינויי אקלים, כגון שינויים בתנאי מזג אוויר ותנאי הים.

באיי פוקלנד חלות תקנות סביבתיות שונות שכל בעלי רישיונות הנפט ו/או הגז חייבים לעמוד בהן. הפקודה (כהגדרתה בסעיף 8.14 להלן) מטילה משטר של אחריות קפידה על כל מפעילה שגורמת נזק לסביבה (או כל אובדן או נזק נלווה לרכוש כתוצאה מנזק סביבתי כזה) כתוצאה מפעילות הנפט והגז שלהן בים. בנוסף, Maritime Ordinance 2017 קובעת הוראות לעניין אחריות בגין זיהום נפט, בהתאם לאמנות בינלאומיות ביחס לדליפות נפט מאוניות ומכליות. על מנת למתן כל נזק סביבתי פוטנציאלי, כל פעילות נפט וגז ימית וכן פעילויות תמיכה ביבשה או בסמוך לחוף, דורשות עריכה מוקדמת של תסקירי השפעה מופרטים על הסביבה. כמו כן, פעילויות אלו טעונות קבלת מגוון היתרי תכנון והסכמות. אי עמידה בתנאי היתרי התכנון הנדרשים מהווה עבירה.

8.13.1. בריאות ובטיחות

הרגולציה בנושאי בריאות ובטיחות ביחס לפעילויות נפט וגז ימיות כפופה למשטר ספציפי, הקובע סטנדרטים מחמירים יותר שאינם חלים על פעילויות אחרות באיי פוקלנד. מחלקת המשאבים המינרליים של ממשלת איי פוקלנד, אחראית על הסדרת הבטיחות בפעילויות נפט וגז ימיות, ואין רשות אחרת האמונה על תחום זה באופן בלעדי ונפרד. באופן כללי, ממשלת איי פוקלנד אימצה גישה בריאותית ובטיחותית של המדף היבשתי של הממלכה המאוחדת - UK Continental Shelf (להלן: "UKCS") המטילה חובות שונות על בעל הרישיון לשם הבטחה כי הפעולות שיבוצעו יעשו בצורה בטוחה ואחראית. לדוגמה, על בעל הרישיון לספק ולאשר נוהל בטיחות המפרט את אופן ניהול סיכוני הבריאות והבטיחות עבור כל מתקני ההפקה, וזאת בטרם תחילת ההפקה. אי עמידה בהוראות נוהל הבטיחות המאושר מהווה עבירה פלילית והעשויה להוביל לאובדן הרישיון. בנוסף, קיימות תקנות שונות הקובעות את התקנים והדרישות עבור צנרת תת ימית הנוגעת לפעילות נפט וגז.

יצוין, כי הוצאות השותפות בגין מניעת נזקים סביבתיים בתחום הפעילות בשנת 2025 אינן מהותיות.

8.13.2. ניהול סיכוני סביבה ואקלים בנכסי השותפות

השותפות, כמפעילת הפרויקט, מבצעת את ניהול סיכוני הסביבה והאקלים כחלק מתכנית העבודה בפרויקט בהתאם למדיניות ניהול הסיכונים ודרישות הרגולציה השונות.

כחלק מהליך קבלת האישורים לפיתוח הפרויקט, הכינה השותפות סקר השפעה על הסביבה (EIS) מקיף עבור שלבי הפיתוח הכלולים במסגרת תכנית הפיתוח. התסקיר מעריך השפעות וסיכונים פוטנציאליים, סביבתיים וחברתיים, ומתחשב בהשפעות מצטברות אפשריות של הפרויקט. ממשלת פוקלנד קיבלה את תוצאות ההליך והתייחסויות השותפות ועדכנה כי הליך זה בוצע בהתאם לרגולציה הרלוונטית וכי לא ידרש הליך פומבי נוסף בהקשר זה. ה-EIS אושר על ידי ממשלת פוקלנד במקביל לאישור תכנית הפיתוח בפרויקט. לצורך אישור תכנית פיתוח לשלבים נוספים של הפרויקט תידרש השותפות להכין סקרים נוספים ולאשרם מול ממשלת איי פוקלנד.

במסגרת תכנית העבודה והתקציב השנתיים מאשרות שותפות הפרויקט את מדיניות ניהול הסיכונים הסביבתיים ואת ההוצאות הנוגעות למניעה ופיקוח על סיכוני הסביבה. יצוין, כי הוצאות השותפות הנוגעות למניעה ופיקוח על סיכוני הסביבה בתחום הפעילות בשנת 2025 הינן לא מהותיות.

לפרטים אודות נוהל ESG וסקר הערכת סיכונים סביבה ואקלים שביצעה השותפות בסיוע יועצים חיצוניים ראו סעיף 7.20.2 לעיל.

8.14. מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות

פעילות החיפוש וההפקה של נפט בפוקלנד ממוקמת בים ועל כן כפופה לרגולציה אשר מתמקדת בפעילות ימית ובפעילויות תמיכה יבשתיות קשורות. הוראות החקיקה השונות מסדירות את חיפוש הנפט ו/או הגז, פיתוחם, הפקתם ושיווקם, ועל-פיהן, בין היתר, מוסדרים מתן רישיונות קידוח וחיפוש, איטום, סילוק חומרים המשמשים בקידוח ונטישת בארות, חובת תשלום תמלוגים למדינה ועניינים הקשורים בהגנת הסביבה.

הענקת רישיונות ורגולציה של חיפוש והפקה של נפט וגז מטופלת על ידי מחלקת משאבים מינרליים של ממשלת פוקלנד (להלן: "**מחלקת המשאבים המינרליים**") כחלק מהמנהל האחראי על משאבי הטבע.

בשל גודלה הקטן של פוקלנד ולאור העובדה שפרויקט סי-ליון הוא נכס הנפט והגז הראשון המפותח בטריטוריה שלה, הרגולציה של פעילות הנפט והגז אינה מפותחת דיה ביחס לתחומי שיפוט אחרים. נכון למועד הדוח, הצפי הוא כי רגולציה נוספת תאומץ במקביל עם פיתוח הפרויקט ותחילת ההפקה ממנו, בהתאם למודל הקיים ב- UKCS, עם התאמות נדרשות לאיי פוקלנד. למיטב ידיעת השותפות, מחלקת המשאבים המינרליים מבצעת בחינה של כלל היבטי הרגולציה בעניין פעילות הנפט והגז, ובסיומה צפויה ממשלת פוקלנד להתקין תקנות חדשות לחיזוק המשטר הרגולטורי.

Offshore Minerals Ordinance 1994

החקיקה העיקרית המתאימה לפעילות הנפט והגז בים היא Offshore Minerals Ordinance 1994 (להלן בסעיף זה: "**הפקודה**"), אשר מספקת את המסגרת המשפטית הנוכחית לכל תעשיית הנפט והגז. הפקודה קובעת כי כל פעילות חיפוש או הפקה של נפט וגז בים דורשת רישיון שהונפק על ידי ממשלת פוקלנד. רישיונות חיפוש והפקה מונפקים על בסיס גיאוגרפי, כאשר שדות הנפט והגז מחולקים לבלוקים. הרישיונות מונפקים ביחס לבלוקים ספציפיים ומעניקים לבעל הרישיון את הזכות הבלעדית לפעילויות חיפוש או הפקה לפרק זמן שנקבע מראש בהתאם לשלב הפעילות. תקופות הרישיון כפופות למשא ומתן וניתן להאריך או לחדש אותן בהתאם למשא ומתן עם ממשלת פוקלנד.

בנוסף למסגרת הרישוי, הפקודה עוסקת גם במספר נושאים קשורים לרבות אחריות להגנת הסביבה, בריאות ובטיחות, צנרת, הקמת אזורי בטיחות, דרישות תכנון והוראות לאחריות אזרחית ופלילית במקרה של הפרת חובות סטטוטוריות.

נטישה ופירוק של מתקנים ימיים, לאחר סיום ההפקה, מוסדרים תחת הוראות הפקודה. ממשלת פוקלנד דורשת שתכניות נטישה יאושרו מראש, וקובעת כיצד המתקנים הימיים יוצאו משימוש. אי הקמה או מעקב אחר תוכנית נטישה מהווה עבירה.

הפקודה גם כוללת בתוכה אימוץ של חקיקה בת כדי לספק את הפירוט על תחומי הפעילות השונים לצורך הסדרתם. חלק גדול מחקיקת הבת שאומצה על ידי ממשלת פוקלנד תחת הפקודה מבוססת על משטר UKCS.

סעיפים כללים

תקנות מרכזיות רבות הנוגעות לפעילויות נפט וגז ימיות של פוקלנד מפורטות בתנאי הרישיון שהונפקו לבעלי הרישיונות. בפרט, תנאי הרישיון הנוגעים לפעילות הפקה כלולים ב-the Offshore Petroleum (Licensing) Regulations 1995 וב- Offshore Petroleum (Licensing) Regulations 2000, הקובעות כי

הסעיפים הכללים יחולו על כל הרישיונות (לעיל ולהלן: "סעיפים כלליים"). הסעיפים הכלליים מספקים את המסגרת התפעולית לפעילות הייצור ועוסקים במגוון נושאים הכוללים:

- תקופת הרישיון המתירה ייצור.
 - תשלום דמי שכירות לממשלת פוקלנד ביחס לשטח הבלוקים המנוצלים.
 - תשלום תמלוגים לממשלת פוקלנד ביחס לשווי הנפט והגז שהופקו.
 - חובת שמירת רשומות וחשבוניות של כמות ואיכות הנפט והגז המופקים.
 - הגשת תכניות פיתוח וייצור לפעילויות מוצעות.
 - התחלה, נטישה וחיבור של בארות.
 - הסדרת שיטות הייצור ותקני הבטיחות.
 - זכויות בדיקה וביקורת עבור ממשלת פוקלנד.
- הסעיפים הכלליים מחייבים את בעל הרישיון להעניק לממשלת פוקלנד שיפוי ביחס לכל תביעה של צד שלישי שעשויה להתעורר ביחס לפעילות בעל הרישיון.

יתר על כן, הסעיפים הכלליים מגבילים את יכולתו של בעל הרישיון להמחות, להעביר או לנקוט בכל פעולה אחרת לפיהם כל זכות המוענקת על ידי הרישיון (או נגזרת מזכות שהוענקה כך) הופכת להיות ניתנת למימוש/לטובתו/בהתאם להוראותיו של אדם אחר ללא הסכמת ממשלת פוקלנד.

8.15. גורמי סיכון בתחום חיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בדרום מערב האוקיינוס האטלנטי

סיכונים בפעילות בטרטוריה איו פוקלנד:

פרויקט סי-ליון והרשיונות הסמוכים לו ממוקמים באיו פוקלנד, טריטוריה בריטית בעלת שלטון עצמי (British Overseas Territory), אשר לארגנטינה טענות בדבר ריבונותה עליהם.

ארגנטינה הטוענת לריבונותה על איו פוקלנד, רואה בפעילויות הקשורות לפרויקט סי-ליון והרשיונות הסמוכים באיו פוקלנד, כבלתי חוקיות בהתאם לחוקי ארגנטינה, ככל שנעשו ללא אישור ממשלת ארגנטינה (יצוין כי השותפות פועלת באיו פוקלנד על פי רישיונות נפט תקפים שהוענקו על ידי ממשלת איו פוקלנד).

לאור האמור, בשל פעילותה של השותפות בפרויקט סי-ליון והרשיונות הסמוכים עשויים השותפות וחברות בנות שלה המעורבות בפרויקט, וכן חברי דירקטוריון, נושאי משרה ועובדיהן להיות חשופים להגבלות, סנקציות מנהלתיות, איסורים מנהלתיים ואישומים פליליים (החלים על יחידים או תאגידים) על ידי ממשלת ארגנטינה בארגנטינה. בהקשר זה, יצוין כי בחודש יולי 2022 קיבלה השותפות הודעה רשמית מממשלת ארגנטינה בדבר החלטת שר האנרגיה הארגנטינאי, אשר הכריז על פעילותה באיו פוקלנד כבלתי חוקית והטיל עליה איסור בן 20 שנה לבצע פעילויות עסקיות בארגנטינה, בטענה שפעילותה באיו פוקלנד מבוצעת ללא אישור מהרשויות הארגנטינאיות. בחודש ספטמבר, 2025, פרסם משרד החוץ הארגנטינאי את עמדת ממשלת ארגנטינה הנ"ל לגבי הפעילות באיו פוקלנד, לרבות ביחס לשותפות בקשר עם פעילותה בפרויקט סי-ליון.

עד כה, השותפות לא נתקלה בקשיים מהותיים לנהל מו"מ ו/או להתקשר עם קבלנים, ספקים ונותני שירותים בשל הסיכון הגיאופוליטי הנ"ל והחשש מסנקציות של ממשלת ארגנטינה ואפשרות לנקיטת הליכים כנגד עובדיהם ונושאי משרה בהם הנמצאים בארגנטינה ו/או הגבלות על כניסה לארגנטינה לעובדיהם ונושאי משרה בהם.

ככל שהשותפות ותאגידים מוחזקים של השותפות אינם פועלים בארגנטינה, השותפות מעריכה כי לאיסורים המנהלתיים והפליליים הפוטנציאליים כאמור לא תהיה השפעה מהותית לרעה על תוצאות פעילות השותפות. השותפות ממשיכה לעקוב אחר ההתפתחויות הפוליטיות הרלוונטיות באיו פוקלנד

ובארגנטינה, על מנת להבטיח כי נושאי המשרה, עובדי השותפות וחברות הבנות שלה המעורבים בפרויקט מודעים למצב ונוקטים באמצעי הזהירות הנדרשים. במסגרת זו אף אימצה השותפות מדיניות נסיעות לארגנטינה ולמדינות התומכות בעמדתה לעניין הריבונות על איי פוקלנד.

בנוסף, לאור מיקומו הגיאוגרפי המרוחק של הפרויקט עשויים לעלות קשיים ומורכבויות לוגיסטיות ותפעוליות במהלך פיתוחו והפעלתו, אשר אינם קיימים בנכסי הנפט של השותפות במפרץ אמריקה.

מורכבויות אלו כוללות, בין היתר, אתגרים בשינוע ציוד וחומרים למיקום המרוחק, זמני אספקה ארוכים יותר, עלויות לוגיסטיות מוגברות, מגבלות על זמינות כוח אדם מיומן באזור, וצורך בתכנון מדוקדק של פעולות תחזוקה ותיקונים בשל המרחק ממרכזי תמיכה טכנית. כמו כן, המיקום המרוחק מגביל את היכולת להגיב במהירות למצבי חירום, ומחייב הקמת מערכי תגובה עצמאיים ומקיפים באיי פוקלנד ואתר הפרויקט.

פרויקט סי-ליון, שהינו פרויקט הנפט הראשון הצפוי לקום באיי פוקלנד, באזור בעל רגישות אקולוגית גבוהה שבו טרם התקיימה עד היום פעילות הפקת נפט וגז, אף חשוף לסיכונים רגולטוריים ייחודיים הנובעים מהעובדה שמסגרת הרגולציה באיי פוקלנד בתחום הנפט והגז נמצאת עדיין בשלבי התפתחות. לאור ראשוניות הפרויקט, קיימת סבירות גבוהה לשינויים והתפתחויות רגולטוריות משמעותיות במהלך חיי הפרויקט, כאשר הרשויות המקומיות צפויות לאמץ ולהתאים תקנות נוספות בהתבסס בעיקר על המודל הבריטי (UKCS) עם התקדמות פיתוח הפרויקט והתחלת ההפקה. שינויים אלה עלולים להשפיע על היבטים תפעוליים, סביבתיים, פיסקליים ובטיחותיים של הפרויקט, ולהטיל דרישות ועלויות נוספות שלא נצפו בשלב התכנון המקורי. על מנת לצמצם את החשיפה חתמה השותפות מול ממשלת איי פוקלנד על הסכם יציבות פיסקאלית ורגולטורית, שמטרתו למנוע משינויים פיסקאליים ורגולטוריים עתידיים מלפגוע בכלכליות פרויקט סי-ליון, ואולם, אין ודאות לגבי היקף ההגנה המדויק ויכולת האכיפה שלו לאור היותו הסכם ראשון מסוגו אשר נחתם על ידי ממשלת איי פוקלנד.

בנוסף, כחלק ממימון הפרויקט, רכשה השותפות ביטוח סיכונים פוליטיים (political risk insurance), המבטיח את תשלום החזר החוב למממנים בקרות אירועי מלחמה ואירועים מקובלים נוספים הנכללים בפוליסת ביטוח מסוג זה. עם זאת, כאמור בסעיף 18.5 להלן, לא כל הסיכונים האפשריים מכוסים או ניתנים לכיסוי מלא במסגרת פוליסה מעין זו.

לפרטים אודות גורמי הסיכון החלים על כלל פעילות השותפות, ראו סעיף 18 להלן.

בטבלה להלן מוצגים גורמי הסיכון שתוארו לעיל על-פי טיבם (סיכוני מקרר, סיכונים ענפיים וסיכונים מיוחדים לשותפות), אשר דורגו בהתאם להערכות השותף הכללי בשותפות, על-פי השפעתם על השותפות, השפעה גדולה, בינונית וקטנה:

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			
השפעה גדולה	השפעה בינונית	השפעה קטנה	
סיכונים ענפיים			
	X		סיכונים בפעילות בטרטוריה איי פוקלנד

מידת ההשפעה של גורמי הסיכון האמורים על פעילות השותפות הינה על סמך ההערכה בלבד וייתכן כי בפועל מידת ההשפעה תהיה שונה.

9. פעילויות אחרות

9.1. SC76

השותפות מחזיקה באמצעות Navitas Petroleum Philippines Limited חברה בת (בשרשור) בבעלות מלאה של השותפות (להלן בסעיף זה: "Navitas Philippines"), ב- 30% מהזכויות בנכס הנפט SC76 (להלן בסעיף זה: "פיליפינים").

נכון למועד הדוח, SC76 נמצא בשלב השני של תקופת האקספלורציה, הכוללת התחייבות לביצוע סקר סייסמי 3D. בהתאם, בוצע סקר סייסמי כאמור בשטח SC76. נכון למועד הדוח עבודות עיבוד החומר הסייסמי הסתיימו, ועבודות הפענוח והערכה של תוצאותיו נמצאות בשלבים מתקדמים.

לאור מלחמת "חרבות ברזל" משרד האנרגיה הפיליפיני אישר את הקפאת לוחות הזמנים בהסכם SC76 מטעמי "כוח עליון" בגין עילת קיומה של מלחמה בהתאם לתנאי הסכם. הכוח העליון האמור יחול מיום 23 באוקטובר, 2023 ויימשך עד לסיום הנסיבות המקימות את הכוח העליון, ומעשית מאריך את השלב השני של תקופת האקספלורציה לפי ההסכם. נכון למועד הדוח, SC76 עדיין נמצא במצב של "כוח עליון".

נכון למועד הדוח, רואה השותפות בנכס הנפט SC76 כנכס נפט זניח לתוצאות פעילותה של השותפות ולעסקיה.

9.1.1 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט SC76		
SC76	שם נכס הנפט:	
שטח ימי במים הכלכליים של רפובליקת הפיליפינים, בעומק מים הנע בין 900 ל- 1,700 מטר.	מיקום:	
כ- 6,480 קמ"ר.	שטח:	
הסמכה לביצוע פעילות חיפוש והפקה.	סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	
18.10.2018	תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	
17.10.2020	תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	
30.9.2024 ; 7.11.2022 ; 13.10.2020	תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	
נכון למועד הדוח, לוחות הזמנים בהסכם SC76 הוקפאו בגין קיומו של כוח עליון, כך שאין ביכולת השותפות לציין תאריך מדויק לפקיעת SC76.	תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	
הסכם הפיליפינים החל על רישיון SC76 (לעיל ולהלן בסעיף זה "ההסכם") מקנה לבעליה את הזכות לבצע חיפושי נפט ו/או גז טבעי בשטח SC76 לתקופה בת 7 שנים עם אפשרות להארכה לתקופה נוספת בת שלוש שנים (להלן: "תקופת הארכה"), ובתנאי שבעל הזכות לא יהיה בהפרה כלשהי של התחייבויותיו על פי ההסכם וכי תהיה לו תכנית עבודה ותקציב מתוכננים לתקופת הארכה. ככל שלא ימצאו הידרוקרבונים בנכס הנפט בתום תקופת הארכה, יסתיים ההסכם באופן אוטומטי.	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט:	
Ratio Petroleum Limited (להלן בסעיף 9.1 זה: "המפעילה")	ציון שם המפעיל (Operator):	
Navitas Petroleum Philippines Limited 30%	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים (בהנחת מימוש כל ההסכמים כאמור להלן):	
Ratio Petroleum Limited 35%		
Prime Oil and Gas Inc 35%		

9.1.2. תכנית עבודה בפועל ומתוכננת בנכס הנפט

להלן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות, בציון התקציב המשוער לביצוע כל פעולה וחלקם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב זה¹²⁶:

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ¹²⁷	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר) ¹²⁷
1.1.2023 – 2026 ¹²⁸	ביצוע סקר סייסימי 3D של כ- 1,470 קמ"ר (לפחות), עיבוד ופיענוח	כ- 13,237	3,971
2027 – 2030 (אופציונלי) ¹²⁹	- במקרה של החלטת הארכת תוקף הרישיון: - קידוח חיפוש (אקספלורציה); - קידוח הערכה אחד לפחות (מותנה תוצאות קידוח ראשון); - קידוחי חיפוש נוספים (מותנה תוצאות; הסכם פיליפינים קובע, כי קידוח בעומק של 3,048 מטר או יותר ייחשב כשני קידוחי חיפוש).	כ- 30,600	9,180

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - יודגש כי העלויות ולוחות הזמנים המשוערים מבוססים על אומדנים כלליים וראשוניים בלבד ויכולות להיות בהן סטיות ניכרות. עוד יצוין כי תכנית העבודה, העלויות ולוחות הזמנים המשוערים עשויים להשתנות בעקבות ממצאים חדשים שיתקבלו. מובהר כי הנתונים לעיל ולהלן והצפי בדבר פעולות, עלויות ולוחות זמנים לביצוע הפעולות השונות מהווים מידע צופה פני עתיד אשר אינו וודאי והמבוסס על המידע הקיים בידי השותפות נכון למועד זה כפי שנמסר לה על ידי מפעילת נכס הנפט, וכן בשל מגבלות ו/או השפעות חיצוניות רבות כגון עיכוב בקבלת אישורים והיתרים הנדרשים לביצוע הפעולות השונות, תלות בקבלנים וכדומה. לפיכך, הפעולות שיבוצעו בפועל ועלותן עשויות להיות שונות באופן מהותי מן היעדים המוערכים או המשוערים.

9.2. הסכם אופציות לרכישת זכויות בנכסי חיפוש והפקה מחברת אקו אטלנטיק

בחודש בדצמבר 2025 התקשרה השותפות בהסכם מסגרת והסכם אופציה עם Eco (Atlantic) Oil and Gas Ltd (להלן: "אקו") ועם חברות קשורות שלה, במסגרתם הוענקו לשותפות אופציות (בלתי תלויות זו בזו) לרכישת זכויות במספר נכסי חיפוש והפקה של אקו בגויאנה ובדרום אפריקה (Block 1 CBK) (להלן ביחד: "ההסכמים").

ביחס לחלק מהנכסים מפרט הסכם האופציה תנאים מסחריים בעת מימוש האופציה, לרבות תשלום נוסף, נשיאה בהוצאות עבר ונשיאה בהוצאות (carry).

בתמורה להעמדת האופציות שילמה השותפות לאקו סך של 2,000,000 דולר. בנוסף כוללים הסכמים אופציה חד צדדית לתקופה מוגבלת של 5 שנים (עם אפשרות הארכה ל-10 שנים) ל-Navitas Petroleum Guyana Ltd. להצטרף לאקו למכרזים או נכסים עתידיים על בסיס 50%-50%.

¹²⁶ ככל שהנכס יגיע ל-FID (החלטת השקעה סופית) יכול והשותפות תחוב בתשלום של סכום חד פעמי של 5 מיליון דולר לרציון, לפרטים ראו דיווח מיידי של השותפות מיום 19 ביוני, 2022 (אסמכתא מספר: 01-061854-2022) הנכלל בדוח זה על דרך ההפניה.

¹²⁷ הנתונים בדבר התקציב המשוער הם הסכומים הקבועים בתכנית העבודה המועדכנת ביחס למחויבויות העבודה המינימליות ב-SC76.

¹²⁸ לפרטים בדבר הקפאת לוחות הזמנים ב-SC76 מטעמי "כוח עליון" בשל מלחמת "חרבות ברזל" ראו לעיל.

¹²⁹ האמור יהיה רלוונטי ככל שיוחלט על התקדמות בתכנית העבודה. לוחות הזמנים הותאמו לתקופת קיומו של כוח עליון בשטח SC76 כאמור בה"ש 127 לעיל.

9.3. התקשרות בהסכם שיתוף פעולה והסכם לרכישת אופציה בנכס אקספלורציה במרוקו

בחודש יוני 2022 התקשרה השותפות באמצעות נאוויתס אנגליה, עם Ratio Petroleum Limited¹³⁰ (להלן: "רציו") להענקת אופציה לשותפות בנכסי נפט וגז במרוקו וכן לשיתוף פעולה בתחום הנפט והגז ובתחום האנרגיה במרוקו ובפיליפינים, אשר עיקריו כדלקמן:

9.3.1. אופציה לשותפות בנכסי נפט וגז במרוקו

השותפות ורציו תפעלנה לביצוע הערכה משותפת של פוטנציאל ההשקעה בנכסי אקספלורציה במרוקו (להלן: "שיתוף הפעולה במרוקו"). בין היתר, יבחנו השותפות ורציו את ההשקעה בבלוק דאח'ילה אטלנטיק (Dakhla Atlantique) במרוקו, בו מחזיקה רציו במלוא הזכויות ללימוד ומחקר מכוח הסכם שחתמה עם המשרד הלאומי המרוקאי להידרוקרבונים ומכרות (להלן: "זכות המחקר" ו-"ONHYM").

על פי ההסכם נאוויתס אנגליה תישא ב-30% מסך הוצאות העבר בקשר עם שיתוף הפעולה במרוקו וכן ב-30% מסך ההוצאות העתידיות, בהתאם לתקציב שנתי, שפורט בהסכם (ואשר עשוי להתעדכן מעת לעת בהסכמה משותפת של הצדדים). הוצאות העבר וההוצאות העתידיות (לחלקה של נאוויתס אנגליה) הינן צפויות להיות בסכומים לא מהותיים.

במידה שלפי הדין המקומי במרוקו רציו תוכל להעביר לנאוויתס אנגליה חלק מזכות המחקר לפני מועד החתימה על הסכם החיפוש והפיתוח, אזי נאוויתס אנגליה תהיה זכאית לקבל מיידית 30% מזכות זו.

רציו זכאית לממש את זכות המחקר ולקבל זכות חיפוש בדאח'ילה אטלנטיק בדרך של חתימה על Petroleum Agreement עם ONHYM (להלן: "הסכם החיפוש והפיתוח"). יצוין, כי למיטב ידיעת השותפות, רציו ו-ONHYM הסכימו על נוסח הסכם שיתוף פעולה (Association Agreement) אשר יחתם אם וכאשר יחתם הסכם החיפוש וההפקה. בסמוך למועד בו רציו זכאית לממש את זכות המחקר ולהתקשר בהסכם החיפוש והפיתוח, תעדיין רציו את נאוויתס אנגליה האם בכוונתה לממש את הזכות כאמור. נכון למועד הדוח, רציו ו-ONHYM החלו לקיים דיונים על המעבר לרישיון ולחתימה על הסכם לקבלת זכויות חיפוש והפקה בשטח הבלוק (Petroleum Agreement). במידה ורציו תבחר לממש את הזכות תהיה נאוויתס אנגליה זכאית להתקשר בהסכם החיפוש והפיתוח יחד עם רציו ולקבל 30% מחלקה של רציו, אשר מהווים זכויות בשיעור 22.5% בהסכם החיפוש והפיתוח.¹³¹ במידה שרציו לא תרצה לממש את הזכות ונאוויתס אנגליה תרצה במימוש הזכות נאוויתס אנגליה תהיה זכאית לקבלת מלוא החזקות רציו בפרויקט. ככל שהצדדים יסכימו על כניסה משותפת להסכם החיפוש והפיתוח, הם יתקשרו בהסכם JOA בנוסח שיוסכם כמתואר לעיל, בו תוגדר רציו כמפעילה. הזכויות בהסכם החיפוש והפיתוח תהיינה כדלקמן: רציו - 52.5%; נאוויתס אנגליה - 22.5%; ו-ONHYM - 25%. על פי תנאי הסכם החיפוש והפיתוח רציו ונאוויתס אנגליה ישאו בהוצאות ONHYM לפי חלקן היחסי עד לקבלת זכות פיתוח והפקה בדאח'ילה אטלנטיק. לאורך תקופת זכות המחקר רציו מתחייבת להמשיך ולבצע את כל הפעולות הנדרשות בהתאם לזכות המחקר ולהעביר לנאוויתס אנגליה עדכונים שוטפים בדבר הפעילות בדאח'ילה אטלנטיק.

¹³⁰ חברה פרטית בבעלות מלאה של רציו פטרוליום אנרגיה, שותפות מוגבלת, אשר נתאגדה על פי דיני גיברלטר.
¹³¹ בהתאם להסכם החיפוש והפיתוח ולדין המקומי, ONHYM תהיה זכאית להחזקה ב-25% מהזכויות בהסכם החיפוש והפיתוח.

9.3.2. שיתוף פעולה בתחום הנפט וגז ובתחום האנרגיה במרוקו ובפליפינים

לפרטים אודות שיתוף הפעולה בין נאוויתס אנגליה ורציו לאיתור פרויקטים פוטנציאליים להשקעה עתידית משותפת בתחום הנפט והגז במדינות מרוקו והפיליפינים, וכן בפרויקטים נוספים בתחומי האנרגיה המתחדשת ראו סעיף 9.1.2 לדוח התקופתי לשנת 2024, אשר האמור בו נכלל על דרך ההפניה.

יצוין, כי לצורך השקעה בתחום האנרגיות המתחדשות תידרש השותפות לקבלת אישור אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות, בהתאם להוראות תקנון הבורסה.

עניינים הנוגעים לפעילות התאגיד בכללותו

10. הון אנושי

נכון למועד הדוח, נושאי המשרה והעובדים (לרבות בחברות בנות שלה) מועסקים בשותפות ו/או נותנים שירותים לשותפות בתנאים שסוכמו עם כל אחד מהם, והכוללים, בין היתר, דמי ניהול או שכר חודשי, לפי העניין, וכן לגבי חלק מהעובדים, זכאות לרכב צמוד, טלפון סלולרי, הפרשות לביטוח מנהלים/פנסיה וקרן השתלמות.

10.1. נכון לימים 31 בדצמבר 2025 ו- 2024 הועסקו בשותפות (ובחברות בנות שלה) ו/או נתנו לה שירותים כדלקמן:

מחלקה	ליום 31.12.2025	ליום 31.12.2024
הנהלה, מטה וכספים	18 (מתוכם 8 נושאי משרה)	18 (מתוכם 8 נושאי משרה)
עובדי חברות בנות בארה"ב	14	13
עובדי חברות בת באנגליה	27	15
סה"כ	59	46

10.2. בנוסף לנושאי המשרה ולעובדי השותפות כאמור לעיל, השותפות נעזרת ביועצים שונים, לרבות יועצים גיאולוגים, גיאופיזיים, הנדסיים, עורכי דין, ויועצים פיננסיים, ככל שייעוץ כאמור נדרש.

10.3. ביום 30 באוגוסט, 2018, אישר דירקטוריון השותף הכללי תכנית אופציות ויחידות השתתפות חסומות RSUs (להלן בס"ק זה: "**התכנית**") לנושאי משרה, עובדים ונותני שירותים בשותפות או בתאגיד בת, ובלבד שאלו אינם נמנים על בעלי השליטה בשותף הכללי ובשותפות, על מנת לתמרץ, לשמר ולהגביר את מאמציהם לפיתוח עסקי השותפות, ולהגביר את הזדהותם עם השותפות וחברות הבת שלה. תנאי התכנית הינם בהתאם למסגרת לביצוע הצעות פרטיות, אשר אושרה על ידי האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות השתתפות ביום 18 ביולי, 2018, לתקופה של שלוש שנים, כפי שחודשה בימים 14 בדצמבר, 2021, ו-6 באוקטובר, 2024, לתקופה נוספת של שלוש שנים. לפרטים נוספים, ראו דוחות זימון אסיפה מהימים 10 ביולי, 2018, 8 בנובמבר, 2021, ו-28 באוגוסט, 2024 (אסמכתאות מספר: 2018-01-066130; 2021-01-163998 ו- 2024-01-089496 בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

להלן פרטים אודות ההקצאות האמורות שבוצעו מכח המסגרות החל מיום 1 בינואר, 2024, ועד למועד אישור הדוח:

מועד אישור הדירקטוריון	סוג נייר ערך	כמות	זהות הניצעים	פרטים נוספים
31 במרץ 2024	יחידות השתתפות חסומות (RSU)	200,798	נושאי משרה בשותפות, ולעובדים בשותפות ובחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות, שאינם נושאי משרה	ראו דיווח מיידי מיום 31 במרץ, 2024 (אסמכתא מספר: 2024-01-035217) אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה
30 במרץ 2025		127,018	נושא משרה בשותפות, ולעובדים בשותפות ובחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות	ראו דיווח מיידי מיום 30 במרץ, 2025 ודיווח מתקן מיום 3 באפריל, 2025 (אסמכתאות מספר: 2025-01-022467 ו- 2025-01-024712) אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה

מועד אישור הדירקטוריון	סוג נייר ערך	כמות	זהות הניצעים	פרטים נוספים
27 באוגוסט 2025		7,593	עובדים אמריקאים המועסקים בחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות	ראו דיווח מיידי מיום 28 באוגוסט, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-064657) אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה

10.4. לפרטים אודות הסדרי הביטוח, הפטור והשיפוי להם זכאים נושאי המשרה בשותפות, ראו תקנה 22 בפרק ד' (פרטים נוספים אודות השותפות) לדוח זה.

11. הון חוזר

ההון החוזר של השותפות מורכב מצד הנכסים, בעיקר, מיתרות המזומנים, פקדונות, לקוחות וחייבים ויתרות חובה. מצד ההתחייבויות, בעיקר מספקים, זכאים ויתרות זכות, נגזרים פיננסיים, חלויות שוטפות של התחייבויות לזמן ארוך וריבית לשלם.

להלן הרכב ההון החוזר כפי שנכלל בדוחות הכספיים המאוחדים ובדוחות הכספיים הנפרדים של השותפות ליום 31.12.2025:

הסכום שנכלל בדוחות הכספיים הנפרדים (אלפי דולר)	הסכום שנכלל בדוחות הכספיים המאוחדים (אלפי דולר)	
197,229	822,550	נכסים שוטפים
121,116	522,386	התחייבויות שוטפות
76,113	300,164	עודף נכסים שוטפים על התחייבויות שוטפות

12. מימון

12.1. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, השותפות מממנת את פעילותה השוטפת בעיקר באמצעות תזרימים שוטפים, הון עצמי, גיוסי הון, אגרות חוב והלוואות מגופים מממנים.

12.2. לאחר תאריך המאזן, בחודש ינואר 2026, פרעו השותפות וחברות בנות את ההתחייבויות הבאות: (1) מימון פרויקטלי לפיתוח פרויקט שנדואה (שיתרתו כולל ריבית הייתה כ- 433 מיליון דולר); (2) אגרות חוב (סדרה ג') של השותפות בהיקף של 274,989,000 ש"ח ע.נ.; (3) אגרות חוב (סדרה ה') של השותפות בהיקף של 500,000,000 ש"ח ע.נ.; (4) פדיון מניות בכורה שהוקצו לגוף מוסדי להעמדת חלק מההון העצמי לפיתוח פרויקט שנדואה; (5) מסגרת אשראי בהיקף של 100 מיליון דולר שנטלה חברה בת של השותפות מ-Trafigura Trading LLC; ו-(6) מימון פרויקטלי לנכסים היבשתיים בהיקף של כ- 30 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראו באורים 10 ו-11 לדוחות הכספיים.

12.3. בנוסף להתחייבויות האמורות שנפרעו לאחר תאריך המאזן, נכון ליום 31 בדצמבר, 2025, לשותפות וחברות הבנות אין הלוואות מהותיות, למעט כמפורט בטבלה ובסעיף 12.4 להלן:

ייעוד	הלווה	המלווים	היקף מקסימלי	יתרה ליום 31.12.2025	מועדי פירעון הקרן	שיעור ריבית ומועדי תשלום ריבית	אמות מידה, פירעון מוקדם והעמדה לפירעון מיידי	התחייבויות הלווה ותנאים מהותיים נוספים
מימון פרויקטלי לפיתוח פרויקט מוניומנט ¹³²	Navitas Monument US, LLC Navitas Monument II, LLC US	בנקים ומוסדות פיננסיים מקומיים וזרים	150 מיליון דולר	-	תשלומים חצי שנתיים החל מיום 31 בדצמבר 2027 עד 31 בדצמבר 2031 או המועד שבו היקף העתודות הנוטר בפרויקט מוניומנט יהיו נמוכות מ-25% מההיקף הראשוני של העתודות כפי שנקבע בהסכם.	SOFR Term בתוספת מרווח 6% עד למועד השלמת הפיתוח ¹³³ , ו-4.75% לאחר סיום השלמת הפיתוח. הלווה רשאית לקבוע ביחס לכל הלוואה תקופת ריבית, אשר בסיומה ישולמו הקרן והריבית בגין אותה הלוואה. לפרטים נוספים ראו דיווח מיידי מימון מוניומנט. במועד תשלום קרן וריבית של הלוואה, רשאית המחזר את ההלוואה על ידי	אמות מידה פיננסיות ¹³⁴ : (א) יחס מינוף - היחס בין החוב הפיננסי נטו ¹³⁵ ל-EBITDA מאוחד ¹³⁶ של הלווה לא יעלה במועד הבדיקה על 3.5:1. יחס המינוף יבחן אחת לחצי שנה לאחר מועד הבדיקה הראשון ¹³⁷ ; (ב) יחס כיסוי שירות החוב החזוי - יחס ה-DCSR ¹³⁸ החזוי לא יפחת מ-1:1.1 ¹³⁹ . תנאים מקובלים להעמדה לפירעון מיידי כמפורט בדיווח מיידי מימון מוניומנט, לרבות אי עמידה ביחס FCLR ¹⁴⁰ של 1.5:1 ו-LLCR ¹⁴¹ של 1.3:1 לפחות, במשך 180 יום, בעקבות התרחשות אירוע טריגר ¹⁴² . לאחר תחילת ההפקה, ללווה זכות לפירעון מוקדם של ההלוואות, כולן או חלקן, במועדי תשלום ריבית, ללא	1. שעבוד קבוע ראשון בדרגה על חלק השותפות בפרויקט מוניומנט ובנכסים הקשורים לפרויקט וכן שעבוד מניות חברות הפרויקט המוחזקות על ידי השותפות. 2. ביצוע חלוקה על ידי חברות הנכס יתאפשר רק לאחר מועד השלמת הפיתוח ובכפוף לעמידה בתנאים כמפורט בדיווח מיידי מימון מוניומנט. 3. התחייבות לשעבוד שלילי ביחס לנכסים המוחזקים ישירות על ידי הלווה שאינו קיים במועד הסגירה הפיננסית. 4. התחייבות לביצוע עסקאות גידור למחירי הנפט בהיקפים המפורטים בהסכם.

- ¹³² לפרטים נוספים אודות הסכם המימון הפרויקטלי ראו דיווח של השותפות מיום 23 בפברואר, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-012101), אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה (להלן: "דיווח מיידי מימון מוניומנט").
- ¹³³ מועד זה מוגדר בהסכם כמועד השלמת פיתוח הפרויקט והוכחת יכולת ההפקה המשחרית שלו (במשך 90 ימים בהתאם לתחזיות), המותנה גם בעמידה ביחס חוב-הון של 35:65, השגת כל האישורים הנדרשים והביטוחים הנדרשים, והעדר אירועי הפרה.
- ¹³⁴ ניתן לבצע תיקון של אי עמידה באמות המידה על ידי הזרמת הון במועדים ובכפוף למגבלות כמפורט בהסכם.
- ¹³⁵ "חוב פיננסי נטו" הנו, ללא כפילויות, הסכום המצטבר של החובות וההתחייבויות הפיננסיות של הלווה, לרבות הלוואות, אגרות חוב, ערבויות פיננסיות, התחייבויות נדחות, התחייבויות בגין מכשירים פיננסיים נגזרים, וכן כל סכום שגויס במסגרת עסקה אחרת שיש לה אפקט מסחרי של הלוואה או חוב פיננסי, למעט חוב כספי אשר כפוף להסכם נושים או שעבוד אחר, התחייבויות הנובעות מפעילות שוטפת במהלך העסקים הרגיל והתחייבויות מיסים נדחים, בניכוי מזומנים ושווי מזומנים של הלווה, לרבות פיקדונות לזמן קצר, ניירות ערך סחירים ומכשירים פיננסיים נזילים אחרים.
- ¹³⁶ "EBITDA מאוחד" - לכל תקופה, הרווח הנקי המאוחד של הלווה בתוספת מרכיבים מוגדרים שנוכו מהרווח הנקי המאוחד (לרבות הוצאות ריבית ומימון, הוצאות מיסים, הוצאות פחת, אזילה והפחתות, הוצאות אקספלורציה והערכה, הוצאות איטום ונטישת בארות, הוצאות הקשורות לעסקה, וכן הוצאות והפסדים חריגים שאינם במזומן (למעט חריגים מוגדרים), ובניכוי הכנסות ורווחים חריגים שאינם במזומן (למעט חריגים מוגדרים) ורווחי או הפסדי שערך של מכשירים פיננסיים נגזרים בהפחתת, במידה שכללו בקביעת הרווח הנקי המאוחד כאמור לאותה תקופה הכנסות או רווחים חריגים שאינם במזומן (בכריגים מסוימים).
- ¹³⁷ הלווה נדרשת לעמידה באמת מידה פיננסית זו החל מיום ה-30 ביוני או ה-31 בדצמבר, במועד המוקדם מביניהם המתרחש לפחות ששה חודשים אחרי מועד ההשלמה.
- ¹³⁸ "יחס ה-DCSR" (יחס כיסוי שירות החוב) הינו היחס בין תזרים המזומנים הפנוי לשירות החוב (הכולל הכנסות תפעוליות בניכוי הוצאות תפעוליות והוצאות הוניות) לבין סך התשלומים הנדרשים לשירות החוב (הכולל תשלומי קרן, ריבית, עמלות והתחייבויות פיננסיות אחרות) בתקופת החישוב הרלוונטית. היחס ייבחן אחת לשישה חודשים, כאשר בחישוב הריבית יש להתחשב בהשפעת עסקאות גידור שנעשו בהתאם למדיניות הגידור. לצורך החישוב לא ילקח בחשבון תשלום קרן שחל במועד הפירעון הסופי.
- ¹³⁹ הלווה נדרשת לעמידה באמת מידה פיננסית זו לאחר כל מועד הפחתה.
- ¹⁴⁰ "FCLR" יחושב כיחס שבין הערך הנוכחי הנקי (NPV10 1P) של ההכנסות החזויות נטו מהפרויקט לבין יתרת קרן ההלוואה שטרם נפרעה במועד החישוב. "ההכנסות החזויות נטו מהפרויקט" - הן סך ההכנסות מהפרויקט (לרבות ממכירת נפט וגידור) בניכוי סך ההוצאות התפעוליות וההוניות מהפרויקט הצפויות בתקופת הבדיקה.
- ¹⁴¹ "LLCR" יחושב כיחס שבין הערך הנוכחי הנקי (NPV10 1P) של ההכנסות החזויות נטו מהפרויקט עד למועד הפירעון הסופי של ההלוואה לבין סכומי ההלוואה שטרם נפרעו במועד החישוב בניכוי סך של 25 מיליון דולר.
- ¹⁴² אירוע טריגר הינו אירוע מהאירועים המוגדרים בהסכם, לרבות, ירידה של 10% בקטגוריית 1P, ירידה של 20% בתחזיות מחירי הנפט, איחור של מעל 6 חודשים במועד תחילת ההפקה וכן אירוע חדלות פירעון של קבלן המשפיע באופן מהותי על הפרויקט.

ייעוד	הלווה	המלווים	היקף מקסימלי	יתרה ליום 31.12.2025	מועדי פירעון הקרן	שיעור ריבית ומועדי תשלום ריבית	אמות מידה, פירעון מוקדם והעמדה לפירעון מיידי	התחייבויות הלווה ותנאים מהותיים נוספים
					נטילת הלוואה חדשה תחת המסגרת.		תשלום עמלת פירעון מוקדם או תשלום אחר.	
מימון פרויקטלי לפיתוח פרויקט סי-ליון ¹⁴³	Navitas Petroleum Development and Production Ltd.	בנקים ומוסדות פיננסיים מקומיים וזרים	650 מיליון דולר	- 144	1 באפריל 2029 עד 19 בדצמבר 2032 או המועד שבו עתודות פרויקט סי-ליון הנותרות יהיו נמוכות מ-25% מהעתודות שנלקחו בחשבון במודל הבנקאי, במוקדם מביניהם	SOFR בתוספת מרווח אשר יקבע בהתאם לשלבי התקדמות הפרויקט, כדלקמן: (א) עד מועד השלמת הפרויקט (להלן: "מועד השלמת הפרויקט") ¹⁴⁵ (ב) מרווח הריבית יהיה 5.25%; (ג) ממועד השלמת הפרויקט ועד שנתיים לאחר מועד השלמת הפרויקט, מרווח הריבית יהיה 4.25%; (ד) מהמועד שהוא שנתיים לאחר מועד השלמת הפרויקט	אמות מידה פיננסיות: (א) יחס החוב הפיננסי ל-EBITDA ¹⁴⁶ במועד הבדיקה ¹⁴⁷ לא יעלה על 3.5:1; (ב) ה-DSCR ¹⁴⁸ החזוי לא יפחת מ-1:1 בכל מועד הפחתה. תנאים מקובלים להעמדה לפירעון מיידי כמפורט בדיווח מיידי מימון סי-ליון, לרבות אי עמידה ביחס FLCR ¹⁴⁹ של 1.5:1 ו-LLCR ¹⁵⁰ של 1.3:1 לפחות, במשך 180 יום, בעקבות התרחשות אירוע טריגר ¹⁵¹ . ההלוואה שנמשכה ממסגרת המימון ניתנת לפירעון מוקדם (מלא או חלקי) במועדי תשלום ריבית ללא קנס כלשהו (במועדים אחרים ישולם פיצוי מקובל), בכפוף להיקף פירעון מינימלי במקרה של פירעון חלקי. פירעון מוקדם כאמור לא יהיה כפוף לקנסות נוספים.	1. שעבוד על חלקה של חברת הפרויקט בכל הזכויות והנכסים הקשורים בפרויקט סי-ליון, בכפוף לחריגים מסוימים, וכן שעבוד מניות חברת הפרויקט המוחזקות על ידי בעל המניות של חברת הפרויקט, השותפות או צד קשור. 2. ביצוע חלוקה על ידי חברת הפרויקט תהיה אפשרית החל ממועד השלמת הפרויקט ובכפוף לעמידה בתנאים כמפורט בדיווח מיידי מימון סי-ליון. 3. התחייבויות שלא ליצור שעבודים על איזה מנכסיה. 4. התחייבויות שלא לבצע העברה בכל דרך של כל או חלק מנכסיה, לרבות החזקותיה בפרויקט או בתשתיות הפרויקט. 5. התחייבויות שלא תיטול על עצמה חוב פיננסי נוסף. 6. התחייבות לביצוע עסקאות גידור למחירי הנפט בהיקפים המפורטים בהסכם.

¹⁴³ לפרטים נוספים אודות הסכם המימון הפרויקטלי ראו דיווח של השותפות מיום 10 בדצמבר, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-098416), אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה (להלן: "דיווח מיידי מימון סי-ליון").
¹⁴⁴ לפרטים אודות התנאים לביצוע המשיכה הראשונה ראו דיווח מיידי מימון סי-ליון.

¹⁴⁵ "מועד השלמת הפרויקט" מוגדר כמועד שיתקיים בקרות המאוחר מבין: (1) השלמת 'מבחן השלמה', כהגדרתו בהסכם, הכולל פיתוח הפרויקט בהתאם לשלב א' של תכנית הפיתוח (FDP) וכן ביצוע הפקה מסחרית מתמשכת למשך 90 ימים לפחות, בכמות שאינה פוחתת מהכמות שנקבע במודל כמפורט בהסכם; (2) השלמת 'התנאים הנוספים' כהגדרתם בהסכם, שעיקריהן כדלקמן: ניתן דוח עתודות עדכני, לא מתקיימות הפרות שלא ויתרו עליהן או חריגה מבסיס ההלוואה, היעדר חריגה מיחס הון לחוב, חשבון רוברט שירות החוב מאוזן והמצגים המתמשכים מתקיימים באופן מהותי בהתאם לנסיבות באותו מועד.

¹⁴⁶ "EBITDA" - ההכנסה של חברת הפרויקט מפעילות רגילה, לפני (בין היתר): מיסים, עלויות ריבית, הפחתות, פחת ואזילה, הוצאות אקספלורציה ונטישה, וכן הפסדים חריגים או שאינם במזומן (לרבות הפסדים משערוך נכסים והתחייבויות, הפסדים ממכירת רכוש קבוע, מהפרשי שער, ומהתחייבויות פנסיוניות או תכניות תגמול) ובניכוי של (בין היתר): רווחים חריגים או שאינם במזומן (לרבות רווחים משערוך נכסים והתחייבויות, רווחים ממכירת רכוש קבוע, מהפרשי שער או מביטול הפרשות, רווחים שנבעו מארגון מחדש או שינוי מבני); כל זאת בנטרול רווחים או הפסדים לא ממומשים מהסכמי גידור, ובתוספת תגמולי ביטוח מסוימים שהתקבלו. ה-EBITDA מחושבת לתקופה של 12 החודשים שלפני מועד הבדיקה.

¹⁴⁷ ה-31 במרץ או ה-30 בספטמבר הראשונים שחלים לפחות שישה חודשים לאחר מועד השלמת הפרויקט, ובכל 31 במרץ ו-30 בספטמבר לאחר מכן.

¹⁴⁸ "יחס ה-DSCR" הינו היחס בין תזרים המזומנים הפנוי לשירות חוב לבין הסכומים הנדרשים לשירות החוב.

¹⁴⁹ "FLCR" יחושב כיחס שבין NPV (Field Life) (אורך חיי הפרויקט) לבין יתרת ההלוואה שטרם נפרעה במועד החישוב.

¹⁵⁰ "LLCR" יחושב כיחס שבין NPV (Loan Life) (אורך חיי ההלוואה) לבין יתרת ההלוואה שטרם נפרעה במועד החישוב.

¹⁵¹ אירוע טריגר הינו אירוע מהאירועים המוגדרים בהסכם, לרבות, ירידה של למעלה מ-10% בעתודות מסוג IP, ירידה של 20% בתחזיות מחירי הנפט, אירוע שעלול למנוע את התרחשות מועד השלמת הפרויקט עד ליום 31 במרץ 2029, אירוע חדלות פירעון של קבלן המשפיע באופן מהותי על הפרויקט, שינוי במשטר המיסוי באיי פוקלנד אשר פוגע באופן מהותי באינטרסים של המלווים וכן תוצאות בדיקות הלחצים בקידוח ההפקה הראשון השונות באופן מהותי מאלו אשר שימשו כבסיס לדוח העתודות העדכני.

ייעוד	הלווה	המלווים	היקף מקסימלי	יתרה ליום 31.12.2025	מועדי פירעון הקרן	שיעור ריבית ומועדי תשלום ריבית	אמות מידה, פירעון מוקדם והעמדה לפירעון מיידי	התחייבויות הלווה ותנאים מהותיים נוספים
						ועד 36 חודשים לאחר מועד השלמת הפרויקט (כולל), מרווח הריבית יהיה 4.5% לשנה; (ד) לאחר מכן, מרווח הריבית יהיה 4.75% לשנה.	במסגרת ההסכם נקבע כי חברת הפרויקט תהיה חייבת לפרוע את ההלוואה באופן מיידי (פירעון מוקדם מנדטורי) במספר מקרים שעיקרם כדלקמן: שינוי שליטה בחברה הפרויקט; שינוי במפעיל הפרויקט ללא קבלת הסכמת המלווים; הטלת סנקציות כלכליות או פיננסיות או אמברגו סחר על חברת הפרויקט או על נותן בטוחה תחת ההסכם (השותפות ביחס להסכם של NPDP, וכל עוד היא צד להסכם תמיכת הון מותנה); או הפרה מצד חברת הפרויקט של תנאי או התחייבות הנוגעים לסנקציות בהסכם המימון.	
מימון מבוסס עתודות (RBL) ¹⁵²	Navitas Petroleum Holdings, LLC	בנקים ומוסדות פיננסיים מקומיים וזרים	1.35 מיליארד דולר	- ¹⁵³	פירעונות שנתיים החל מיום 31 במרץ 2027 עד 30 בספטמבר 2032 או במועד בו יתרת העתודות הצפויה בנכסי הנפט המושעבדים תרד מתחת לרף שנקבע בהסכם, לפי המוקדם.	CME Term SOFR בתוספת מרווח שנתי מדורג כדלקמן: (1) 4.25% עד לתום שנתיים ממועד החתימה על ההסכם; (2) 4.50% מתום שנתיים ועד לתום	אמות מידה פיננסיות: ¹⁵⁴ יחס מינוף - היחס בין סך החוב נטו ל-EBITDAX מתואמת ¹⁵⁶ של החיבים לא יעלה במועד הבדיקה על 3.5. יחס המינוף יבחן כל 30 ביוני ו-31 בדצמבר (ביחס ל-12 חודשים שהסתיימו באותו המועד); ¹⁵⁷	1. שעבוד קבוע ראשון בדרגה, בין היתר: (א) זכויותיה של הלווה וזכויות חברות הבת המחזיקות בנכסי הנפט המושעבדים (להלן: "חברות הפרויקט" ו-"נכסי הנפט המושעבדים", בהתאמה), הכוללים את: (א) נכס הנפט שננדואה; (ב) שדות הנפט היבשתיים בפרויקט דנברי ושדה הנפט היבשתי נצ'ס (להלן: "דיווח מיידי מימון

¹⁵² לפרטים נוספים אודות הסכם המימון מבוסס עתודות (RBL) ראו דיווח של השותפות מיום 20 בינואר, 2026 (אסמכתא מספר: 2026-01-007892), אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה (להלן: "דיווח מיידי מימון מבוסס עתודות (RBL)").

¹⁵³ ביום 21 בינואר, 2026, הושלמה הסגירה הפיננסית והשותפות משכה את מלוא מסגרת ה-RBL.

¹⁵⁴ ניתן לבצע תיקון של אי עמידה באמות המידה על ידי הזרמת הון במועדים ובכפוף למגבלות כמפורט בהסכם.

¹⁵⁵ "סך החוב נטו" - ללא כפילויות, הסכום המצטבר של החובות וההתחייבויות הפיננסיות של החיבים, לרבות הלוואות, אגרות חוב, ערבויות פיננסיות, התחייבויות נדחות, התחייבויות בגין חכירה, התחייבויות בגין מכשירים פיננסיים נזרים, וכן כל סכום שגויס במסגרת עסקה אחרת שיש לה אפקט מסחרי של הלוואה או חוב פיננסי (למעט חוב כספי בין החיבים או חברות הקבוצה) בניכוי כל המזומנים הבלתי מוגבלים והשקעות החיבים, לרבות פיקדונות לזמן קצר, ניירות ערך סחירים ומכשירים פיננסיים נזילים אחרים לרבות סכומי בחשבון הרזרבה לריבית בגובה היתרה הנדרשת בו.

¹⁵⁶ "EBITDAX מתואמת" - לגבי כל תקופה, הרווח המאוחד של החיבים מפעילות שוטפת, לפני מסים; לפני פריטים מיוחדים או פריטים חריגים; לפני עלויות מימון ועלויות מימון בקשר עם נטישה ופירוק נכסים; לפני אבזל, פחת והפחתות; מבלי להביא בחשבון רווחים או הפסדים המיוחסים לחברות שאינן החייב; מבלי להביא בחשבון חלק ברווח של מי שאינן החייב, למעט דיבידנדים או חלקות רווח שהתקבלו במזומן בחייב מאותן חברות (בניכוי מס במקור, ככל שחל) במהלך התקופה הרלוונטית; לפני רווחים או הפסדים מעסקאות גידור שטרם מומשו; לפני חיובים או חיובים רעיוניים בגין התחייבויות פנסיוניות, הטבות לאחר סיום העסקה ולתוכניות תמריצים לעובדים; בתוספת תקבולי ביטוח בגין השבתת פעילות; בתוספת עמלות, הוצאות או חיובים שאינם במזומן או שאינם חד-פעמיים (ככל שנוכו) וכן עלויות שהוצאו בקשר עם העסקה הרלוונטית; בתוספת ירידת ערך או בנטרול עליית ערך שנכללו ברווח התפעולי המאוחד של החיבים הנובע מהערכה מחדש או מהכרה בנכסים ובהתחייבויות של החיבים; בניכוי רווח שהוכר או בתוספת הפסד כתוצאה מממוש נכסים קבועים של מי מהחיבים (למעט מכירת מלאי מסחרי); בתוספת עלויות חיפוש והערכה או מחיקה של עלויות כאמור; לפני ניכוי עלויות ארגון מחדש מסוימות שהוצאו; ולפני ניכוי דמי ניהול, פיקוח או ייעוץ ששולמו לשותפות או לחברה קשורה. במקרה של רכישות או מכירות במהלך תקופת החישוב, החישוב יבוצע על בסיס פרופורמה כאילו העסקה הושלמה בתחילת התקופה, בהתאם להוראות ההסכם.

¹⁵⁷ הלווה נדרשת לעמידה באמת מידה פיננסית זו החל מהיום המוקדם מבין ה-30 ביוני או ה-31 בדצמבר.

ייעוד	הלווה	המלווים	היקף מקסימלי	יתרה ליום 31.12.2025	מועדי פירעון הקרן	שיעור ריבית ומועדי תשלום ריבית	אמות מידה, פירעון מוקדם והעמדה לפירעון מיידי	התחייבויות הלווה ותנאים מהותיים נוספים
						ארבע שנים ממועד החתימה; ו- (3) 4.75% החל מתום ארבע שנים ממועד החתימה ואילך. הריבית תשולם בסוף כל תקופת ריבית הנקבעת לתקופות של חודש, 3 חודשים או 6 חודשים (לבחירת הלווה).	ללווה זכות לפירעון מוקדם של ההלוואות, כולן או חלקן, בכל עת, בכפוף למתן הודעה מוקדמת וסכום מיינמלי של פירעון מוקדם כמפורט בהסכם, ללא תשלום עמלת פירעון מוקדם. תנאים מקובלים להעמדה לפירעון מיידי, וכן התנאים שלהלן (והכל בכפוף לתנאים, סייגים ו/או תקופות ריפוי כפי שנקבעו בהסכם): אי עמידה במועדי תשלום שנקבעו בהסכם; אי עמידה באמות המידה הפיננסיות; הפרה של הסכמים המהותיים של נכסי הנפט המשועבדים (כהגדרתם בהסכם) שיש לה השפעה מהותית לרעה; פקיעת תוקף של רישיונות פרויקט שננדואה; חדלות פירעון; cross default¹⁵⁸; הפקעה או הלאמה של נכסי הנפט המשועבדים; החלטה על נטישת איזה מנכסי הנפט המשועבדים; הפסקת הפקה מפרויקט שננדואה לתקופה רציפה של 90 ימים (למעט חריגים שהוגדרו); אי קיום דרישות ביטוח.	"הנכסים היבשתיים"¹⁵⁹, וכן הנכסים הקשורים לנכסי הנפט המשועבדים (לרבות זכויות בציד ובמתקני הפרויקטים והסכמי הפרויקטים, הכל כפי שהוגדר הלווה וחברות הפרויקט, לרבות זכויותיהם על פי הסכמים מהותיים, פוליסות ביטוח וחשבונות בנק, ועל החזקות הלווה בכל אחת מחברות הפרויקט (equity interest) הכל בכפוף לחריגים מקובלים; (ג) שעבוד מלוא החזקות השותפות בלווה (equity interest). 2. ביצוע חלוקה על ידי הלווה תהיה אפשרית בכפוף לעמידה בתנאים כמפורט בדיווח מיידי מימון מבוסס עתודות (RBL). 3. התחייבות לביצוע עסקאות גידור למחירי הנפט בהיקפים המפורטים בהסכם.

¹⁵⁸ בכל מקרה של אי עמידה בתשלום או העמדה לפירעון מיידי של חוב פיננסי של חייב בהיקף מצטבר של 25 מיליון דולר או יותר, או במקרה שנושה של חייב הופך זכאי להעמיד לפירעון מיידי חוב פיננסי בהיקף כאמור.

¹⁵⁹ לפרטים אודות הנכסים המשועבדים ראו סעיפים 7.2, 7.6 ו-7.7 לעיל.

12.4. להלן פרטים אודות הלוואות בריבית משתנה שנטלו השותפות ו/או חברות בבעלותה נכון ליום 31 בדצמבר, 2025 :

מנגנון השינוי	טווח הריבית	סכום האשראי ליום 31 בדצמבר 2025 (אלפי דולר)	שיעור ריבית (ממוצע משוקלל) בסמוך למועד הדוח
+ Term SOFR עד 3.25% + Term SOFR 5.25%	7.6%-10.3%	561	8%

12.5. אגרות החוב של השותפות

12.5.1. בחודש ינואר 2025, הנפיקה השותפות 400,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז'),

בדרך של הצעה אחידה, על פי דוח הצעת מדף שפורסם ביום 13 בינואר 2025, מכוח תשקיף המדף של השותפות מיום 13 בספטמבר 2023, הנושא תאריך 14 בספטמבר 2023. לפרטים נוספים ראו דיווחי השותפות מיום 13 בינואר, 2025 (אסמכתאות מספר : 2025-01-003671 ו- 2025-01-003891), אשר האמור בהם נכלל על דרך ההפניה.

12.5.2. בחודש אפריל 2025, הנפיקה השותפות 403,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז'), במסגרת הקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 בדרך של הרחבת סדרה. לפרטים נוספים ראו דיווח השותפות מיום 21 באפריל, 2025 (אסמכתא מספר : 2025-01-028332), אשר האמור בו נכלל על דרך ההפניה.

12.5.3. בחודש יולי 2025, הנפיקה השותפות 197,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז'), במסגרת הקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 בדרך של הרחבת סדרה. לפרטים נוספים ראו דיווח השותפות מיום 30 ביולי, 2025 (אסמכתא מספר : 2025-01-056891), אשר האמור בו נכלל על דרך ההפניה.

12.5.4. בחודש נובמבר 2025, הנפיקה השותפות 670,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ח'), בדרך של הצעה לא אחידה למשקיעים מוסדיים, על פי דוח הצעת מדף שפורסם ביום 19 בנובמבר 2025, מכוח תשקיף המדף של השותפות, מיום 13 בספטמבר 2023, הנושא תאריך 14 בספטמבר 2023, כפי שהוארך עד ליום 13 בספטמבר 2026. לפרטים נוספים ראו דיווחי השותפות מיום 19 בנובמבר, 2025 (אסמכתאות מספר : 2025-01-089024 ו- 2025-01-089297), אשר האמור בהם נכלל על דרך ההפניה.

12.5.5. לאחר תאריך המאזן, בחודש פברואר 2026, ביצעה השותפות פדיון מוקדם ומלא ביוזמת השותפות, של מלוא יתרת אגרות החוב (סדרות ג' ו- ה') של השותפות שבמחזור, וזאת בהמשך להתקשרות בהסכם ה-RBL כמפורט לעיל. לפרטים נוספים ראו דיווח השותפות מיום 18 בינואר, 2026 (אסמכתא מספר : 2026-01-007402), אשר האמור בו נכלל על דרך ההפניה.

12.5.6. לאחר תאריך המאזן, בחודש פברואר 2026, הנפיקה השותפות 330,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ח'), במסגרת הקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 בדרך של הרחבת סדרה. מלוא התמורה שתקבל בשותפות מההקצאה הפרטית מיועדת לטובת ביצוע פדיון מוקדם חלקי של אגרות חוב (סדרה ו') של השותפות כאמור להלן. לפרטים נוספים ראו דיווח השותפות מיום 15 בפברואר, 2026 (אסמכתא מספר : 2026-01-014823), אשר האמור בו נכלל על דרך ההפניה.

12.5.7. לאחר תאריך המאזן, בחודש פברואר 2026, הודיעה השותפות בדבר ביצוע פדיון מוקדם חלקי ביוזמת השותפות, של אגרות החוב (סדרה ו') של השותפות שבמחזור, שיבוצע ביום 31 במרץ 2026, וזאת בהמשך להשלמת הנפקת אגרות חוב (סדרה ח') במסגרת הקצאה פרטית, כמפורט לעיל. לפרטים נוספים ראו דיווח השותפות מיום 15 בפברואר, 2026 (אסמכתא מספר: 2026-01-014824), וכן דוח משלים מיום 19 בפברואר, 2026 (אסמכתא מספר: 2026-01-016366), אשר האמור בו נכלל על דרך ההפניה.

12.5.8. לפרטים אודות אגרות החוב של השותפות (סדרות ד', ו', ז' ו-ח'), ואודות עמידת השותפות באמות המידה הפיננסיות של אגרות החוב, ראו נספח לדוח הדירקטוריון.

12.6. דירוג

ביום 29 בספטמבר, 2025, אושרר על ידי חברת הדירוג מעלות, הדירוג הקיים של השותפות ('ilBBB') יחד עם תחזית שלילית, וכן אושרר הדירוג הקיים בסדרות אגרות החוב של השותפות (סדרות ג', ה', ו-ו') 'ilA-', וכן הדירוג הקיים בסדרה אגרות חוב (סדרה ז') 'ilBBB+'. לפרטים נוספים, ראו דוח הדירוג של חברת מעלות מיום 29 בספטמבר, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-15-072723) הנכלל בדוח זה על דרך ההפניה.

ביום 4 בפברואר, 2026, הוכנסו דירוגי סדרות אגרות החוב (סדרות ו', ז' ו-ח') לרשימת מעקב עם השלכות שליליות. לפרטים ראו דוח הדירוג של חברת מעלות מיום 4 בפברואר, 2026 (אסמכתא מספר: 2026-15-012446) הנכלל בדוח זה על דרך ההפניה.

12.7. למעט האמור לעיל, בתקופה שמיום 31 בדצמבר, 2025, ועד סמוך למועד אישור הדוח השותפות לא נטלה הלוואות מהותיות נוספות.

12.8. להערכת השותפות, היא לא תידרש למקורות חדשים לכיסוי תפעול השוטף של עסקיה בשנה הקרובה, למעט השקעה בפרויקטים חדשים ו/או פרויקטים בפיתוח ולפני פיתוח.

13. מיסוי

בהתאם להוראות צו מס הכנסה (סוגי שותפויות שיש לראותן כחברה), התשע"ז-2017, משטר המס שיחול על השותפות יהא כאילו היא חברה לכל דבר ועניין, הגם ששותפות בדרך כלל אינה נישומה לצורכי מס והכנסותיה והוצאותיה מיוחסות לשותפים בה. לפרטים נוספים ראו באור 17 לדוחות הכספיים.

לפרטים בדבר שיעורי המס החלים על החברות הבנות של השותפות, ראו באור 17 לדוחות הכספיים.

14. הסכמים מהותיים והסכמי שיתוף פעולה

לפרטים בדבר הסכמים מהותיים נשוא נכסי הנפט של השותפות ראו סעיפים 7.2.12, 7.3.14, 7.4.11, 7.5.10, 7.6.11 ו-8.2.10 לעיל.

15. הליכים משפטיים או מנהליים

נכון למועד הדוח ולמיטב ידיעת השותפות, לא מתנהל הליך משפטי ו/או מנהלי כנגד השותפות ו/או מי מנושאי המשרה בשותפות ו/או בשותף הכללי בקשר עם השמירה על הסביבה.

השותפות מתמקדת בעיקר באיתור ומימוש הזדמנויות השקעה בנכסי נפט וגז הכוללים עתודות נפט וגז מוכחות או משאבים מותנים, שכבר נתגלו ושרטוט פותחו. פיתוח עתודות אלה הוא בעל פוטנציאל משמעותי להשאת ערך בלוח זמנים קצר יחסית. אסטרטגיה זו הובילה להשקעה בפרויקטים הימיים בקסקין, שנדואה, ומוניומנט שבמפרץ אמריקה, בפרויקט סי-ליון שבאיי פוקלנד ובפרויקטים היבשתיים נצ'ס ודנברי בטקסס, הכוללים שדות מפיקים בהם יש גם עתודות נפט מוכחות, שטרם פותחו.

השותפות בוחנת ותמשיך לבחון, השקעות נוספות בנכסי הנפט הקיימים וכן השקעות בנכסי נפט חדשים, הכוללים הפקה קיימת ועתידית של נפט וגז ו/או פיתוח תגליות קיימות שכבר נתגלו ושרטוט פותחו.

בנוסף, תפעל השותפות בצורה שקולה ומדודה לאיתור והשקעה מוגבלת בנכסי אקספלורציה, אשר להערכתה הינם בעלי סיכון נמוך יחסית ופוטנציאל גבוה, תוך מתן עדיפות לאקספלורציה בסמוך למתקנים ולנכסים הקיימים של השותפות או של אחרים (Near Field Exploration), אשר עשויה לאפשר (במקרה של תגלית) חיבור לתשתיות קיימות תוך ייעול הפיתוח וההפקה, ככל שתהיה ולאקספלורציה באגנים מתעוררים (Emerging Basins) בטרטוריות שונות בעולם.

השותפות תוסיף לפעול לפיזור גיאוגרפי של נכסיה, בין היתר על מנת לצמצם חשיפות ולבזר סיכונים. במקביל, תמשיך השותפות לפתח ולשכלל את יכולותיה כמפעילה. יכולות אלה, המיושמות כיום בפרויקט סי-ליון, פותחות בפני השותפות הזדמנויות עסקיות שלא עמדו בפניה בעבר, ומאפשרות לה לזוז עסקאות ולמנף הניסיון והמוניטין שצברה.

לצד זאת, בכוונת השותפות לבחון מעת לעת ביצוע חלוקות דיבידנד למחזיקי יחידות ההשתתפות. החלוקות, ככל שדירקטוריון השותף הכללי יחליט לבצען על פי שיקול דעתו הבלעדי, הינן בכפוף להוראות הדין, לעמידה בהתחייבויות השותפות, ולביצוע השקעות עתידיות אפשריות כפי שתקבענה מעת לעת במסגרת יישום האסטרטגיה הנ"ל, והכל תוך שמירה על איתנותה הפיננסית של השותפות. **היעדים והאסטרטגיה האמורים הינם בגדר כוונות ויעדים כלליים הכוללים מידע צופה פני עתיד, המבוסס על מידע הקיים בשותפות בתאריך הדוח ועל הערכותיה וכוונותיה, והם עלולים שלא להתממש ו/או להתממש באופן שונה מהותית מאשר תואר לעיל.**

17. צפי להתפתחות בשנה הקרובה

בכוונת השותפות לפעול בנכסי הנפט הקיימים בהתאם לתוכניות העבודה המפורטות בדוח זה, כפי שתעודכנה מעת לעת.

כמו כן, בכוונת השותפות להמשיך ולבחון בשנה הקרובה הזדמנויות עסקיות והשקעות נוספות בנכסי נפט, וזאת בהתאם ליעדים ולאסטרטגיה העסקית כאמור בסעיף 16 לעיל, והכל בכפוף ליכולותיה הכספיות ולתנאי השוק העדכניים כפי שיהיו באותו מועד.

הצפי להתפתחות בשנה הקרובה כמפורט בסעיף זה הינו מידע צופה פני עתיד המבוסס על הערכות השותפות לאור מידע המצוי בידיה במועד הדוח. לאור העובדה שההתפתחויות בשנה הקרובה תושפעה מגורמים חיצוניים ומאחר שמימוש כוונות השותפות יושפע משינויים באותם גורמים חיצוניים, הרי שמימוש הצפי עשוי להשתנות. כמו כן, הוצאה אל הפועל של כוונותיה של השותפות ומימוש הצפי שלה מותנים גם בכך שיהיו בידיה האמצעים הכספיים הדרושים למימון הפעולות השונות.

פיתוח של תגליות נפט וגז טבעי כרוך בהוצאות כספיות גדולות ובסיכון כספי ממשי של איבוד חלק משמעותי מכספי ההשקעה, בעיקר מהטעמים המפורטים להלן:

18.1. תנודתיות במחירי הנפט:

מחירי הנפט מאופיינים בשנים האחרונות בכלל, ובעת האחרונה בפרט בתנודתיות חריפה. עליה במחירי הנפט עלולה לגרום לעליה במחירי נכסי הנפט וכתוצאה מכך להגביל את יכולת השותפות לרכוש נכסים חדשים במחירים המתאימים להערכותיה. ירידה במחירי הנפט עלולה להשפיע לרעה על שווי פרויקטי השותפות, הכנסותיה, וכדאיות החיפוש וההפקה מנכסי הנפט שלה, ואף עלולה להשפיע על יכולתה של השותפות לשרת את חובותיה ואף להשפיע על המימון הקיים שלה. בנוסף, ירידות חדות במחירי הנפט עשויות להשפיע על שותפותיה של השותפות בפרויקטים הקיימים, ועל יכולת השותפות לגייס את סכומי ההון והחוב המשמעותיים הנדרשים לטובת פיתוח נכסיה. לפרטים נוספים אודות תנודות במחירי הנפט ומדיניות הגידורים של השותפות ראו סעיף 6.1 לעיל.

18.2. אינפלציה ועליית ריבית:

בשנתיים האחרונות החלה מגמת הורדת שיעורי הריבית שנקבעו על ידי הבנקים המרכזיים בעולם. לחברות בנות של השותפות הלוואות, מסגרת אשראי מנוצלת ומימון פרויקטלי (להלן יחד בסעיף זה: "ההלוואות") הנושאות ריבית Term SOFR בתוספת מרווח. ליום 31 בדצמבר, 2025 ולמועד אישור הדוחות הכספיים יתרת ההלוואות הסתכמה בכ- 561 מיליון דולר, ובכ- 1.35 מיליארד דולר, בהתאמה.

לאור האמור, עלייה/ירידה בשיעור ריבית ה-Term SOFR עשויה להביא לגידול/לקיטון בעלויות המימון של השותפות. אין ביכולתה של השותפות להעריך את השינוי שיחול בשיעורי הריבית.

עלייה/ירידה של כ- 1% בשיעור הריבית השנתית בהלוואות הנ"ל תוביל להשפעה שנתית (גידול/קיטון) של כ- 13.5 מיליון דולר בעלויות המימון של השותפות, אשר עיקרן יוכרו במסגרת סעיף הכנסות (הוצאות) מימון, נטו בדוח על הרווח הכולל, וזאת לאור הפסקת היוון עלויות המימון בשל תחילת ההפקה מפרויקט שנדוואה, וחלקן יהוו לעלות נכסי נפט וגז טבעי בפיתוח והקמה.

בנוסף, קיימת לשותפות חשיפה לאינפלציה בקשר עם עלויות חומרי גלם ועלויות הקידוחים וההפקה, לרבות עלויות כוח אדם.

18.3. האטה כלכלית:

הרעה במצב הכלכלי בארה"ב בפרט ובכלכלה העולמית בכלל עלולה להשפיע לרעה על היקף הצריכה של נפט וגז טבעי, ולפיכך עשויה לגרום לירידה במחירי הנפט והגז הטבעי.

מצבים של אי-יציבות בשוקי ההון העולמיים עלולים להתרחש ממגוון רחב של גורמים מקומיים וגלובליים כגון, משבר כלכלי, אי-וודאות פוליטית, מגפות, מצבי חירום ועימותים בין-מדינתיים.

אי-יציבות כאמור עשויה להתבטא בתנודתיות חזקה של שערי ניירות הערך ועלולה להביא להאטה כלכלית, משברים פיננסיים ופגיעה ביכולת גיוס מקורות מימון.

18.4. השפעת מלחמות, טרור ואירועים גיאופוליטיים עולמיים על שרשרת האספקה, זמינות ציוד וקבלנים ומעבר כלי שיט:

כמפורט לעיל, פעילות השותפות בתחום חיפוי הנפט והגז, פיתוח והפקה, נשענת במידה ניכרת על קבלנים בינלאומיים, ציוד ייעודי ומתקנים ימיים, כדוגמת אוניות קידוח, אסדות מנוף, אוניות להנחת צנרת, ומתקני הפקה וטיפול צפים אשר במרבית המקרים מובלים מרחבי העולם בהתאם לזמינותם ולצרכי כל פרויקט. בהתאם, פעילות השותפות חשופה לשיבושים בשרשראות האספקה העולמיות (supply chains) ובנתיבי השיט הבינלאומיים, שעלולים לנבוע, בין היתר, ממגוון רחב של אירועים גיאופוליטיים וביטחוניים.

מלחמות, סכסוכים ועימותים צבאיים, פעולות טרור, סנקציות כלכליות, חסימת נתיבי שיט, מגבלות יצוא ויבוא, מלחמות סחר וכן תהליכים פוליטיים וחברתיים גלובליים - כל אלה עלולים לפגוע בזמינותם של קבלנים וספקים, בזמינות ציוד ייעודי וחלקי חילוף, בתנועת כלי שיט לאזורי הפרויקטים ולמספנות, ובתפקוד שרשראות האספקה העולמיות, ובין היתר לגרום להימנעותם של קבלנים וספקים מלפעול באזורי הפרויקטים, לשבש אספקת ציוד וחומרי גלם חיוניים, להקשות על שריון ציוד ייעודי ולהביא לעלייה במחירי הציוד, השירותים והביטוח - באופן שעלול לגרום לעיכובים בלוחות הזמנים, לעלייה בעלויות הביצוע ולהשפיע לרעה על פעילות השותפות, מצבה הכספי ותוצאות פעילותה.

יצוין כי, בהיות אירועים גיאופוליטיים וביטחוניים בלתי צפויים במהותם, לשותפות אין יכולת להשפיע על התרחשותם, וקשה לאמוד ולהעריך מראש את מידת השפעתם על עסקי השותפות ועל הפרויקטים השונים בהם היא שותפה.

18.5. היעדר כיסוי ביטוחי:

יובהר כי לא כל הסיכונים האפשריים מכוסים או ניתנים לכיסוי מלא בפוליסות השונות הנערכות מעת לעת על ידי השותפות ו/או על ידי חברות הבת שלה ו/או על ידי המפעילות (חלקם מכוסה באופן חלקי בלבד וחלקם אינו מכוסה כלל). לפיכך, תקבולי הביטוח, ככל שיתקבלו, לא בהכרח יכסו את מלוא היקף הנזקים ו/או את כל ההפסדים האפשריים (לרבות לעניין נזקים לצדדים שלישיים, נזקים בגין סיכונים גיאופוליטיים, אובדן שליטה על באר, הוריקנים, אובדן הכנסות אפשרי והן לעניין נזק לרכוש מכל סוג). משכך, במקרה של נזק, הביטוחים אשר נערכו עלולים שלא לכסות בכלל או שלא להספיק לכיסוי מלוא הנזקים לשותפות ו/או לצדדים שלישיים. כמו כן, אין כל ודאות כי ניתן יהיה להמשיך לרכוש פוליסות מתאימות בעתיד בתנאים מסחריים סבירים או בכלל. זאת ועוד, לגבי ביטוחים מסוימים עשויה השותפות או המפעילה, לפי העניין, להחליט שלא לרכושם כלל מטעמים שונים כגון היעדר כדאיות כלכלית.

18.6. סיכוני תפעול וסיכונים סביבתיים:

פעולות של חיפוש נפט וגז והפקתם חשופות למגוון סיכונים, כגון התפרצות בלתי מבוקרת של נזלים, נפט וגז מבור הקידוח, התפוצצות, התמוטטות בור הקידוח והתלקחות, תקלות, תאונות ואירועים אחרים, אשר כל אחד מהם עלול לגרום להרס או נזק של בארות נפט או גז, מתקני הפקה, ציוד חיפוש, גוף ורכוש. סיכון נוסף אפשרי הוא הילכדות כלים בבור הקידוח באופן שהמשך הקדיחה יהיה בלתי אפשרי או כרוך בהוצאות גדולות ו/או בעיכובים משמעותיים. אם יקרו אירועים כאמור בים, עלולות התוצאות להיות חמורות ביותר ועלולים להיגרם נזקים כבדים. כמו כן, קיים סיכון של אחריות לנזקים הנובעים מפגיעה בסביבה או

זיהום סביבתי עקב התפרצות ו/או נזילה של נפט ו/או דליפה של גז. כאמור לעיל, אין כל בטחון כי הכיסוי שיינתן על ידי פוליסות הביטוח שיושגו יהיה מספיק.

סיכונים כאמור מנוהלים במסגרת תכניות העבודה והפיתוח בנכסים על ידי המפעילות, בהתאם לרגולציה המחמירה הקיימת בנושא בטריטוריות השונות וכן אימוץ תקנים וולונטריים ככל שנדרש. לפרטים נוספים ראו סעיף 6.2 לעיל.

18.7. תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים:

השותפות ו/או חברות הבת שלה ו/או המפעילות בנכסים בהם מחזיקה השותפות מתקשרות עם קבלנים לביצוע סקרים סיסמיים, עבודות פיתוח והפקה. אין כל בטחון כי ימצאו קבלנים ו/או ציוד המתאימים לביצוע הפעולות הנ"ל במועדים שייקבעו להם, ואין וודאות בנוגע למחירם. חלק ניכר מהציוד וכוח האדם המתאימים לביצוע הפעולות הנ"ל לא ניתנים להזמנה בפרקי זמן קצרים, דבר העלול אף הוא לייקר ולעכב באופן משמעותי את הפעולות. עקב כך עלולות הפעולות הנ"ל להיות כרוכות בעלויות גבוהות ו/או עלולים להיגרם עיכובים משמעותיים בלוח הזמנים שייקבע לביצוע העבודות, או כל חלק מהן. בנוסף, למחירי הסחורות בעולם השפעה מהותית על הוצאות השותפות בקשר לפיתוח נכסיה. לפרטים אודות סיכונים בפעילות בטריטוריית איי פוקלנד, לרבות בקשר עם שירותי קבלנים ראו סעיף 8.15 להלן.

18.8. סיכוני אקספלורציה והסתמכות על נתונים חלקיים ומשוערים:

ההערכות לגבי נתוני העתודות והמשאבים בנכסי הנפט של השותפות מתבססים, בין היתר, על הנחות והשערות. כמות הנפט והגז המוערכת בנכסי הנפט השונים בתקופה המדווחת נקבעת מדי שנה, בין היתר, על פי חוות דעת של מומחים חיצוניים להערכת עתודות של מאגרי נפט וגז. דוחות המשאבים והעתודות מבוססים על הנחות ונתונים רבים המשפיעים על תוצאותיהן ושינויים בהנחות ו/או בנתונים כאמור עשויים להביא לשינויים משמעותיים בהערכות. לאור האמור, יצוין כי המידע המופיע בדוחות לעניין המשאבים ו/או העתודות בנכסי הנפט של השותפות הינו אומדן בלבד ואין לראות בו מידע על כמויות מדויקות.

כמו כן, חיפושי נפט וגז כרוכים בדרגה גבוהה של סיכון היות שבמקרה של כישלון בקידוחי אקספלורציה והערכה עלולים כל כספי ההשקעה לרדת לטמיון. האמצעים והטכניקות הגיאולוגיים והגיאופיסיים אינם מספקים תחזית מדויקת על המיקום, הצורה, המאפיינים או הגודל של מאגרי נפט או גז, ולפיכך קביעת יעדי החיפוש וההערכות לגבי גודל המאגרים הקיימים והמשאבים בהם מתבססים במידה רבה על נתונים חלקיים או משוערים ועל הנחות שלא הוכחו. לא ניתן להבטיח כי יתגלו כתוצאה מפעולות חיפושים אלו נפט או גז בכלל או כאלה שיהיו ניתנים להפקה ולניצול מסחריים.

18.9. כדאיות כלכלית וסיכון בפיתוח והפקה במקרה של תגלית:

במקרה של תגלית, תהליך קבלת ההחלטה אם יש מקום לביצוע השקעה בפיתוח שדה ובהפקה מסחרית שלו ופעולות ביניים שעד להפקה המסחרית וכן ביצוע הפיתוח וההפקה המסחרית (אם יוחלט שיש להם מקום) עשויים להימשך תקופות ארוכות ולהיות כרוכים בהוצאות כספיות ניכרות. הכדאיות הכלכלית בפיתוח שדה ובהפקה מסחרית שלו תלויה במכלול גורמים, ובהם מחירי השוק של הנפט או הגז, מיקום הנכס, סוג הנפט ואיכותו והנגישות לתשתיות טיפול, הפקה והולכה קיימות. תיתכנה תגליות שלא תהיינה מסחריות ושלא תשאנה תשואה מספקת בגין עלויות ההשקעה הנדרשות לשם פיתוחן.

18.10. גלישה של מאגרים:

יתכן שמאגרי נפט או גז טבעי בשטחים בהם לשותפות יש זכויות גולשים (מבחינת המבנה הגיאולוגי של המאגר והיקפו) לשטחים אחרים בהם אין לשותפות זכויות. במקרה בו המאגר גולש לשטחים אשר לצדדים אחרים זכויות בהם, יתכן ויהיה צורך להגיע להסכמים בדבר ניצול והפקה משותפת מהמאגר, על-מנת להגיע לניצול יעיל של עתודות הנפט או הגז הטבעי.

18.11. עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד:

עלויות משוערות ולוחות זמנים משוערים לביצוע פעולות חיפושים ופיתוח מבוססות על אומדנים בלבד ועלולות להיות בהן סטיות ניכרות. תכניות החיפושים והפיתוח עלולות להשתנות במידה משמעותית בעקבות ממצאים שיתקבלו במהלך ביצוע אותן פעולות ולגרום לחריגות ניכרות בלוחות הזמנים ובעלויות המשוערות של אותן פעולות.

תקלות תוך כדי פעולות חיפוש ופיתוח וכן גורמים אחרים, כדוגמת עליה במחירי הסחורות המשמשות לפעולות חיפוש ופיתוח נכסי הנפט, עלולים לגרום לעיכובים משמעותיים ולגידול בהוצאות מעבר לתקציב המתוכנן. לפיכך, ייתכן כי ההוצאות שתידרשנה בפועל לשם השלמת פעולות החיפושים והפיתוח תהיינה גבוהות בהרבה מהעלויות שתוכננו לפעולות אלה.

18.12. אפשרות של היעדר אמצעים וחילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה:

יתכן שפעולות פיתוח או חיפושים תהיינה כרוכות בהוצאות כספיות אשר לשותפות לא יהיו אמצעים לכסותן.

לצורך קידום תכניות פיתוח עתידיות של מאגרים, ככל שיוחלט על ביצועם, תזדקק השותפות למקורות כספיים משמעותיים נוספים ועל כן סביר שיהיה על השותפות לגייס הון או מימון, לרבות באמצעות גיוס עתידי של חוב בנקאי או גיוס אג"ח פרטי או ציבורי. גיוס מימון עלול להיתקל בקשיים, במיוחד במקרה של משבר כלכלי המתבטא בצמצום של מקורות האשראי הזמין ובהחמרת דרישות הגופים המממנים להעמדת המימון. כמו כן, במקרה של החמרות רגולטוריות שינבעו ממעבר גלובלי לכלכלה דלת פחמן, גופים מממנים עשויים להידרש להגביר את הפיקוח וההפחתה של סיכוני האקלים על ידי הגופים הלווים, דבר העשוי להקשות על גיוס מימון עתידי לפרויקטים בתחום הנפט והגז.

על פי הסכמי התפעול המשותף בנכסי השותפות, אי תשלום במועד של חלק השותפות בהוצאות הפעולות בנכסי הנפט מהווה הפרה העלולה להביא לדילול או אובדן הזכויות של השותפות בחלק מהזכויות בנכס/י הנפט אשר הסכם התפעול חל עליהם.

בנוסף, בשל אחריותו של כל צד להסכם התפעול המשותף לשלם במועד את חלקו היחסי, במצב בו צדדים אחרים לא שילמו סכומים שאמורים היו לשלם תוך כדי הפרת ההסכם, עלולה השותפות להידרש להשקעת סכומים העולים באופן ניכר על חלקה היחסי בהתאם לשיעור השתתפותה בנכס/י הנפט שלגביו/הם בוצעה ההפרה, ואם לא תעמוד בתשלום זה במועד - תסתכן באובדן כל זכויותיה בנכס/ים אלו. בשל עלותם הגבוהה במיוחד של הוצאות אקספלורציה ופיתוח בנכסי מים עמוקים, עלולות החריגות (הן הצפויות והן הבלתי צפויות) להביא לידי כך שהשותפות לא תוכל לעמוד בהתחייבויותיה הכספיות ועקב כך תאבד את זכויותיה.

יתר על כן, אם השותפות לא תעמוד בתנאי אגרות החוב שהנפיקה או בתנאי המימון שהועמד לה, באופן שיצדיק מימוש שעבודים, הדבר עלול להביא לדילול או אובדן הזכויות של השותפות בנכסי הנפט הרלוונטיים.

18.13. תלות במזג אוויר ובתנאי ים:

תנאי ים סוערים, הוריקנים, שיטפונות ומזג אוויר בלתי מתאים עלולים לגרום להפסקת ההפקה, לנזקים שונים למתקנים ולתשתיות, לפגיעה ביכולת השינוע הימי ולדחיות בלוחות הזמנים לביצוע פעולות פיתוח. שינויי האקלים הגלובליים עלולים להחמיר סיכונים אלה, להגביר את תדירותם ועוצמתם של אירועי מזג אוויר קיצוניים, ולהוביל לתנאי ים קשים יותר מהצפוי. תיקון/החלפת המתקנים וכן דחיית לוחות הזמנים לביצוע פעולות פיתוח עלולים לייקר את העלויות הצפויות.

18.14. תלות בתשתיות טיפול הפקה והובלה לצורך שיווק נפט:

במקרה של תגלית מסחרית, יכולתה של השותפות לשווק נפט וגז מנכסי הנפט שלה עשויה להיות תלויה בזמינות, בקרבה ובקיבולת של מתקני טיפול והפקה של נפט וכן של צינורות להובלת נפט וגז, הנמצאים בבעלות של צדדים שלישיים ואינם בשליטת השותפות. כך לדוגמא, ביחס לפרויקט בקסקין אשר הנפט המופק ממנו מוזרם לפלטפורמת הטיפול הצפה Lucius Occidental-Oxy, המופעלת על ידי Occidental-Oxy.

יצוין, כי תלות בתשתיות כאמור עשויה להשפיע על כדאיות הפיתוח של נכסים מסוימים, זאת לצד משתנים נוספים כדוגמת הרעה משמעותית בנטל המסים, רגולציה מכבידה או ירידה במחירי הנפט והגז.

18.15. סיכונים סייבר ואבטחת מידע:

השותפים בנכסי הנפט של השותפות, לרבות השותפות והמפעילות בהם (במישרין ובאמצעות קבלני משנה) נסמכים על מערכות מידע בפעילותם. בין היתר, נעשה שימוש במערכות מחשב מחוברות רשת לטובת תפעול ושליטה על קידוחים, מערכות הפקה, הולכה וכיוצא"ב.

תקלות במערכות המידע וכשלים באבטחת המידע, לרבות על ידי פריצה למערכות הרלוונטיות לנכסי הנפט של השותפות, עלולים לגרום לשיבוש ופגיעה במידע ובתפעול השוטף של המערכות התומכות בפעילות העסקית, לרבות שיבוש ואובדן מידע, ולהסב עלויות בגין שיקום מערכות המידע.

לשותפות אין גישה למערכות המחשוב של המפעילות בנכסי הנפט שלה. למיטב ידיעת השותפות, ביחס למתקני הפקה של צדדים שלישיים, המפעילות ערוכות מבחינת סייבר ואבטחת מערכות מידע בהתאם לסטנדרט המקובל בתעשייה.

השותפות אימצה נוהל אבטחת מידע המעגן את העקרונות על פיהם פועלת השותפות בהקשר זה ומינתה את סמנכ"לית הכספים כאשת הקשר בעניין מערכות המידע של השותפות. השותפות פועלת ליישום הנוהל באמצעות רכש אמצעים טכנולוגיים לפי המלצת מומחי תוכן עמם היא מתקשרת, והנחיית כלל העובדים והספקים הרלוונטיים להתנהלות נאותה מול סיכונים סייבר.

18.16. ריכוז גיאוגרפי של נכסי נפט בארה"ב:

נכסי נפט רבים של השותפות מרוכזים במים של מפרץ אמריקה וביבשה בשטחי מדינת טקסס. לפיכך, לשותפות חשיפה גבוהה יחסית לאירועי טבע באזור זה (סופות, רעידות אדמה, שיטפונות וכיוצ"ב).

18.17. כפיפות פעילות השותפות לרגולציה וסיכוני ציות:

פעילות השותפות בארה"ב ובאיי פוקלנד כפופה לרגולציה מורכבת ומשתנה תכופות, כגון תלות בקבלת היתרים ואישורים לפעילות, חוקים ותקנות שעניינן מניעת שחיתות, תחרות והגבלים עסקיים, הלבנת הון, הגבלות יצוא-יבוא, מגבלות על הפקה, איכות הסביבה ומיסוי. אי ציות לחוקים ולתקנות אלה על ידי השותפות, חברות הבת של השותפות ו/או עובדיהן ו/או המפעילות עלול לגרור הטלת סנקציות ו/או קנסות פליליים או אזרחיים כבדים. כמו כן, שינויים ברגולציה סביבתית עלולים להטיל על השותפות ו/או חברות הבת הוצאות משמעותיות נוספות בפעילותה לשם יישום הוראות החוק. לפרטים נוספים אודות הסיכונים בשינויי רגולציה אפשריים באיי פוקלנד ראו סעיף 8.15 לעיל.

18.18. פרויקטים בפיתוח:

בצידן של פעולות לפיתוח נכסי נפט וגז נוצרים מגוון סיכונים, כגון תאונות עבודה וקידוחי פיתוח שאינם תואמים את הציפיות והתפרצות נזלי פטרוליום אל הים או על פני הקרקע, העשויים להוות סיכון סביבתי וסיכון לחיי אדם. השותפות מסתמכת על מפעילות הפרויקטים, ובהיותה מפעילה בעצמה, היא מסתמכת על קבלנים, ציוד וכוח אדם במסגרת פעולות הפיתוח בנכסיה, והדבר עלול לגרום לאי וודאות בנוגע לזמינות הציוד וכוח האדם ו/או לעלויות הנדרשות לפעולות אלו. חריגה מעלויות הפיתוח עלולה לגרום לקשיים בעמידה בהתחייבויות פיננסיות ואף לאי עמידה בהן, להפרת הסכמים קיימים ובמקרים מסוימים לאבדן זכויות בנכסים.

18.19. היעדר אמצעים לצורך פיתוח והפקה והשתתפות בפעולות:

פיתוח תגליות מסחריות והפקתן מחייבות את השותפות להשקיע סכומים משמעותיים העלולים לעלות על הסכומים שבקופתה. סכומים אלה, במיוחד במקרה של פיתוח תגליות בים, הינם גבוהים ביותר. אף שבמקרה של תגלית מסחרית יש בידי השותפות נכס בעל ערך, אין כל בטחון כי שעבודו של נכס זה יספיק על-מנת שהשותפות תוכל להשיג מימון לצורך הפיתוח וההפקה.

18.20. ביטול או פקיעה של זכויות ונכסי נפט:

זכויות הנפט של השותפות ניתנות לתקופה קצובה ותוקפן מותנה במילוי התחייבויות במועדים הקבועים בתנאי הרישיון. במקרה של אי מילוי התנאים, תבוטל זכות הנפט. הארכת תוקפה של זכות נפט, אם הדבר אפשרי תחת החקיקה הרלוונטית, הינה לרוב בשיקול דעת הרשויות המוסמכות הרשאיות לסרב להאריכה, לצמצם את זכות הנפט ולהתנות בתנאים נוספים. העדר ציוד או כח אדם עלולים לייקר או אף לסכל את מילוי התנאים לפיהם ניתנה זכות הנפט או למנוע או לצמצם את הארכתה או להביא לפקיעתה. אי עמידה בתנאים החלים על זכויות הנפט עלולה להביא לאובדן הזכויות ולמחיקת שווי הנכס.

18.21. זכות דעה של מיעוט:

בפעילות חיפושי נפט ופיתוח עם משתתפים אחרים, השותפות עשויה להחזיק באחוז השתתפות שאינו מאפשר קבלת החלטות באופן עצמאי. מאחר שההחלטות מתקבלות בדרך כלל ברוב דעות (בשיעור המוגדר בהסכמי התפעול המשותף), במקרים אלו, לא תמיד תוכל השותפות לגרום לקבלת החלטות הרצויות לה ו/או למנוע קבלת החלטות שאינן לרוחה.

18.22. תלות במפעילה:

בפעילות חיפוש עם שותפים אחרים, במקרים בהם השותפות אינה המפעילה, היא מסתמכת במידה רבה על המפעילות של נכסי הנפט השונים וזאת הן לאור הוראות הסכמי התפעול המשותף, והן כפועל יוצא מהניסיון שהצטבר אצל המפעילות בביצוע פרויקטים בסדרי גודל דומים בנכסים אחרים. פרישת מפעילה מפרויקט או שינוי במעמדה באופן שתחדל מלהיות המפעילה עלולה לפגוע ביכולתם של יתר השותפים לעמוד בהתחייבויותיהם על פי תכנית העבודה של נכסי הנפט ועלולה להשפיע לרעה על לוחות הזמנים ועלויות החיפוש, הפיתוח וההפקה של הפרויקט. בנוסף, למספר קטן יחסית של חברות אנרגיה יש יכולת להיות מפעילה במים עמוקים.

18.23. תנודתיות בשער הדולר:

לשותפות נכון למועד הדוח שתי סדרות של אגרות חוב שקליות (סדרות ו' ו-ז') (שיתרתן בסמוך למועד אישור הדוח 470 ו-1,000 מיליון ש"ח ע.נ., בהתאמה). שינוי בשער החליפין של הדולר לעומת השקל תגדיל או תקטין את הוצאות המימון של השותפות בגין אגרות החוב האמורות ותגרור השפעה על תוצאות השותפות.

לפרטים אודות גורמי הסיכון בתחום פעילות פיתוח והפקת נפט וגז בארצות הברית ובתחום חיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בדרום מערב האוקיינוס האטלנטי ראו סעיפים 7.22 ו-8.15 לעיל.

בטבלה להלן מוצגים גורמי הסיכון שתוארו לעיל על-פי טיבם (סיכונים מקרו, סיכונים ענפיים וסיכונים מיוחדים לשותפות), אשר דורגו בהתאם להערכות השותף הכללי בשותפות, על-פי השפעתם על השותפות, השפעה גדולה, בינונית וקטנה:

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			
השפעה קטנה	השפעה בינונית	השפעה גדולה	
סיכוני מקרו			
		X	תנודתיות במחירי הנפט
	X		אינפלציה ועליית ריבית
	X		האטה כלכלית
	X		השפעת מלחמות, טרור ואירועים גיאופוליטיים עולמיים על שרשרת האספקה, זמינות ציוד וקבלנים ומעבר כלי שיט
סיכונים ענפיים			
	X		היעדר כיסוי ביטוחי
		X	סיכוני תפעול וסיכונים סביבתיים
		X	תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים
	X		סיכוני אקספלורציה והסתמכות על נתונים חלקיים ומשוערים
	X		כדאיות כלכלית וסיכון בפיתוח והפקה במקרה של תגלית
X			גלישה של מאגרים
	X		עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד
X			אפשרות של העדר אמצעים וחילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה
	X		תלות במזג אוויר ובתנאי ים
	X		תלות בתשתיות טיפול הפקה והובלה לצורך שיווק נפט
X			סיכוני סייבר ואבטחת מידע
סיכונים מיוחדים לשותפות			
	X		ריכוז גיאוגרפי של נכסי נפט בארה"ב
	X		כפיפות השותפות לרגולציה וסיכוני ציות
	X		פרויקטים בפיתוח
X			היעדר אמצעים לצורך פיתוח והפקה והשתתפות בפעולות
X			ביטול או פגיעה של זכויות ונכסי נפט
	X		זכות דעה של מיעוט
		X	תלות במפעילה
	X		תנודתיות בשער הדולר

מידת ההשפעה של גורמי הסיכון האמורים על פעילות השותפות הינה על סמך ההערכה בלבד וייתכן כי בפועל מידת ההשפעה תהיה שונה.

נספח מונחים מקצועיים

"אקספלורציה" - סך הפעולות הקשורות לחיפוש נפט וגז.

"מחזיקי יחידות השתתפות" - מי שרשומים בפנקס בעלי יחידות ההשתתפות כבעלים של יחידות ההשתתפות.

"הידרוקרבונים" - פחמימנים; שם כולל לנפט וגז שהם תרכובות המורכבות מפחמן ומימן.

"זכות השתתפות" (WORKING INTEREST) - אינטרס בנכס נפט המעניק לבעליו את הזכות להשתתף, באופן יחסי לחלקו, בניצול נכס הנפט למטרת חיפוש נפט, פיתוח והפקת נפט בכפוף להשתתפותו בחלק יחסי מההוצאות הכרוכות בכך שהייתה, לאחר רכישת זכות ההשתתפות.

"חיפוש נפט" -

(1) קדיחת נסיון;

(2) כל פעולה אחרת לחיפוש נפט, לרבות בדיקות וניסויים גיאולוגיים, גיאופיזיים, גיאוכימיים ודומיהם, וכן קדיחות להשגת ידיעות גיאולוגיות בלבד.

"כמויות מסחריות" - כמויות מספיקות של נפט המאפשרות להפיקו על בסיס מסחרי.

"לוגים" - בדיקות המבוצעות במהלך הקידוח או לאחריו לרישום רצוף של תכונות הסלעים ותכולתם, ומטרתן לאתר את השכבות הפוטנציאליות שבהן עשויים להימצא מאגרי נפט ו/או גז.

"מערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS)" - "Petroroleum Resources Management System", (2018) כפי שפורסמה על ידי איגוד מהנדסי הפטרולים (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרולים (AAPG), המועצה העולמית לפטרולים (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרולים (SPEE), וכפי שתתוקן מעת לעת.

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

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

"סקר סייסמי" - שיטה המאפשרת (ביבשה או בים) הדמיה של תת הקרקע ואיתור המבנים הגיאולוגיים. הסקר מבוצע על ידי החדרת גלים סייסמיים לתת הקרקע והחזרתם מהאופקים השונים המצויים בחתך שנבדק. כיום משתמשים בעיקר בסקרים דו-מימדיים (2D) וסקרים תלת מימדיים (3D). הסקרים הדו מימדיים, משמשים בעיקר להכרות ראשונית של תת הקרקע באזור הנסקר, ולאיתור כללי של מבנים העשויים לשמש מלכודות לנפט. הסקרים התלת מימדיים מבוצעים באזורים שאותרו כמבטיחים בסקרים הדו מימדיים (שעלותם גבוהה יותר מסקר דו מימדי והנתונים והתוצאות באיכות גבוהה יותר) והתמונה המתקבלת בהם היא מפורטת ומאפשרת, בין השאר, איתור מיקום אופטימאלי לביצוע קידוחים ולהערכה מדויקת יותר של גודל המבנה.

"פטרוליום (Petroleum)" ; "משאבים פרוספקטיביים (Prospective Resources)" ; "נתגלה (Discovered)" ; "תגלית (Discovery)" ; "עתודות (Reserves)" ; "משאבים מותנים (Contingent Resources)" ; "עתודות מוכחות (Proved reserves)" ; "עתודות צפויות (Probable Reserves)" ; "אפשריות (Possible Reserves)" ; "אומדן כמויות נמוך (Low Estimate)" ; "אומדן כמויות הטוב ביותר (Best Estimate)" ; "אומדן כמויות גבוה (High Estimate)" ; "משאבים מותנים בקטגוריית 1C,2C,3C" ; "1C,2C,3C" ; "בהפקה (On Production)" ; "אושר לפיתוח (Approved for Development)" ; "מוצדק לפיתוח (Justified for Development)" ; "הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending)" ; "תכנית פיתוח הושעתה או בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי (Development Unclarified or)" ; "on Hold" ; "נטישת באר (Well Abandonment)" ; "פיתוח אינו מעשי (Development not Viable)" ; "קונדנסט (Condensate)" ; "קידוח יבש (Dry Hole)" ; "עתודות בקטגוריית 1P/2P/3P" –

כמשמעות מונחים אלה במערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

"פיתוח" - קידוחו וציודו של שטח נכס נפט כדי לקבוע את כושר תפוקתו, להפיק ממנו נפט ולשווקו.

"קדיחת נסיון" - קדיחת בארות נסיון לשם מציאת נפט או לשם קביעת גודלו או גבולותיו של שדה נפט.

"קידוח אימות" (Confirmation Well) - קידוח שמטרתו לאמת קיום מאגר נפט שהתגלה ע"י קידוח התגלית, ואישוש מסקנות מבחני ההפקה שבוצעו בקידוח התגלית.

"קידוח הערכה" (Appraisal Well) - קידוח המבוצע כחלק מתכנית קידוחי הערכה אשר מטרתו לקבוע את עתודות הנפט ו/או הגז וקצב ההפקה הסביר של שדה.

"עתודות מוכחות, מפותחות ומפיקות" - עתודות מוכחות המופקות באמצעות קידוחי פיתוח והפקה.

"עתודות מוכחות, מפותחות ולא מפיקות" - עתודות מוכחות במאגרים המצויים בשדה מפיק, אשר טרם הוחל בהפקה מסחרית שלהן. קידוחי הפיתוח וההפקה מפיקים ממאגרים אחרים באותו שדה, ואולם העתודות הנ"ל מצויות במאגרים הסגורים על ידי צינורות הדיפון (Closed Behind Pipe). עם הידלדלות המאגרים המפיקים ייפתחו המאגרים הסגורים מאחורי הצינורות.

"עתודות מוכחות ולא מפותחות" - עתודות מוכחות המצויות במאגרים, בהם עדיין אין קידוחי פיתוח המצויים בהמשך או בסמוך למאגרים בהם יש עתודות מוכחות, מפותחות ומפיקות.

"רישיון" - אישור שניתן מכוח חוק ה-OCSLA האמריקאי לבצע חיפושים, פיתוח והפקה של מינרלים.

"שדה נפט" - קרקע על שכבותיה הגיאולוגיות שיש מתחתיה בידוע מאגר(י) נפט שניתן להפיק ממנו(הם) נפט בכמויות מסחריות.

"BCF" - מיליארד רגל מעוקב שהם 0.001 TCF או כ- 0.0283 BCM.

"BCM" - מיליארד מטר מעוקב (Billion Cubic Meter).

"Mmcf/D" - מיליון רגל מעוקב ליום.

"TCF" - טריליון רגל מעוקב (Trillion Cubic Feet) שהם 1,000 BCF או כ- 28.32 BCM.

"MMCF" - מיליון רגל מעוקב (Million Cubic Feet) שהם 0.001 BCF או כ- 0.00003 BCM.

"MMBOE" - הצגת כל המשאבים, לרבות משאבי הגז, במונחי כמויות של מליוני חביות נפט, ובהנחת יחס יחידות גז לחביות נפט של $6 \text{ BOE} = \text{MCF}$.

March 17, 2026

Navitas Petroleum Limited Partnership
12 Abba Eban Boulevard
Building D, 9th Floor
Herzliya 4672530
Israel

Ladies and Gentlemen:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) hereby grant permission to Navitas Petroleum Limited Partnership (the "Partnership") to use the following NSAI reports issued to the Partnership in public reports to be filed with the Israel Securities Authority and the Tel Aviv Stock Exchange (including by way of reference):

- The report dated March 17, 2026, which sets forth our estimates of the reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Partnership interest in certain oil and gas properties located in Brazoria, Fort Bend, and Harris Counties, Texas.
- The report dated March 17, 2026, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Partnership interest in certain oil and gas properties located in Buckskin Field, Keathley Canyon Blocks 785, 829, 830, and 872, federal waters in the Gulf of America. The March 17 report also sets forth our estimates of the contingent resources, as of December 31, 2025, to the Partnership working interest in these properties.
- The report dated March 17, 2026, which sets forth our estimates of the unrisks prospective resources, as of December 31, 2025, to the Potential Acquisition working interest in prospects located in Production License PL001, offshore Falkland Islands.
- The report dated March 17, 2026, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Partnership interest in certain oil and gas properties located in Monument Field, Walker Ridge Blocks 271, 272, 315, and 316, federal waters in the Gulf of America. The March 17 report also sets forth our estimates of the unrisks prospective resources, as of December 31, 2025, to the Partnership working interest in certain prospects located in Monument Field.
- The report dated March 17, 2026, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Partnership interest in certain oil and gas properties located in Neches Field, Anderson and Cherokee Counties, Texas.
- The report dated March 17, 2026, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Partnership interest in certain oil and gas properties located in Shenandoah Field, Walker Ridge Blocks 51 and 52, federal waters in the Gulf of America.
- The report dated March 17, 2026, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Partnership interest in certain oil and gas properties located in Shenandoah South Field, Walker Ridge Block 95, federal waters in the Gulf of America.

- The report dated February 27, 2026, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Partnership interest in certain oil and gas properties located in Sea Lion Field, offshore Falkland Islands. The February 27 report also sets forth our estimates of unrisksed contingent resources and cash flow, as of December 31, 2025, to the Partnership interest in Sea Lion Field and the unrisksed prospective resources, as of December 31, 2025, to the Partnership working interest in certain prospects located in Sea Lion Field.

As of the date hereof, nothing has come to our attention regarding Sea Lion Field that could cause us to make any revisions to our February 27 report. It is our opinion that there are no material changes to the production profile for each category or the reserves, unrisksed contingent resources, and unrisksed prospective resources referenced in our February 27 Sea Lion Field report.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

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

JRC:LFG

March 17, 2026

Navitas Petroleum Limited Partnership
12 Abba Eban Boulevard
Building D, 9th Floor
Herzliya 4672530
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Navitas Petroleum Limited Partnership (Navitas Petroleum) interest in certain oil and gas properties located in Shenandoah Field, Walker Ridge Blocks 51 and 52, federal waters in the Gulf of America. It is our understanding that Navitas Petroleum owns an indirect working interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Navitas Petroleum, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. 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 Navitas Petroleum'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, with the exception of the exclusion of future income taxes. It is our understanding that this report will also be used by auditors of Navitas Petroleum as part of their audit procedures.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the Navitas Petroleum working interest reserves for Shenandoah Field, as of December 31, 2025, to be:

Category	Gross (100%) Reserves		Working Interest Reserves		
	Oil (MBBL)	Gas (MMCF)	Oil (MBBL)	NGL (MBBL)	Gas (MMCF)
Proved (1P)	158,019.7	174,240.3	77,429.7	13,138.2	63,777.2
Probable	177,080.8	201,816.4	86,769.6	15,217.5	73,870.8
Proved + Probable (2P)	335,100.5	376,056.7	164,199.3	28,355.7	137,648.0
Possible	209,628.9	237,241.5	102,718.2	17,888.6	86,837.5
Proved + Probable + Possible (3P)	544,729.4	613,298.2	266,917.4	46,244.3	224,485.5

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue before income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Navitas Petroleum interest in Shenandoah Field, as of December 31, 2025, to be:

Category	Future Net Revenue Before Income Taxes (M\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	3,218,694.7	2,745,255.6	2,384,859.1	2,104,885.1	1,883,092.6
Probable	3,910,983.5	2,620,895.6	1,885,941.2	1,430,523.7	1,128,033.8
Proved + Probable (2P)	7,129,678.2	5,366,151.2	4,270,800.3	3,535,408.7	3,011,126.5
Possible	5,375,282.5	2,579,952.9	1,465,614.2	934,344.9	643,721.3
Proved + Probable + Possible (3P)	12,504,960.7	7,946,104.1	5,736,414.5	4,469,753.7	3,654,847.8

Totals may not add because of rounding.

The oil volumes shown include crude oil only. Oil and natural gas liquids (NGL) volumes are expressed in thousands of barrels (MBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Gas volumes are expressed in millions of cubic feet (MMCF) at standard temperature and pressure bases. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or thousands of United States dollars (M\$). For reference, the December 31, 2025, exchange rate was 3.19 New Israeli Shekels per United States dollar.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves are inclusive of proved developed producing and proved undeveloped reserves. Our study indicates that as of December 31, 2025, there are no proved developed non-producing reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated.

Working interest revenue shown in this report is Navitas Petroleum's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions and, as requested, includes the revenue associated with production handling agreement (PHA) fees from Monument and Shenandoah South Fields expected to be paid to Navitas Petroleum. For the purposes of this report, we have calculated these PHA fees using our forecasts of the gross (100 percent) oil, gas, and water volumes for Monument and Shenandoah South Fields, as estimated for Navitas Petroleum, a working interest owner in these fields. Future net revenue is after deductions for Navitas Petroleum's share of royalties, capital costs, abandonment costs, and operating expenses but before consideration of any income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category.

As requested, this report has been prepared using oil, NGL, and gas price parameters specified by Navitas Petroleum. Oil and NGL prices are based on NYMEX West Texas Intermediate prices and are adjusted for quality and market differentials. Gas prices are based on NYMEX Henry Hub prices and are adjusted for energy content and market differentials. All prices, before adjustments, are shown in the following table:

Period Ending	Oil/NGL Price (\$/Barrel)	Gas Price (\$/MMBTU)
12-31-2026	59.13	3.93
12-31-2027	62.12	3.87
12-31-2028	65.07	3.81
Thereafter	70.41	3.81

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Navitas Petroleum and data provided by Beacon Offshore Energy LLC (Beacon), the operator of the properties. These costs include transportation fees, the overhead expenses allowed under joint operating agreements, and other estimates of costs to be incurred at and below the district and field levels. Operating costs have been divided into field-level costs, per-well costs, and per-unit-of-production costs. Economic projections have been included to account for Navitas Petroleum's share of the fees associated with Beacon's minimum volume commitments. Since all properties are nonoperated, headquarters general and administrative overhead expenses are not included. As requested, operating costs are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Beacon and are based on authorizations for expenditure, actual costs from recent activity, and internal planning budgets. Capital costs are included as required for facilities, a subsea pump, well sidetracks, new development wells, and production equipment. Based on our understanding of Beacon's future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Beacon's estimates of the costs to abandon the wells, platform, and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

The reserves shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of proved plus probable plus possible reserves. Estimates of reserves may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by Beacon, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the reserves, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If the reserves are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received for the reserves, and costs incurred in recovering such reserves may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves in this report have been estimated using deterministic 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 performance analysis, volumetric analysis, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate reserves in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. A substantial portion of these reserves are for undeveloped locations and producing wells that lack sufficient production history upon which performance-related estimates of reserves can be based; such reserves are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. 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.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2025, by Mr. Amit Kornhauser, Chief Executive Officer of Navitas Petroleum, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Navitas Petroleum, Beacon, 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 titles to the properties 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 properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Navitas Petroleum.

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. Edward C. Roy III. Mr. Cliver is a Senior Vice President and Mr. Roy 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. Roy is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 2364). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2008 and has over 11 years of prior industry experience.

Sincerely,

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

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

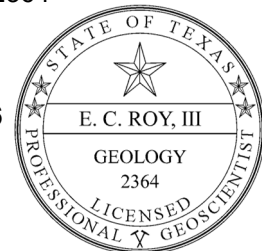
By: *John R. Cliver*
John R. Cliver, P.E. 107216
Senior Vice President



Date Signed: March 17, 2026

JRC:LFG

By: *Edward C. Roy III*
Edward C. Roy III, P.G. 2364
Vice President



Date Signed: March 17, 2026

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.

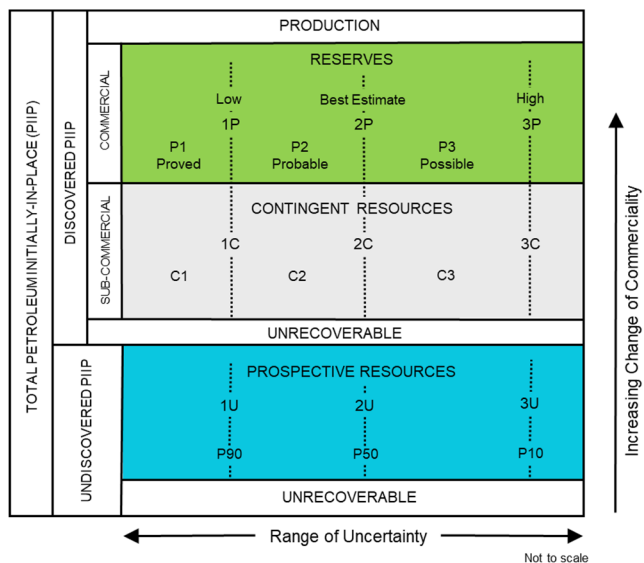


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

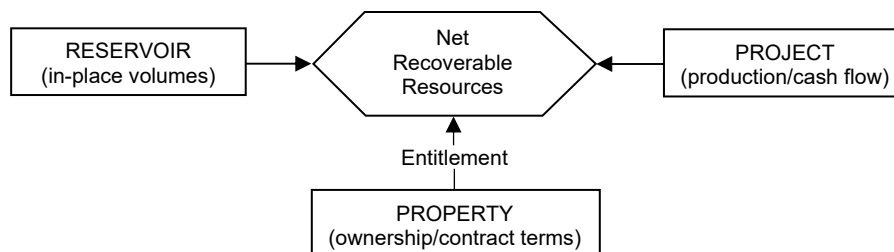


Figure 1.2—Resources evaluation

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, Analog). 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.	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. 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. 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. 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.
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	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. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
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.	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. The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.

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.	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). 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.
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.	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. 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.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	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. 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.
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.	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. 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.
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	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. 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.

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.	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. 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. 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. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: 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. 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.
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.	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. 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. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

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.	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. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved 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. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	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. 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. 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. 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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
SHENANDOAH FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 51 AND 52, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	940,227.1	47,609.6	47,723.2	1,035,560.2	244,853.3	91,555.6	0.0	107,840.1
12-31-2027	887,230.1	44,572.1	43,449.4	975,301.6	225,739.5	175,169.3	0.0	96,496.8
12-31-2028	767,967.6	38,890.7	36,450.8	843,468.8	193,184.0	125,495.3	0.0	84,416.6
12-31-2029	795,008.7	41,017.0	35,971.6	872,364.6	199,128.2	9,232.6	0.0	82,973.2
12-31-2030	542,493.3	27,345.5	25,328.6	595,867.6	132,579.7	3,798.5	0.0	65,749.7
12-31-2031	361,616.6	17,803.1	17,364.6	397,666.3	86,281.7	0.0	0.0	53,183.4
12-31-2032	245,353.6	12,021.8	11,857.8	270,290.7	58,167.0	0.0	0.0	44,883.7
12-31-2033	169,758.3	8,348.3	8,190.9	187,371.1	40,293.7	0.0	0.0	35,785.9
12-31-2034	112,200.5	5,502.9	5,426.3	124,086.5	26,522.3	68,600.0	0.0	27,302.8
12-31-2035	220,631.0	11,847.3	10,257.5	243,463.2	55,699.3	39,200.0	0.0	33,841.3
12-31-2036	150,403.4	8,114.5	7,044.9	166,170.7	37,915.2	0.0	0.0	27,151.2
12-31-2037	70,826.2	3,745.3	3,380.4	78,488.0	17,489.6	0.0	0.0	19,438.5
12-31-2038	37,659.6	1,944.5	1,833.0	41,901.8	9,080.3	0.0	0.0	16,873.7
12-31-2039	14,019.4	708.8	693.5	15,661.4	3,310.1	0.0	0.0	9,251.6
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	80,484.1	0.0
Subtotal	5,315,395.6	269,471.4	254,972.4	5,847,662.5	1,330,243.9	513,051.4	80,484.1	705,188.4
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	5,315,395.6	269,471.4	254,972.4	5,847,662.5	1,330,243.9	513,051.4	80,484.1	705,188.4

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	591,311.2	0.0	0.0	591,311.2	577,324.9	564,403.6	552,421.7	541,273.1
12-31-2027	477,896.0	0.0	0.0	477,896.0	443,236.2	412,610.8	385,392.9	361,075.1
12-31-2028	440,372.9	0.0	0.0	440,372.9	391,528.5	350,055.8	314,574.7	284,008.9
12-31-2029	581,030.6	0.0	0.0	581,030.6	490,545.6	417,502.6	357,951.0	308,957.3
12-31-2030	393,739.7	0.0	0.0	393,739.7	316,660.7	257,312.3	211,060.0	174,614.4
12-31-2031	258,201.2	0.0	0.0	258,201.2	197,795.5	153,440.0	120,402.5	95,472.9
12-31-2032	167,239.9	0.0	0.0	167,239.9	122,012.8	90,348.5	67,812.4	51,530.9
12-31-2033	111,291.5	0.0	0.0	111,291.5	77,306.6	54,627.7	39,209.0	28,546.7
12-31-2034	1,661.4	0.0	0.0	1,661.4	2,088.3	2,037.2	1,806.3	1,529.6
12-31-2035	114,722.6	0.0	0.0	114,722.6	71,436.5	45,471.5	29,529.5	19,531.2
12-31-2036	101,104.4	0.0	0.0	101,104.4	60,779.9	37,420.6	23,544.9	15,111.6
12-31-2037	41,559.9	0.0	0.0	41,559.9	23,800.4	13,990.6	8,422.0	5,181.3
12-31-2038	15,947.7	0.0	0.0	15,947.7	8,704.6	4,887.7	2,816.3	1,661.5
12-31-2039	3,099.8	0.0	0.0	3,099.8	1,624.7	877.6	487.3	277.4
12-31-2040	-80,484.1	0.0	0.0	-80,484.1	-39,589.7	-20,127.6	-10,545.4	-5,679.1
Subtotal	3,218,694.7	0.0	0.0	3,218,694.7	2,745,255.6	2,384,859.1	2,104,885.1	1,883,092.6
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	3,218,694.7	0.0	0.0	3,218,694.7	2,745,255.6	2,384,859.1	2,104,885.1	1,883,092.6

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
SHENANDOAH FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 51 AND 52, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	31,697.9	1,593.7	1,599.8	34,891.1	8,244.4	0.0	0.0	2,678.9
12-31-2027	227,784.9	11,465.8	10,964.8	250,184.8	58,786.1	1,227.5	0.0	18,253.2
12-31-2028	336,269.7	17,133.0	15,550.3	368,943.1	86,262.3	12,493.8	0.0	25,697.8
12-31-2029	492,780.3	25,830.1	21,762.5	540,274.2	126,096.9	180,430.1	0.0	35,740.0
12-31-2030	637,994.5	33,994.9	28,729.3	700,585.8	163,225.0	9,264.5	0.0	48,631.0
12-31-2031	630,724.6	33,421.5	28,806.6	693,221.9	159,639.3	141,242.5	0.0	49,591.6
12-31-2032	577,703.8	30,459.7	26,756.0	635,375.5	145,033.8	0.0	0.0	46,056.4
12-31-2033	464,365.3	24,374.1	21,646.0	511,413.6	115,980.4	0.0	0.0	39,799.5
12-31-2034	346,851.2	18,151.3	16,190.3	382,676.9	86,434.5	-68,600.0	0.0	33,978.6
12-31-2035	104,629.1	4,835.1	5,106.2	116,306.6	24,004.3	-39,200.0	0.0	18,319.7
12-31-2036	81,158.4	3,692.8	3,942.9	90,525.4	18,522.1	0.0	0.0	20,116.4
12-31-2037	90,104.7	4,390.3	4,323.5	100,439.1	21,388.6	0.0	0.0	20,712.7
12-31-2038	69,502.4	3,428.1	3,362.9	77,565.5	16,521.7	0.0	0.0	16,207.4
12-31-2039	60,471.0	3,036.8	2,915.5	67,535.0	14,525.3	68,600.0	0.0	20,311.7
12-31-2040	254,104.3	13,840.0	11,788.6	281,014.9	64,755.8	147,000.0	-80,484.1	43,246.4
Subtotal	4,406,142.0	229,647.2	203,445.1	4,850,953.3	1,109,420.4	452,458.3	-80,484.1	439,341.3
Remaining	1,814,969.9	100,337.8	83,343.6	2,004,209.7	468,549.7	90,650.0	108,130.9	356,113.0
Total	6,221,112.0	329,985.0	286,788.7	6,855,162.9	1,577,970.1	543,108.3	27,646.8	795,454.2

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	23,967.8	0.0	0.0	23,967.8	23,284.9	22,656.3	22,075.5	21,536.8
12-31-2027	171,918.0	0.0	0.0	171,918.0	159,033.1	147,670.6	137,591.9	128,603.8
12-31-2028	244,489.2	0.0	0.0	244,489.2	216,447.1	192,747.6	172,560.3	155,241.4
12-31-2029	198,007.3	0.0	0.0	198,007.3	165,133.6	138,911.8	117,776.1	100,576.7
12-31-2030	479,465.4	0.0	0.0	479,465.4	384,995.0	312,368.7	255,852.6	211,382.4
12-31-2031	342,748.6	0.0	0.0	342,748.6	261,027.6	201,369.9	157,180.6	124,011.7
12-31-2032	444,285.3	0.0	0.0	444,285.3	323,844.8	239,596.8	179,686.4	136,437.8
12-31-2033	355,633.7	0.0	0.0	355,633.7	246,946.5	174,442.3	125,165.2	91,099.8
12-31-2034	330,863.8	0.0	0.0	330,863.8	217,901.0	146,353.2	100,072.6	69,555.8
12-31-2035	113,182.5	0.0	0.0	113,182.5	72,173.9	47,004.4	31,205.9	21,084.3
12-31-2036	51,887.0	0.0	0.0	51,887.0	31,038.8	19,020.0	11,913.6	7,613.5
12-31-2037	58,337.8	0.0	0.0	58,337.8	33,310.2	19,525.7	11,722.4	7,193.3
12-31-2038	44,836.4	0.0	0.0	44,836.4	24,400.2	13,662.4	7,851.1	4,620.0
12-31-2039	-35,902.0	0.0	0.0	-35,902.0	-17,863.4	-9,172.9	-4,847.6	-2,629.9
12-31-2040	106,496.8	0.0	0.0	106,496.8	52,218.8	26,467.6	13,826.7	7,425.3
Subtotal	2,930,217.4	0.0	0.0	2,930,217.4	2,193,892.2	1,692,624.5	1,339,633.2	1,083,752.9
Remaining	980,766.1	0.0	0.0	980,766.1	427,003.4	193,316.7	90,890.4	44,280.9
Total	3,910,983.5	0.0	0.0	3,910,983.5	2,620,895.6	1,885,941.2	1,430,523.7	1,128,033.8

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2051.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
SHENANDOAH FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 51 AND 52, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	971,925.0	49,203.3	49,322.9	1,070,451.3	253,097.6	91,555.6	0.0	110,519.0
12-31-2027	1,115,015.0	56,038.0	54,414.2	1,225,486.4	284,525.6	176,396.8	0.0	114,750.0
12-31-2028	1,104,237.3	56,023.7	52,001.1	1,212,411.8	279,446.3	137,989.1	0.0	110,114.4
12-31-2029	1,287,789.0	66,847.1	57,734.1	1,412,638.8	325,225.1	189,662.7	0.0	118,713.2
12-31-2030	1,180,487.8	61,340.3	54,057.9	1,296,453.4	295,804.6	13,063.0	0.0	114,380.7
12-31-2031	992,341.2	51,224.6	46,171.2	1,090,888.2	245,921.0	141,242.5	0.0	102,775.0
12-31-2032	823,057.4	42,481.4	38,613.8	905,666.2	203,200.9	0.0	0.0	90,940.1
12-31-2033	634,123.7	32,722.4	29,836.8	698,784.7	156,274.1	0.0	0.0	75,585.3
12-31-2034	459,051.7	23,654.1	21,616.6	506,763.4	112,956.9	0.0	0.0	61,281.3
12-31-2035	325,260.1	16,682.4	15,363.6	359,769.8	79,703.6	0.0	0.0	52,161.1
12-31-2036	231,561.8	11,807.3	10,987.8	256,696.2	56,437.2	0.0	0.0	47,267.6
12-31-2037	160,930.9	8,135.6	7,703.9	178,927.0	38,878.2	0.0	0.0	40,151.2
12-31-2038	107,162.0	5,372.6	5,195.9	119,467.3	25,602.1	0.0	0.0	33,081.1
12-31-2039	74,490.4	3,745.7	3,609.1	83,196.4	17,835.4	68,600.0	0.0	29,563.3
12-31-2040	254,104.3	13,840.0	11,788.6	281,014.9	64,755.8	147,000.0	0.0	43,246.4
Subtotal	9,721,537.6	499,118.6	458,417.5	10,698,615.8	2,439,664.3	965,509.6	0.0	1,144,529.7
Remaining	1,814,969.9	100,337.8	83,343.6	2,004,209.7	468,549.7	90,650.0	108,130.9	356,113.0
Total	11,536,507.6	599,456.4	541,761.1	12,702,825.4	2,908,214.0	1,056,159.6	108,130.9	1,500,642.7

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	615,279.1	0.0	0.0	615,279.1	600,609.8	587,059.9	574,497.1	562,809.9
12-31-2027	649,814.0	0.0	0.0	649,814.0	602,269.3	560,281.5	522,984.8	489,678.9
12-31-2028	684,862.1	0.0	0.0	684,862.1	607,975.6	542,803.4	487,135.0	439,250.4
12-31-2029	779,037.9	0.0	0.0	779,037.9	655,679.2	556,414.4	475,727.2	409,534.1
12-31-2030	873,205.1	0.0	0.0	873,205.1	701,655.7	569,681.0	466,912.6	385,996.8
12-31-2031	600,949.8	0.0	0.0	600,949.8	458,823.1	354,809.9	277,583.1	219,484.6
12-31-2032	611,525.3	0.0	0.0	611,525.3	445,857.6	329,945.2	247,498.8	187,968.7
12-31-2033	466,925.2	0.0	0.0	466,925.2	324,253.2	229,070.0	164,374.2	119,646.5
12-31-2034	332,525.2	0.0	0.0	332,525.2	219,989.3	148,390.4	101,878.9	71,085.4
12-31-2035	227,905.1	0.0	0.0	227,905.1	143,610.4	92,475.9	60,735.4	40,615.5
12-31-2036	152,991.3	0.0	0.0	152,991.3	91,818.8	56,440.6	35,458.4	22,725.1
12-31-2037	99,897.7	0.0	0.0	99,897.7	57,110.6	33,516.2	20,144.4	12,374.6
12-31-2038	60,784.1	0.0	0.0	60,784.1	33,104.8	18,550.2	10,667.4	6,281.5
12-31-2039	-32,802.3	0.0	0.0	-32,802.3	-16,238.7	-8,295.3	-4,360.3	-2,352.5
12-31-2040	26,012.7	0.0	0.0	26,012.7	12,629.1	6,340.0	3,281.3	1,746.2
Subtotal	6,148,912.1	0.0	0.0	6,148,912.1	4,939,147.8	4,077,483.6	3,444,518.3	2,966,845.6
Remaining	980,766.1	0.0	0.0	980,766.1	427,003.4	193,316.7	90,890.4	44,280.9
Total	7,129,678.2	0.0	0.0	7,129,678.2	5,366,151.2	4,270,800.3	3,535,408.7	3,011,126.5

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2051.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
SHENANDOAH FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 51 AND 52, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	22,895.3	1,160.7	1,155.9	25,212.6	5,980.1	0.0	0.0	1,944.3
12-31-2027	41,340.2	2,091.9	1,893.6	45,460.2	11,123.0	278.9	0.0	3,436.5
12-31-2028	211,094.3	10,575.4	9,046.0	230,970.1	55,564.0	2,026.8	0.0	16,453.5
12-31-2029	2,515.9	-1,444.9	-1,398.7	3.8	776.7	-39,222.4	0.0	-109.9
12-31-2030	-23,070.3	-2,776.0	-2,345.1	-27,961.0	-6,247.0	-189.6	0.0	-2,116.6
12-31-2031	102,834.5	4,119.4	3,911.6	110,674.5	25,082.3	38,220.0	0.0	7,104.6
12-31-2032	256,159.9	12,698.1	11,192.3	279,742.9	64,292.4	0.0	0.0	18,828.7
12-31-2033	426,133.0	21,784.0	19,629.4	467,435.2	105,937.0	0.0	0.0	31,273.4
12-31-2034	461,865.3	23,708.7	21,576.8	507,308.3	114,226.4	0.0	0.0	33,784.1
12-31-2035	487,073.6	25,227.7	22,835.1	535,882.4	120,712.6	0.0	0.0	35,752.3
12-31-2036	502,211.5	26,308.7	23,492.2	553,259.8	125,242.4	0.0	0.0	37,336.6
12-31-2037	454,367.3	23,883.9	21,225.4	501,041.8	113,535.6	0.0	0.0	35,790.8
12-31-2038	400,954.8	21,075.3	18,728.8	442,725.1	100,170.6	0.0	0.0	34,969.3
12-31-2039	345,184.1	18,140.7	16,151.5	381,714.0	86,147.9	-68,600.0	0.0	32,031.4
12-31-2040	94,594.8	4,304.4	4,690.1	105,726.3	21,371.2	-147,000.0	0.0	13,056.6
Subtotal	3,786,154.1	190,858.0	171,784.9	4,159,196.0	943,915.4	-214,486.3	0.0	299,535.7
Remaining	3,665,997.6	199,490.3	169,794.9	4,052,515.6	934,626.4	215,600.0	0.0	657,237.9
Total	7,452,151.8	390,348.3	341,579.9	8,211,711.6	1,878,541.8	1,113.7	0.0	956,773.5

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	17,288.2	0.0	0.0	17,288.2	16,860.4	16,465.5	16,099.4	15,758.9
12-31-2027	30,621.8	0.0	0.0	30,621.8	28,275.1	26,210.4	24,382.9	22,756.5
12-31-2028	156,925.8	0.0	0.0	156,925.8	138,611.8	123,165.2	110,033.4	98,788.7
12-31-2029	38,559.4	0.0	0.0	38,559.4	33,121.6	28,644.7	24,927.4	21,816.6
12-31-2030	-19,407.8	0.0	0.0	-19,407.8	-15,861.9	-13,084.1	-10,884.2	-9,124.4
12-31-2031	40,267.5	0.0	0.0	40,267.5	30,478.1	23,372.4	18,138.3	14,230.6
12-31-2032	196,621.7	0.0	0.0	196,621.7	142,672.4	105,100.4	78,494.4	59,365.2
12-31-2033	330,224.7	0.0	0.0	330,224.7	228,902.5	161,426.9	115,642.2	84,040.5
12-31-2034	359,297.8	0.0	0.0	359,297.8	237,291.1	159,798.0	109,538.9	76,315.5
12-31-2035	379,417.5	0.0	0.0	379,417.5	238,662.8	153,426.2	100,604.7	67,174.5
12-31-2036	390,680.8	0.0	0.0	390,680.8	234,114.2	143,701.1	90,154.7	57,703.3
12-31-2037	351,715.3	0.0	0.0	351,715.3	200,811.6	117,704.0	70,661.2	43,358.1
12-31-2038	307,585.3	0.0	0.0	307,585.3	167,258.2	93,583.5	53,739.8	31,601.9
12-31-2039	332,134.7	0.0	0.0	332,134.7	171,305.8	91,138.2	49,876.7	28,010.1
12-31-2040	218,298.5	0.0	0.0	218,298.5	107,903.4	55,124.0	29,019.6	15,702.7
Subtotal	3,130,231.2	0.0	0.0	3,130,231.2	1,960,407.3	1,285,776.4	880,429.2	627,498.7
Remaining	2,245,051.3	0.0	0.0	2,245,051.3	619,545.6	179,837.7	53,915.8	16,222.6
Total	5,375,282.5	0.0	0.0	5,375,282.5	2,579,952.9	1,465,614.2	934,344.9	643,721.3

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2066.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
SHENANDOAH FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 51 AND 52, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

	Working Interest Revenue					Net Capital	Net Abandonment	Net Operating
Period Ending	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)	Royalties (M\$)	Costs (M\$)	Costs (M\$)	Expenses (M\$)
12-31-2026	994,820.4	50,364.0	50,478.9	1,095,663.9	259,077.8	91,555.6	0.0	112,463.2
12-31-2027	1,156,355.2	58,129.9	56,307.8	1,270,946.6	295,648.6	176,675.7	0.0	118,186.5
12-31-2028	1,315,331.6	66,599.1	61,047.1	1,443,381.9	335,010.3	140,015.8	0.0	126,567.9
12-31-2029	1,290,304.9	65,402.3	56,335.4	1,412,642.6	326,001.7	150,440.3	0.0	118,603.3
12-31-2030	1,157,417.5	58,564.3	51,712.8	1,268,492.4	289,557.6	12,873.4	0.0	112,264.1
12-31-2031	1,095,175.7	55,344.0	50,082.7	1,201,562.8	271,003.3	179,462.5	0.0	109,879.7
12-31-2032	1,079,217.3	55,179.5	49,806.2	1,185,409.0	267,493.3	0.0	0.0	109,768.8
12-31-2033	1,060,256.6	54,506.4	49,466.3	1,166,219.9	262,211.1	0.0	0.0	106,858.7
12-31-2034	920,917.0	47,362.9	43,193.4	1,014,071.7	227,183.3	0.0	0.0	95,065.4
12-31-2035	812,333.7	41,910.1	38,198.7	895,652.2	200,416.2	0.0	0.0	87,913.4
12-31-2036	733,773.4	38,116.0	34,480.0	809,956.0	181,679.7	0.0	0.0	84,604.2
12-31-2037	615,298.2	32,019.5	28,929.3	679,968.8	152,413.8	0.0	0.0	75,942.0
12-31-2038	508,116.8	26,447.9	23,924.7	562,192.4	125,772.7	0.0	0.0	68,050.4
12-31-2039	419,674.5	21,886.4	19,760.5	464,910.4	103,983.4	0.0	0.0	61,594.6
12-31-2040	348,699.1	18,144.4	16,478.8	386,741.2	86,127.0	0.0	0.0	56,303.1
Subtotal	13,507,691.8	689,976.6	630,202.4	14,857,811.8	3,383,579.7	751,023.4	0.0	1,444,065.4
Remaining	5,480,967.6	299,828.1	253,138.5	6,056,725.3	1,403,176.1	306,250.0	108,130.9	1,013,350.8
Total	18,988,659.4	989,804.7	883,340.9	20,914,537.0	4,786,755.8	1,057,273.4	108,130.9	2,457,416.2

	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
Period Ending	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	632,567.2	0.0	0.0	632,567.2	617,470.3	603,525.4	590,596.5	578,568.7
12-31-2027	680,435.8	0.0	0.0	680,435.8	630,544.5	586,491.9	547,367.7	512,435.4
12-31-2028	841,787.9	0.0	0.0	841,787.9	746,587.4	665,968.6	597,168.4	538,039.1
12-31-2029	817,597.3	0.0	0.0	817,597.3	688,800.8	585,059.1	500,654.6	431,350.7
12-31-2030	853,797.3	0.0	0.0	853,797.3	685,793.8	556,596.9	456,028.4	376,872.4
12-31-2031	641,217.3	0.0	0.0	641,217.3	489,301.2	378,182.3	295,721.4	233,715.2
12-31-2032	808,147.0	0.0	0.0	808,147.0	588,530.0	435,045.7	325,993.2	247,333.9
12-31-2033	797,150.0	0.0	0.0	797,150.0	553,155.7	390,496.9	280,016.4	203,686.9
12-31-2034	691,822.9	0.0	0.0	691,822.9	457,280.5	308,188.5	211,417.8	147,400.9
12-31-2035	607,322.6	0.0	0.0	607,322.6	382,273.2	245,902.1	161,340.0	107,790.1
12-31-2036	543,672.1	0.0	0.0	543,672.1	325,933.0	200,141.7	125,613.1	80,428.4
12-31-2037	451,613.0	0.0	0.0	451,613.0	257,922.2	151,220.3	90,805.6	55,732.7
12-31-2038	368,369.4	0.0	0.0	368,369.4	200,363.0	112,133.7	64,407.2	37,883.4
12-31-2039	299,332.4	0.0	0.0	299,332.4	155,067.1	82,842.9	45,516.4	25,657.7
12-31-2040	244,311.2	0.0	0.0	244,311.2	120,532.5	61,464.1	32,300.9	17,448.8
Subtotal	9,279,143.3	0.0	0.0	9,279,143.3	6,899,555.1	5,363,260.0	4,324,947.5	3,594,344.3
Remaining	3,225,817.4	0.0	0.0	3,225,817.4	1,046,549.0	373,154.5	144,806.2	60,503.5
Total	12,504,960.7	0.0	0.0	12,504,960.7	7,946,104.1	5,736,414.5	4,469,753.7	3,654,847.8

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2066.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

March 17, 2026

Navitas Petroleum Limited Partnership
12 Abba Eban Boulevard
Building D, 9th Floor
Herzliya 4672530
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Navitas Petroleum Limited Partnership (Navitas Petroleum) interest in certain oil and gas properties located in Buckskin Field, Keathley Canyon Blocks 785, 829, 830, and 872, federal waters in the Gulf of America. Also as requested, we have estimated the contingent resources, as of December 31, 2025, to the Navitas Petroleum working interest in these properties. It is our understanding that Navitas Petroleum owns an indirect working interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. For the reserves, this report has been prepared using price and cost parameters specified by Navitas Petroleum, as discussed in subsequent paragraphs of this letter.

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). As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Navitas Petroleum'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, with the exception of the exclusion of future income taxes. It is our understanding that this report will also be used by auditors of Navitas Petroleum as part of their audit procedures.

RESERVES

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable from known accumulations by application of development projects from a given date forward under defined conditions. Reserves must be discovered, recoverable, commercial, and remaining as of the evaluation date based on the planned development projects to be applied. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of the proved plus probable plus possible reserves.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the Navitas Petroleum working interest reserves for these properties, as of December 31, 2025, to be:

Category	Gross (100%) Reserves		Working Interest Reserves		
	Oil (MBBL)	Gas (MMCF)	Oil (MBBL)	NGL (MBBL)	Gas (MMCF)
Proved (1P)	175,639.0	39,574.4	13,172.9	216.9	1,344.5
Probable	104,448.1	23,327.1	7,833.6	127.8	792.5
Proved + Probable (2P)	280,087.1	62,901.5	21,006.5	344.7	2,137.1
Possible	52,469.4	11,886.9	3,935.2	65.1	403.9
Proved + Probable + Possible (3P)	332,556.4	74,788.4	24,941.7	409.9	2,540.9

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue before income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Navitas Petroleum interest in these properties, as of December 31, 2025, to be:

Category	Future Net Revenue Before Income Taxes (M\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	343,344.9	254,772.1	195,375.4	154,476.6	125,473.1
Probable	295,908.7	187,505.3	127,299.6	91,704.2	69,336.9
Proved + Probable (2P)	639,253.5	442,277.5	322,675.0	246,180.8	194,810.0
Possible	160,401.7	98,048.0	66,195.3	48,215.1	37,129.4
Proved + Probable + Possible (3P)	799,655.2	540,325.5	388,870.3	294,395.9	231,939.5

Totals may not add because of rounding.

The oil volumes shown include crude oil only. Oil and natural gas liquids (NGL) volumes are expressed in thousands of barrels (MBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Gas volumes are expressed in millions of cubic feet (MMCF) at standard temperature and pressure bases. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or thousands of United States dollars (M\$). For reference, the December 31, 2025, exchange rate was 3.19 New Israeli Shekels per United States dollar.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves are inclusive of proved developed producing, proved developed non-producing, and proved undeveloped reserves. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

Working interest revenue shown in this report is Navitas Petroleum's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Navitas Petroleum's share of royalties, capital costs, abandonment costs, and operating expenses but before consideration of any income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category.

As requested, this report has been prepared using oil, NGL, and gas price parameters specified by Navitas Petroleum. Oil and NGL prices are based on NYMEX West Texas Intermediate prices and are adjusted for quality and market differentials. Gas prices are based on NYMEX Henry Hub prices and are adjusted for energy content and market differentials. All prices, before adjustments, are shown in the following table:

<u>Period Ending</u>	<u>Oil/NGL Price (\$/Barrel)</u>	<u>Gas Price (\$/MMBTU)</u>
12-31-2026	59.13	3.93
12-31-2027	62.12	3.87
12-31-2028	65.07	3.81
Thereafter	70.41	3.81

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Navitas Petroleum. These costs include production handling agreement fees, oil and gas marketing and transportation fees, the overhead expenses allowed under joint operating agreements, and other estimates of costs to be incurred at and below the district and field levels. Operating costs have been divided into field-level costs, per-well costs, and per-unit-of-production costs. Since all properties are nonoperated, headquarters general and administrative overhead expenses are not included. As requested, operating costs are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by LLOG Exploration Offshore, LLC (LLOG), the operator of the properties, and are based on authorizations for expenditure, actual costs from recent activity, and internal planning budgets. Capital costs are included as required for facilities, completion of the KC 829 5 well, new development wells, and production equipment. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are LLOG's estimates of the costs to abandon the wells and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the Navitas Petroleum interest. Therefore, our estimates of reserves and future revenue do not include adjustments for the settlement of any such imbalances; our projections are based on Navitas Petroleum receiving its net revenue interest share of estimated future gross production. Additionally, we have made no specific investigation of any firm transportation contracts that may be in place for these properties; our estimates of future revenue include the effects of such contracts only to the extent that the associated fees are accounted for in the historical field-level accounting statements.

CONTINGENT RESOURCES

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. The contingent resources shown in this report are contingent upon (1) demonstration of economic viability of future development through initial well performance data or additional appraisal drilling and (2) commitment from Navitas Petroleum and the other field owners to develop and produce the resources. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. The project maturity subclass for these contingent resources is development unclarified. This report does not include economic analysis for these properties. Based

on analogous field developments, it appears that the best estimate contingent resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources.

We estimate the gross (100 percent) contingent resources and the Navitas Petroleum working interest contingent resources for these properties, as of December 31, 2025, to be:

Category	Contingent Resources			
	Oil (MMBBL)		Gas (BCF)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest ⁽¹⁾
Low Estimate (1C)	27.7	2.1	9.7	0.7
Best Estimate (2C)	69.2	5.2	24.7	1.9
High Estimate (3C)	91.6	6.9	32.6	2.4

⁽¹⁾ Working interest volumes are prior to deductions for shrinkage.

The oil volumes shown include crude oil only. Oil volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL). Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases.

The contingent resources shown in this report have been estimated using deterministic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the approximate probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is generally inferred to be 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

GENERAL INFORMATION

This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated. For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves or resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

The reserves and contingent resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by Navitas Petroleum and LLOG, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the volumes, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If these volumes are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received, and costs incurred may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be

lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. As requested by Navitas Petroleum, certain disclosures specified by the ISA regarding historical production data and the rate of depletion of the reserves have not been included in this report. The reserves and contingent resources in this report have been estimated using deterministic 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 performance analysis, 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. A substantial portion of the reserves shown in this report are for non-producing zones, undeveloped locations, and producing wells that lack sufficient production history upon which performance-related estimates of reserves can be based, and the contingent resources shown in this report are for undeveloped locations. Such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. 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.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2025, by Mr. Amit Kornhauser, Chief Executive Officer of Navitas Petroleum, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Navitas Petroleum, LLOG, 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 titles to the properties 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 properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Navitas Petroleum.

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. Edward C. Roy III. Mr. Cliver is a Senior Vice President and Mr. Roy 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. Roy is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 2364). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2008 and has over 11 years of prior industry experience.

Sincerely,

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

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

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

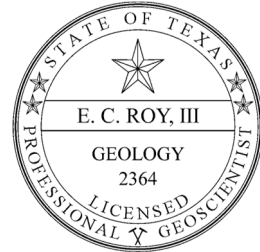
Date Signed: March 17, 2026

JRC:LFG



By: *Edward C. Roy III*
Edward C. Roy III, P.G. 2364
Vice President

Date Signed: March 17, 2026



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.

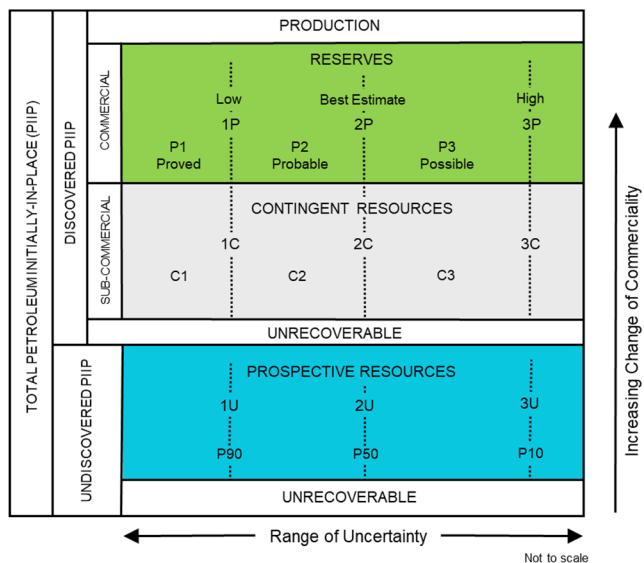


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

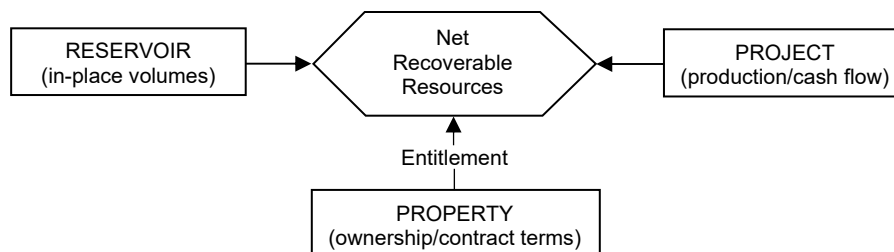


Figure 1.2—Resources evaluation

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, Analog). 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.	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. 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. 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. 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.
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	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. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
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.	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. The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.

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.	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). 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.
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.	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. 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.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	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. 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.
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.	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. 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.
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	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. 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.

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.	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. 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. 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. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: 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. 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.
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.	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. 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. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

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.	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. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved 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. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	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. 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. 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. 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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
BUCKSKIN FIELD, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital	Net Abandonment	Net Operating
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)		Costs (M\$)	Costs (M\$)	Expenses (M\$)
12-31-2026	58,570.4	352.1	316.8	59,239.2	11,093.3	18,200.8	0.0	16,249.0
12-31-2027	66,757.1	401.5	337.3	67,495.8	12,638.8	28,132.7	0.0	17,403.3
12-31-2028	79,715.1	475.1	373.6	80,563.8	15,080.8	11,081.2	0.0	20,411.7
12-31-2029	86,668.2	517.2	375.9	87,561.3	16,394.9	15,865.9	0.0	21,086.9
12-31-2030	81,857.2	485.6	353.0	82,695.8	15,485.4	15,680.6	0.0	20,399.9
12-31-2031	77,000.1	459.3	333.9	77,793.3	14,568.6	0.0	0.0	19,758.4
12-31-2032	69,050.8	412.8	300.0	69,763.6	13,065.2	0.0	0.0	19,420.8
12-31-2033	60,163.4	359.7	261.4	60,784.5	11,383.5	0.0	0.0	17,983.5
12-31-2034	52,543.5	314.1	228.3	53,085.9	9,941.6	0.0	0.0	16,751.1
12-31-2035	45,990.0	274.9	199.8	46,464.8	8,703.6	0.0	0.0	15,690.5
12-31-2036	40,337.9	241.1	175.2	40,754.2	7,637.8	0.0	0.0	14,775.2
12-31-2037	35,450.5	211.8	154.0	35,816.3	6,715.0	0.0	0.0	13,984.1
12-31-2038	31,214.2	186.5	135.5	31,536.2	5,913.0	0.0	0.0	13,299.1
12-31-2039	27,534.1	164.4	119.5	27,818.1	5,215.9	0.0	0.0	12,704.1
12-31-2040	24,330.5	145.3	105.6	24,581.3	4,609.0	0.0	0.0	12,186.2
Subtotal	837,183.0	5,001.4	3,769.8	845,954.2	158,446.3	88,961.3	0.0	252,103.8
Remaining	76,889.9	458.8	333.5	77,682.2	14,565.4	0.0	17,250.0	48,964.7
Total	914,072.9	5,460.2	4,103.3	923,636.4	173,011.8	88,961.3	17,250.0	301,068.5

Period Ending	Future Net Revenue			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	13,696.2	0.0	0.0	13,696.2	13,389.2	13,103.3	12,836.0	12,585.5
12-31-2027	9,321.0	0.0	0.0	9,321.0	8,749.7	8,239.0	7,779.9	7,365.3
12-31-2028	33,990.1	0.0	0.0	33,990.1	30,028.5	26,688.1	23,849.1	21,418.6
12-31-2029	34,213.7	0.0	0.0	34,213.7	28,683.2	24,248.6	20,656.3	17,719.1
12-31-2030	31,129.8	0.0	0.0	31,129.8	25,048.9	20,362.8	16,708.2	13,826.6
12-31-2031	43,466.3	0.0	0.0	43,466.3	33,241.2	25,745.4	20,171.0	15,970.9
12-31-2032	37,277.6	0.0	0.0	37,277.6	27,168.0	20,097.4	15,070.0	11,441.3
12-31-2033	31,417.6	0.0	0.0	31,417.6	21,807.1	15,398.6	11,044.7	8,036.0
12-31-2034	26,393.2	0.0	0.0	26,393.2	17,447.6	11,760.4	8,068.5	5,626.0
12-31-2035	22,070.6	0.0	0.0	22,070.6	13,895.6	8,940.7	5,867.4	3,920.8
12-31-2036	18,341.2	0.0	0.0	18,341.2	10,998.0	6,754.8	4,240.3	2,715.5
12-31-2037	15,117.2	0.0	0.0	15,117.2	8,633.4	5,061.7	3,039.4	1,865.4
12-31-2038	12,324.1	0.0	0.0	12,324.1	6,703.5	3,751.7	2,155.0	1,267.6
12-31-2039	9,898.1	0.0	0.0	9,898.1	5,127.9	2,739.7	1,505.3	848.6
12-31-2040	7,786.2	0.0	0.0	7,786.2	3,842.1	1,959.6	1,030.0	556.5
Subtotal	346,442.8	0.0	0.0	346,442.8	254,763.8	194,851.6	154,021.2	125,163.8
Remaining	-3,097.9	0.0	0.0	-3,097.9	8.3	523.7	455.4	309.3
Total	343,344.9	0.0	0.0	343,344.9	254,772.1	195,375.4	154,476.6	125,473.1

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2046.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
BUCKSKIN FIELD, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	5,655.1	34.4	30.9	5,720.4	1,071.7	0.0	0.0	1,086.9
12-31-2027	11,503.5	68.5	57.5	11,629.4	2,178.2	0.0	0.0	2,104.6
12-31-2028	19,495.6	115.3	90.7	19,701.6	3,684.9	234.4	0.0	3,408.4
12-31-2029	24,880.0	147.7	107.3	25,135.0	4,705.2	468.8	0.0	4,023.5
12-31-2030	27,470.0	162.3	118.0	27,750.3	5,197.2	2,214.4	0.0	4,440.9
12-31-2031	32,864.0	196.0	142.4	33,202.5	6,218.8	12,517.5	0.0	5,346.1
12-31-2032	41,917.1	247.1	179.6	42,343.7	7,933.5	0.0	0.0	6,963.9
12-31-2033	38,148.0	225.0	163.5	38,536.4	7,239.2	0.0	0.0	6,349.0
12-31-2034	34,445.2	203.3	147.7	34,796.2	6,536.3	0.0	0.0	5,751.3
12-31-2035	31,090.5	183.6	133.4	31,407.5	5,897.4	0.0	0.0	5,210.4
12-31-2036	28,058.7	165.8	120.5	28,345.0	5,318.3	0.0	0.0	4,722.1
12-31-2037	25,323.9	149.7	108.8	25,582.4	4,797.3	0.0	0.0	4,281.2
12-31-2038	22,860.3	135.2	98.3	23,093.8	4,330.1	0.0	0.0	3,883.3
12-31-2039	20,643.2	122.2	88.8	20,854.1	3,910.1	0.0	0.0	3,525.1
12-31-2040	18,649.2	110.4	80.2	18,839.9	3,532.5	0.0	0.0	3,202.9
Subtotal	383,004.2	2,266.3	1,667.8	386,938.3	72,550.7	15,435.0	0.0	64,299.6
Remaining	172,009.1	1,021.2	742.2	173,772.6	32,582.4	0.0	1,725.0	78,209.6
Total	555,013.3	3,287.5	2,410.0	560,710.9	105,133.0	15,435.0	1,725.0	142,509.2

Period Ending	Future Net Revenue			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	3,561.8	0.0	0.0	3,561.8	3,461.9	3,369.8	3,284.5	3,205.2
12-31-2027	7,346.6	0.0	0.0	7,346.6	6,799.6	6,317.1	5,889.0	5,507.2
12-31-2028	12,373.9	0.0	0.0	12,373.9	10,944.1	9,736.8	8,709.2	7,828.3
12-31-2029	15,937.5	0.0	0.0	15,937.5	13,415.8	11,386.0	9,735.6	8,381.3
12-31-2030	15,897.8	0.0	0.0	15,897.8	12,806.2	10,421.6	8,560.1	7,091.1
12-31-2031	9,120.1	0.0	0.0	9,120.1	6,926.0	5,328.4	4,148.1	3,264.4
12-31-2032	27,446.3	0.0	0.0	27,446.3	19,996.0	14,787.1	11,084.6	8,413.0
12-31-2033	24,948.3	0.0	0.0	24,948.3	17,311.8	12,221.1	8,763.4	6,374.5
12-31-2034	22,508.6	0.0	0.0	22,508.6	14,875.2	10,023.7	6,875.2	4,792.7
12-31-2035	20,299.7	0.0	0.0	20,299.7	12,776.6	8,218.2	5,391.7	3,602.0
12-31-2036	18,304.6	0.0	0.0	18,304.6	10,972.3	6,736.8	4,227.7	2,706.7
12-31-2037	16,504.0	0.0	0.0	16,504.0	9,421.8	5,521.9	3,314.6	2,033.7
12-31-2038	14,880.4	0.0	0.0	14,880.4	8,090.4	4,526.1	2,598.7	1,528.0
12-31-2039	13,418.9	0.0	0.0	13,418.9	6,948.4	3,710.5	2,037.8	1,148.3
12-31-2040	12,104.5	0.0	0.0	12,104.5	5,969.3	3,042.8	1,598.4	863.2
Subtotal	234,653.0	0.0	0.0	234,653.0	160,715.5	115,347.7	86,218.7	66,739.5
Remaining	61,255.6	0.0	0.0	61,255.6	26,789.8	11,951.9	5,485.5	2,597.4
Total	295,908.7	0.0	0.0	295,908.7	187,505.3	127,299.6	91,704.2	69,336.9

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2052.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
BUCKSKIN FIELD, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital	Net Abandonment	Net Operating
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)		Costs (M\$)	Costs (M\$)	Expenses (M\$)
12-31-2026	64,225.5	386.4	347.7	64,959.6	12,165.0	18,200.8	0.0	17,335.8
12-31-2027	78,260.5	469.9	394.8	79,125.2	14,817.0	28,132.7	0.0	19,507.9
12-31-2028	99,210.7	590.4	464.3	100,265.4	18,765.6	11,315.6	0.0	23,820.1
12-31-2029	111,548.2	664.9	483.3	112,696.3	21,100.1	16,334.6	0.0	25,110.4
12-31-2030	109,327.2	647.9	470.9	110,446.1	20,682.6	17,895.0	0.0	24,840.8
12-31-2031	109,864.1	655.3	476.3	110,995.7	20,787.4	12,517.5	0.0	25,104.5
12-31-2032	110,967.8	659.9	479.6	112,107.3	20,998.7	0.0	0.0	26,384.8
12-31-2033	98,311.4	584.6	424.9	99,321.0	18,622.7	0.0	0.0	24,332.5
12-31-2034	86,988.7	517.4	376.0	87,882.1	16,477.9	0.0	0.0	22,502.4
12-31-2035	77,080.5	458.5	333.2	77,872.3	14,601.1	0.0	0.0	20,900.9
12-31-2036	68,396.6	406.9	295.7	69,099.2	12,956.1	0.0	0.0	19,497.3
12-31-2037	60,774.4	361.6	262.8	61,398.7	11,512.3	0.0	0.0	18,265.3
12-31-2038	54,074.5	321.7	233.8	54,630.0	10,243.1	0.0	0.0	17,182.4
12-31-2039	48,177.3	286.6	208.3	48,672.2	9,126.0	0.0	0.0	16,229.2
12-31-2040	42,979.7	255.7	185.8	43,421.2	8,141.5	0.0	0.0	15,389.0
Subtotal	1,220,187.2	7,267.7	5,437.6	1,232,892.5	230,997.0	104,396.3	0.0	316,403.4
Remaining	248,899.0	1,480.0	1,075.7	251,454.8	47,147.8	0.0	18,975.0	127,174.3
Total	1,469,086.2	8,747.7	6,513.3	1,484,347.2	278,144.8	104,396.3	18,975.0	443,577.7

Period Ending	Future Net Revenue			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	17,258.0	0.0	0.0	17,258.0	16,851.1	16,473.0	16,120.5	15,790.7
12-31-2027	16,667.6	0.0	0.0	16,667.6	15,549.3	14,556.0	13,668.9	12,872.5
12-31-2028	46,364.0	0.0	0.0	46,364.0	40,972.6	36,424.9	32,558.3	29,246.9
12-31-2029	50,151.2	0.0	0.0	50,151.2	42,099.0	35,634.6	30,391.9	26,100.4
12-31-2030	47,027.6	0.0	0.0	47,027.6	37,855.1	30,784.4	25,268.3	20,917.7
12-31-2031	52,586.4	0.0	0.0	52,586.4	40,167.2	31,073.8	24,319.1	19,235.3
12-31-2032	64,723.9	0.0	0.0	64,723.9	47,164.0	34,884.4	26,154.6	19,854.3
12-31-2033	56,365.8	0.0	0.0	56,365.8	39,118.9	27,619.7	19,808.1	14,410.5
12-31-2034	48,901.8	0.0	0.0	48,901.8	32,322.8	21,784.1	14,943.8	10,418.7
12-31-2035	42,370.3	0.0	0.0	42,370.3	26,672.2	17,158.8	11,259.2	7,522.8
12-31-2036	36,645.8	0.0	0.0	36,645.8	21,970.3	13,491.6	8,468.0	5,422.2
12-31-2037	31,621.1	0.0	0.0	31,621.1	18,055.3	10,583.6	6,354.0	3,899.1
12-31-2038	27,204.5	0.0	0.0	27,204.5	14,794.0	8,277.8	4,753.7	2,795.6
12-31-2039	23,317.0	0.0	0.0	23,317.0	12,076.3	6,450.2	3,543.1	1,996.9
12-31-2040	19,890.7	0.0	0.0	19,890.7	9,811.4	5,002.3	2,628.4	1,419.6
Subtotal	581,095.8	0.0	0.0	581,095.8	415,479.4	310,199.3	240,239.9	191,903.3
Remaining	58,157.7	0.0	0.0	58,157.7	26,798.1	12,475.7	5,940.9	2,906.7
Total	639,253.5	0.0	0.0	639,253.5	442,277.5	322,675.0	246,180.8	194,810.0

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2052.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
BUCKSKIN FIELD, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital	Net Abandonment	Net Operating
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)		Costs (M\$)	Costs (M\$)	Expenses (M\$)
12-31-2026	4,740.0	28.8	25.9	4,794.7	898.2	0.0	0.0	911.0
12-31-2027	6,958.6	40.9	34.4	7,033.8	1,317.2	0.0	0.0	1,272.6
12-31-2028	11,341.0	65.9	51.9	11,458.8	2,142.3	0.0	0.0	1,981.8
12-31-2029	13,339.2	77.9	56.7	13,473.8	2,520.7	0.0	0.0	2,156.4
12-31-2030	13,330.0	77.7	56.5	13,464.1	2,520.1	0.0	0.0	2,154.4
12-31-2031	15,161.7	90.1	65.5	15,317.3	2,874.7	0.0	0.0	2,449.8
12-31-2032	16,045.3	96.1	69.9	16,211.3	3,056.5	0.0	0.0	2,589.0
12-31-2033	14,883.6	89.4	65.0	15,038.0	2,819.6	0.0	0.0	2,406.6
12-31-2034	13,742.7	82.8	60.2	13,885.6	2,603.6	0.0	0.0	2,222.3
12-31-2035	12,711.8	76.7	55.8	12,844.3	2,408.3	0.0	0.0	2,055.8
12-31-2036	11,775.6	71.2	51.7	11,898.5	2,231.0	0.0	0.0	1,904.5
12-31-2037	10,921.6	66.1	48.1	11,035.8	2,069.2	0.0	0.0	1,766.5
12-31-2038	10,140.1	61.5	44.7	10,246.2	1,921.2	0.0	0.0	1,640.2
12-31-2039	9,422.9	57.2	41.6	9,521.7	1,785.3	0.0	0.0	1,524.2
12-31-2040	8,763.5	53.2	38.7	8,855.4	1,660.4	0.0	0.0	1,417.6
Subtotal	173,277.4	1,035.7	766.3	175,079.4	32,828.3	0.0	0.0	28,452.7
Remaining	104,896.4	636.0	462.2	105,994.6	19,874.0	0.0	0.0	39,517.4
Total	278,173.8	1,671.7	1,228.6	281,074.1	52,702.3	0.0	0.0	67,970.1

Period Ending	Future Net Revenue			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	2,985.5	0.0	0.0	2,985.5	2,910.9	2,842.0	2,778.0	2,718.4
12-31-2027	4,444.0	0.0	0.0	4,444.0	4,115.7	3,826.0	3,568.8	3,339.2
12-31-2028	7,334.7	0.0	0.0	7,334.7	6,486.3	5,769.9	5,160.3	4,637.7
12-31-2029	8,796.6	0.0	0.0	8,796.6	7,412.4	6,297.2	5,389.5	4,644.1
12-31-2030	8,789.6	0.0	0.0	8,789.6	7,059.4	5,729.0	4,693.4	3,878.4
12-31-2031	9,992.8	0.0	0.0	9,992.8	7,630.6	5,901.4	4,617.2	3,651.0
12-31-2032	10,565.8	0.0	0.0	10,565.8	7,696.8	5,691.2	4,265.7	3,237.3
12-31-2033	9,811.8	0.0	0.0	9,811.8	6,807.9	4,805.5	3,445.6	2,506.2
12-31-2034	9,059.7	0.0	0.0	9,059.7	5,986.7	4,033.8	2,766.5	1,928.4
12-31-2035	8,380.2	0.0	0.0	8,380.2	5,273.9	3,392.0	2,225.2	1,486.4
12-31-2036	7,763.0	0.0	0.0	7,763.0	4,652.9	2,856.5	1,792.4	1,147.4
12-31-2037	7,200.1	0.0	0.0	7,200.1	4,109.9	2,408.5	1,445.6	886.8
12-31-2038	6,684.9	0.0	0.0	6,684.9	3,634.1	2,032.8	1,167.1	686.1
12-31-2039	6,212.1	0.0	0.0	6,212.1	3,216.3	1,717.3	943.1	531.3
12-31-2040	5,777.4	0.0	0.0	5,777.4	2,848.8	1,451.9	762.7	411.8
Subtotal	113,798.4	0.0	0.0	113,798.4	79,842.7	58,754.9	45,021.1	35,690.7
Remaining	46,603.3	0.0	0.0	46,603.3	18,205.3	7,440.4	3,194.1	1,438.8
Total	160,401.7	0.0	0.0	160,401.7	98,048.0	66,195.3	48,215.1	37,129.4

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2055.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
BUCKSKIN FIELD, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	68,965.5	415.2	373.6	69,754.4	13,063.2	18,200.8	0.0	18,246.9
12-31-2027	85,219.1	510.8	429.1	86,159.0	16,134.2	28,132.7	0.0	20,780.5
12-31-2028	110,551.6	656.4	516.2	111,724.2	20,907.9	11,315.6	0.0	25,802.0
12-31-2029	124,887.3	742.8	539.9	126,170.1	23,620.8	16,334.6	0.0	27,266.8
12-31-2030	122,657.2	725.6	527.4	123,910.2	23,202.7	17,895.0	0.0	26,995.2
12-31-2031	125,025.9	745.4	541.8	126,313.1	23,662.1	12,517.5	0.0	27,554.2
12-31-2032	127,013.1	756.0	549.5	128,318.6	24,055.1	0.0	0.0	28,973.8
12-31-2033	113,195.0	674.1	489.9	114,359.0	21,442.3	0.0	0.0	26,739.1
12-31-2034	100,731.4	600.1	436.2	101,767.7	19,081.5	0.0	0.0	24,724.7
12-31-2035	89,792.4	535.2	389.0	90,716.6	17,009.4	0.0	0.0	22,956.7
12-31-2036	80,172.2	478.1	347.5	80,997.7	15,187.1	0.0	0.0	21,401.8
12-31-2037	71,696.0	427.7	310.9	72,434.5	13,581.5	0.0	0.0	20,031.8
12-31-2038	64,214.6	383.2	278.5	64,876.3	12,164.3	0.0	0.0	18,822.5
12-31-2039	57,600.2	343.8	249.9	58,193.9	10,911.4	0.0	0.0	17,753.4
12-31-2040	51,743.1	308.9	224.5	52,276.6	9,801.9	0.0	0.0	16,806.6
Subtotal	1,393,464.6	8,303.4	6,203.9	1,407,971.9	263,825.3	104,396.3	0.0	344,856.1
Remaining	353,795.4	2,116.0	1,538.0	357,449.4	67,021.8	0.0	18,975.0	166,691.7
Total	1,747,260.0	10,419.4	7,741.9	1,765,421.3	330,847.0	104,396.3	18,975.0	511,547.8

Period Ending	Future Net Revenue			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	20,243.5	0.0	0.0	20,243.5	19,762.1	19,315.0	18,898.5	18,509.2
12-31-2027	21,111.6	0.0	0.0	21,111.6	19,665.0	18,382.0	17,237.7	16,211.7
12-31-2028	53,698.7	0.0	0.0	53,698.7	47,458.9	42,194.8	37,718.6	33,884.7
12-31-2029	58,947.8	0.0	0.0	58,947.8	49,511.4	41,931.8	35,781.4	30,744.5
12-31-2030	55,817.3	0.0	0.0	55,817.3	44,914.5	36,513.4	29,961.7	24,796.1
12-31-2031	62,579.2	0.0	0.0	62,579.2	47,797.8	36,975.2	28,936.4	22,886.3
12-31-2032	75,289.7	0.0	0.0	75,289.7	54,860.8	40,575.6	30,420.3	23,091.6
12-31-2033	66,177.6	0.0	0.0	66,177.6	45,926.8	32,425.2	23,253.7	16,916.7
12-31-2034	57,961.6	0.0	0.0	57,961.6	38,309.5	25,817.8	17,710.3	12,347.1
12-31-2035	50,750.5	0.0	0.0	50,750.5	31,946.1	20,550.8	13,484.3	9,009.2
12-31-2036	44,408.8	0.0	0.0	44,408.8	26,623.1	16,348.1	10,260.4	6,569.6
12-31-2037	38,821.3	0.0	0.0	38,821.3	22,165.2	12,992.1	7,799.6	4,785.9
12-31-2038	33,889.4	0.0	0.0	33,889.4	18,428.1	10,310.7	5,920.8	3,481.7
12-31-2039	29,529.1	0.0	0.0	29,529.1	15,292.6	8,167.5	4,486.2	2,528.2
12-31-2040	25,668.1	0.0	0.0	25,668.1	12,660.2	6,454.3	3,391.1	1,831.4
Subtotal	694,894.3	0.0	0.0	694,894.3	495,322.1	368,954.2	285,261.0	227,594.0
Remaining	104,761.0	0.0	0.0	104,761.0	45,003.4	19,916.1	9,134.9	4,345.5
Total	799,655.2	0.0	0.0	799,655.2	540,325.5	388,870.3	294,395.9	231,939.5

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2055.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

March 17, 2026

Navitas Petroleum Limited Partnership
12 Abba Eban Boulevard
Building D, 9th Floor
Herzliya 4672530
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Navitas Petroleum Limited Partnership (Navitas Petroleum) interest in certain oil and gas properties located in Monument Field, Walker Ridge Blocks 271, 272, 315, and 316, federal waters in the Gulf of America. Also as requested, we have estimated the unrisks prospective resources, as of December 31, 2025, to the Navitas Petroleum working interest in certain prospects located in Monument Field. It is our understanding that Navitas Petroleum owns an indirect working interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. For the reserves, this report has been prepared using price and cost parameters specified by Navitas Petroleum, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or thousands of United States dollars (M\$). For reference, the December 31, 2025, exchange rate was 3.19 New Israeli Shekels per United States dollar.

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). As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Navitas Petroleum'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, with the exception of the exclusion of future income taxes. It is our understanding that this report will also be used by auditors of Navitas Petroleum as part of their audit procedures.

RESERVES

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable from known accumulations by application of development projects from a given date forward under defined conditions. Reserves must be discovered, recoverable, commercial, and remaining as of the evaluation date based on the planned development projects to be applied. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of proved plus probable plus possible reserves.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the Navitas Petroleum working interest reserves for Monument Field, as of December 31, 2025, to be:

Category	Gross (100%) Reserves		Working Interest Reserves	
	Oil (MBBL)	Gas (MMCF)	Oil (MBBL)	Gas (MMCF)
Proved (1P)	62,476.3	34,607.1	17,850.4	9,393.3
Probable	41,216.5	24,453.2	11,776.1	6,637.3
Proved + Probable (2P)	103,692.8	59,060.3	29,626.5	16,030.7
Possible	64,090.4	39,678.7	18,311.5	10,769.9
Proved + Probable + Possible (3P)	167,783.1	98,739.0	47,938.0	26,800.6

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue before income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Navitas Petroleum interest in Monument Field, as of December 31, 2025, to be:

Category	Future Net Revenue Before Income Taxes (M\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	416,261.0	301,266.1	218,024.6	156,766.8	110,904.7
Probable	398,496.7	250,329.3	163,041.4	110,188.2	77,157.3
Proved + Probable (2P)	814,757.7	551,595.3	381,066.0	266,955.0	188,062.1
Possible	635,740.9	288,623.0	129,997.6	54,205.1	16,738.9
Proved + Probable + Possible (3P)	1,450,498.6	840,218.4	511,063.6	321,160.1	204,801.0

Totals may not add because of rounding.

The oil volumes shown include crude oil only. Oil volumes are expressed in thousands of barrels (MBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Gas volumes are expressed in millions of cubic feet (MMCF) at standard temperature and pressure bases.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves include proved undeveloped reserves only. The project maturity subclass for these reserves is approved for development. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

Working interest revenue for the reserves shown in this report is Navitas Petroleum's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Navitas Petroleum's share of royalties, capital costs, abandonment costs, and operating expenses but before consideration of any income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent

to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category.

As requested, this report has been prepared using oil and gas price parameters specified by Navitas Petroleum. Oil prices are based on NYMEX West Texas Intermediate prices and are adjusted for quality and market differentials. Gas prices are based on NYMEX Henry Hub prices and are adjusted for energy content and market differentials. All prices, before adjustments, are shown in the following table:

<u>Period Ending</u>	<u>Oil Price (\$/Barrel)</u>	<u>Gas Price (\$/MMBTU)</u>
12-31-2026	59.13	3.93
12-31-2027	62.12	3.87
12-31-2028	65.07	3.81
Thereafter	70.41	3.81

We have estimated operating costs based on data provided by Beacon Offshore Energy LLC (Beacon), the operator of the properties, and our knowledge of similar offshore operations. These costs are intended to include production handling agreement fees, transportation fees, the overhead expenses allowed under joint operating agreements, and other estimates of costs to be incurred at and below the district and field levels. Operating costs have been divided into field-level costs, per-well costs, and per-unit-of-production costs. Since all properties are nonoperated, headquarters general and administrative overhead expenses are not included. As requested, operating costs are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Beacon and are based on authorizations for expenditure and internal planning budgets. Capital costs are included as required for facilities, new development wells, and production equipment. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Beacon's estimates of the costs to abandon the wells and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

PROSPECTIVE RESOURCES

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.

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 risked prospective resources. Such risk is often significant.

We estimate the unrisked gross (100 percent) prospective resources for these prospects, as of December 31, 2025, to be:

Prospect	Unrisked Gross (100%) Prospective Resources					
	Oil (MMBBL)			Gas (BCF)		
	Low Estimate (1U)	Best Estimate (2U)	High Estimate (3U)	Low Estimate (1U)	Best Estimate (2U)	High Estimate (3U)
PA1A SW	0.7	1.5	3.9	0.3	0.9	3.0
PA1B SW	16.5	30.4	50.4	7.4	18.2	37.8
PA1C NW	0.9	1.7	3.2	0.6	1.1	2.1
PA1C SE	3.8	8.1	15.4	1.5	3.7	7.7

We estimate the Navitas Petroleum unrisked working interest prospective resources for these prospects, as of December 31, 2025, to be:

Prospect	Unrisked Working Interest Prospective Resources					
	Oil (MMBBL)			Gas ⁽¹⁾ (BCF)		
	Low Estimate (1U)	Best Estimate (2U)	High Estimate (3U)	Low Estimate (1U)	Best Estimate (2U)	High Estimate (3U)
PA1A SW	0.2	0.4	1.1	0.1	0.3	0.8
PA1B SW	4.7	8.7	14.4	2.1	5.2	10.8
PA1C NW	0.2	0.5	0.9	0.2	0.3	0.6
PA1C SE	1.1	2.3	4.4	0.4	1.0	2.2

⁽¹⁾ Working interest volumes are prior to deductions for shrinkage.

The oil volumes shown include crude oil only. Oil volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL). Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases.

The prospective resources shown in this report have been estimated using deterministic methods and are dependent on a petroleum discovery being made. If a discovery is made and development is undertaken, the approximate probability that the recoverable volumes will equal or exceed the unrisked estimated amounts is generally inferred to be 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate.

Unrisked 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	
PA1A SW	85	90	100	90	69
PA1B SW	85	90	100	90	69
PA1C NW	90	90	100	100	81
PA1C SE	90	90	100	100	81

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 the CGG Walker Ridge 3-D reimagining seismic data set, which is a reprocessing of the inputs from the CGG Walker Ridge WAZ Seismic acquired between 2007 and 2008 and the CGG Deux StagSeis Seismic acquired between 2013 and 2014. The CGG Walker Ridge 3-D reimagining seismic was reprocessed between 2020 and 2021 and includes 3-D deghosting, 3-D SRME, and new velocity model building driven by time-lag FWI, updated salt geometry, and sediment velocity. All seismic interpretation was performed on the 25-Hz prestack reverse-time depth migration with guidance from the FWI Image product, which is a derivative image of the newly built velocity model used in the seismic imaging.

It should be understood that the prospective resources discussed and shown herein are those undiscovered, 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 unrisked 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.

GENERAL INFORMATION

This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated. For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves and prospective resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability. Additionally, we have made no investigation of any firm transportation contracts that may be in place for these properties; no adjustments have been made to our estimates of future revenue to account for such contracts.

The reserves and prospective resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein,

our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by Beacon, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the volumes, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If these volumes are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received, and costs incurred may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, well test data, historical price and cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves and prospective resources in this report have been estimated using deterministic 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, analogy, and reservoir modeling, 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 of the prospective resources are summarized in Table VI. 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.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2025, by Mr. Amit Kornhauser, Chief Executive Officer of Navitas Petroleum, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Navitas Petroleum, Beacon, 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 titles to the properties 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 properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Navitas Petroleum.

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. Edward C. Roy III. Mr. Cliver is a Senior Vice President and Mr. Roy 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. Roy is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 2364). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2008 and has over 11 years of prior industry experience.

Sincerely,

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

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

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

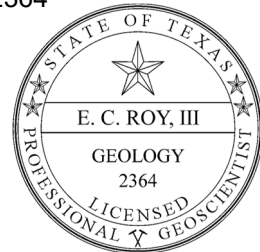
Date Signed: March 17, 2026

JRC:LFG



By: *Edward C. Roy III*
Edward C. Roy III, P.G. 2364
Vice President

Date Signed: March 17, 2026



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.

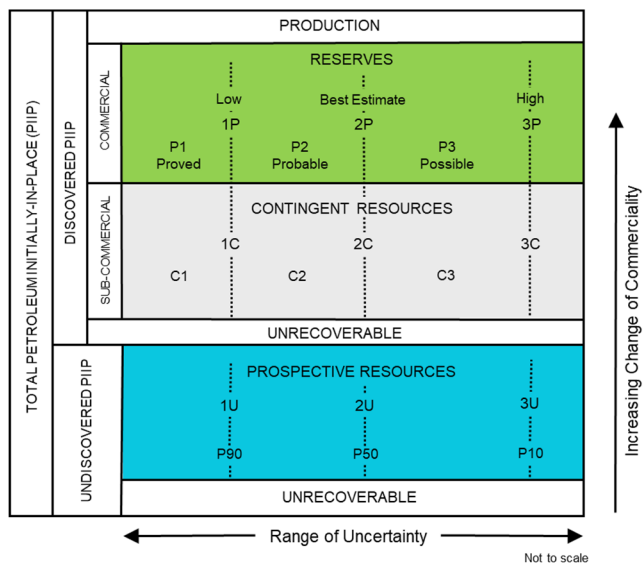


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

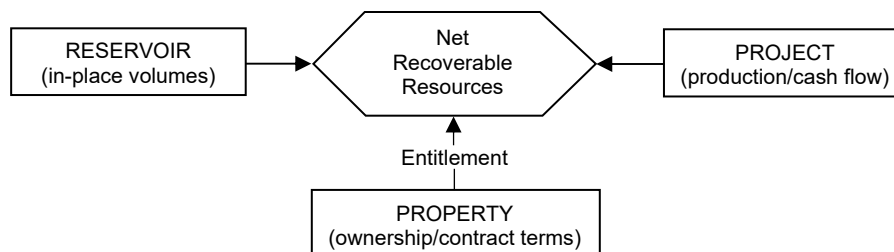


Figure 1.2—Resources evaluation

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, Analog). 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.	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. 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. 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. 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.
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	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. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
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.	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. The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.

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.	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). 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.
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.	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. 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.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	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. 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.
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.	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. 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.
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	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. 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.

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.	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. 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. 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. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: 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. 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.
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.	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. 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. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

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.	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. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved 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. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	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. 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. 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. 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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
MONUMENT FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 271, 272, 315, AND 316, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital	Net Abandonment	Net Operating
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)		Costs (M\$)	Costs (M\$)	Expenses (M\$)
12-31-2026	6,200.3	0.0	288.2	6,488.6	1,708.1	164,477.0	0.0	1,277.8
12-31-2027	146,027.6	0.0	5,191.2	151,218.8	39,808.3	10,991.4	0.0	25,990.6
12-31-2028	151,678.4	0.0	5,016.2	156,694.5	41,249.8	0.0	0.0	25,924.2
12-31-2029	152,544.7	0.0	4,691.1	157,235.8	41,392.3	69,800.0	0.0	24,539.7
12-31-2030	179,500.4	0.0	5,937.0	185,437.4	48,816.4	0.0	0.0	29,116.6
12-31-2031	150,152.2	0.0	5,009.4	155,161.6	40,846.3	0.0	0.0	25,319.9
12-31-2032	125,239.2	0.0	4,210.4	129,449.6	34,077.6	0.0	0.0	22,079.5
12-31-2033	95,754.6	0.0	3,207.0	98,961.6	26,051.6	0.0	0.0	20,429.3
12-31-2034	72,109.5	0.0	2,400.6	74,510.1	19,614.8	0.0	0.0	19,518.9
12-31-2035	54,391.3	0.0	1,799.7	56,191.1	14,792.3	0.0	0.0	17,145.3
12-31-2036	41,092.4	0.0	1,351.3	42,443.7	11,173.3	0.0	0.0	15,347.2
12-31-2037	31,093.9	0.0	1,016.2	32,110.1	8,453.0	0.0	0.0	13,982.9
12-31-2038	23,564.5	0.0	765.4	24,329.9	6,404.8	0.0	0.0	12,945.8
12-31-2039	17,885.4	0.0	577.3	18,462.6	4,860.3	0.0	0.0	12,156.2
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	22,142.9	0.0
Subtotal	1,247,234.4	0.0	41,460.9	1,288,695.3	339,249.1	245,268.5	22,142.9	265,773.9
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	1,247,234.4	0.0	41,460.9	1,288,695.3	339,249.1	245,268.5	22,142.9	265,773.9

Period Ending	Future Net Revenue			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	-160,974.4	0.0	0.0	-160,974.4	-156,953.2	-153,234.9	-149,784.2	-146,570.9
12-31-2027	74,428.4	0.0	0.0	74,428.4	69,186.4	64,541.1	60,401.2	56,692.8
12-31-2028	89,520.4	0.0	0.0	89,520.4	79,266.0	70,597.6	63,212.2	56,875.1
12-31-2029	21,503.8	0.0	0.0	21,503.8	18,797.1	16,519.4	14,590.0	12,945.6
12-31-2030	107,504.4	0.0	0.0	107,504.4	86,388.7	70,143.3	57,492.4	47,531.0
12-31-2031	88,995.4	0.0	0.0	88,995.4	68,106.8	52,783.6	41,381.0	32,784.5
12-31-2032	73,292.5	0.0	0.0	73,292.5	53,430.7	39,535.6	29,653.3	22,518.5
12-31-2033	52,480.6	0.0	0.0	52,480.6	36,468.5	25,779.3	18,509.5	13,480.5
12-31-2034	35,376.5	0.0	0.0	35,376.5	23,403.6	15,786.2	10,838.0	7,562.0
12-31-2035	24,253.5	0.0	0.0	24,253.5	15,283.1	9,841.4	6,463.6	4,322.5
12-31-2036	15,923.1	0.0	0.0	15,923.1	9,558.2	5,876.4	3,692.4	2,366.8
12-31-2037	9,674.2	0.0	0.0	9,674.2	5,533.0	3,248.4	1,953.1	1,200.2
12-31-2038	4,979.2	0.0	0.0	4,979.2	2,715.0	1,523.0	876.7	516.8
12-31-2039	1,446.1	0.0	0.0	1,446.1	754.9	406.2	224.7	127.5
12-31-2040	-22,142.9	0.0	0.0	-22,142.9	-10,672.8	-5,321.9	-2,737.1	-1,448.2
Subtotal	416,261.0	0.0	0.0	416,261.0	301,266.1	218,024.6	156,766.8	110,904.7
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	416,261.0	0.0	0.0	416,261.0	301,266.1	218,024.6	156,766.8	110,904.7

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
MONUMENT FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 271, 272, 315, AND 316, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital	Net Abandonment	Net Operating
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)		Costs (M\$)	Costs (M\$)	Expenses (M\$)
12-31-2026	358.5	0.0	16.7	375.1	98.8	0.0	0.0	56.7
12-31-2027	11,872.0	0.0	677.7	12,549.7	3,303.7	0.0	0.0	1,825.2
12-31-2028	17,250.6	0.0	838.0	18,088.6	4,761.8	6,942.9	0.0	2,526.0
12-31-2029	24,832.5	0.0	1,001.4	25,833.9	6,800.8	0.0	0.0	3,286.2
12-31-2030	24,785.5	0.0	945.0	25,730.5	6,773.6	69,800.0	0.0	3,291.5
12-31-2031	74,922.6	0.0	2,323.5	77,246.1	20,335.0	0.0	0.0	10,736.0
12-31-2032	78,600.5	0.0	2,462.7	81,063.2	21,339.9	0.0	0.0	11,304.8
12-31-2033	83,239.5	0.0	2,697.9	85,937.3	22,623.0	0.0	0.0	10,649.1
12-31-2034	75,213.7	0.0	2,494.5	77,708.2	20,456.7	0.0	0.0	8,340.8
12-31-2035	66,815.6	0.0	2,254.8	69,070.4	18,182.8	0.0	0.0	7,323.6
12-31-2036	58,781.7	0.0	2,011.5	60,793.2	16,003.8	0.0	0.0	6,326.5
12-31-2037	51,326.2	0.0	1,776.7	53,102.9	13,979.3	0.0	0.0	5,382.1
12-31-2038	44,552.2	0.0	1,557.2	46,109.4	12,138.3	0.0	0.0	4,508.5
12-31-2039	38,491.2	0.0	1,356.5	39,847.7	10,489.9	0.0	0.0	3,713.7
12-31-2040	46,725.0	0.0	1,612.0	48,337.0	12,724.7	0.0	-22,142.9	14,553.5
Subtotal	697,767.4	0.0	24,026.0	721,793.3	190,012.1	76,742.9	-22,142.9	93,824.1
Remaining	143,455.9	0.0	5,216.2	148,672.0	39,137.9	0.0	28,142.9	66,251.7
Total	841,223.2	0.0	29,242.1	870,465.4	229,150.0	76,742.9	6,000.0	160,075.8

Period Ending	Future Net Revenue			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	219.7	0.0	0.0	219.7	209.7	200.5	192.2	184.5
12-31-2027	7,420.8	0.0	0.0	7,420.8	6,878.8	6,400.0	5,974.5	5,594.5
12-31-2028	3,858.0	0.0	0.0	3,858.0	3,544.1	3,263.7	3,012.7	2,787.4
12-31-2029	15,746.9	0.0	0.0	15,746.9	13,252.2	11,244.7	9,612.8	8,274.0
12-31-2030	-54,134.6	0.0	0.0	-54,134.6	-42,895.4	-34,358.9	-27,793.6	-22,686.1
12-31-2031	46,175.0	0.0	0.0	46,175.0	35,307.2	27,341.4	21,418.5	16,956.5
12-31-2032	48,418.6	0.0	0.0	48,418.6	35,246.8	26,045.0	19,509.4	14,797.0
12-31-2033	52,665.3	0.0	0.0	52,665.3	36,529.7	25,777.5	18,477.3	13,435.6
12-31-2034	48,910.7	0.0	0.0	48,910.7	32,324.5	21,782.5	14,940.9	10,415.6
12-31-2035	43,564.0	0.0	0.0	43,564.0	27,421.0	17,639.0	11,573.2	7,732.0
12-31-2036	38,462.9	0.0	0.0	38,462.9	23,058.0	14,158.6	8,886.1	5,689.5
12-31-2037	33,741.5	0.0	0.0	33,741.5	19,264.8	11,291.9	6,778.9	4,159.6
12-31-2038	29,462.7	0.0	0.0	29,462.7	16,021.0	8,963.9	5,147.4	3,026.9
12-31-2039	25,644.1	0.0	0.0	25,644.1	13,280.7	7,093.0	3,896.0	2,195.6
12-31-2040	43,201.7	0.0	0.0	43,201.7	21,064.5	10,622.1	5,523.0	2,953.4
Subtotal	383,357.1	0.0	0.0	383,357.1	240,507.6	157,464.9	107,149.3	75,515.9
Remaining	15,139.6	0.0	0.0	15,139.6	9,821.7	5,576.5	3,038.9	1,641.4
Total	398,496.7	0.0	0.0	398,496.7	250,329.3	163,041.4	110,188.2	77,157.3

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2048.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
MONUMENT FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 271, 272, 315, AND 316, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital	Net Abandonment	Net Operating
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)		Costs (M\$)	Costs (M\$)	Expenses (M\$)
12-31-2026	6,558.8	0.0	304.9	6,863.7	1,806.9	164,477.0	0.0	1,334.5
12-31-2027	157,899.6	0.0	5,868.9	163,768.4	43,112.0	10,991.4	0.0	27,815.8
12-31-2028	168,929.0	0.0	5,854.1	174,783.1	46,011.7	6,942.9	0.0	28,450.2
12-31-2029	177,377.3	0.0	5,692.4	183,069.7	48,193.1	69,800.0	0.0	27,825.9
12-31-2030	204,285.9	0.0	6,882.0	211,167.9	55,590.0	69,800.0	0.0	32,408.1
12-31-2031	225,074.8	0.0	7,332.8	232,407.6	61,181.3	0.0	0.0	36,055.9
12-31-2032	203,839.7	0.0	6,673.1	210,512.8	55,417.5	0.0	0.0	33,384.3
12-31-2033	178,994.0	0.0	5,904.9	184,898.9	48,674.6	0.0	0.0	31,078.4
12-31-2034	147,323.3	0.0	4,895.1	152,218.4	40,071.5	0.0	0.0	27,859.7
12-31-2035	121,206.9	0.0	4,054.5	125,261.5	32,975.1	0.0	0.0	24,468.9
12-31-2036	99,874.0	0.0	3,362.9	103,236.9	27,177.1	0.0	0.0	21,673.7
12-31-2037	82,420.1	0.0	2,792.9	85,213.0	22,432.3	0.0	0.0	19,365.0
12-31-2038	68,116.8	0.0	2,322.6	70,439.3	18,543.2	0.0	0.0	17,454.3
12-31-2039	56,376.6	0.0	1,933.8	58,310.4	15,350.2	0.0	0.0	15,869.9
12-31-2040	46,725.0	0.0	1,612.0	48,337.0	12,724.7	0.0	0.0	14,553.5
Subtotal	1,945,001.7	0.0	65,486.9	2,010,488.6	529,261.2	322,011.3	0.0	359,598.0
Remaining	143,455.9	0.0	5,216.2	148,672.0	39,137.9	0.0	28,142.9	66,251.7
Total	2,088,457.6	0.0	70,703.1	2,159,160.7	568,399.1	322,011.3	28,142.9	425,849.7

Period Ending	Future Net Revenue			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	-160,754.7	0.0	0.0	-160,754.7	-156,743.5	-153,034.4	-149,592.0	-146,386.4
12-31-2027	81,849.2	0.0	0.0	81,849.2	76,065.2	70,941.0	66,375.7	62,287.3
12-31-2028	93,378.4	0.0	0.0	93,378.4	82,810.1	73,861.3	66,224.9	59,662.5
12-31-2029	37,250.7	0.0	0.0	37,250.7	32,049.4	27,764.1	24,202.8	21,219.7
12-31-2030	53,369.8	0.0	0.0	53,369.8	43,493.4	35,784.4	29,698.8	24,844.9
12-31-2031	135,170.4	0.0	0.0	135,170.4	103,414.0	80,125.0	62,799.5	49,740.9
12-31-2032	121,711.1	0.0	0.0	121,711.1	88,677.6	65,580.6	49,162.7	37,315.5
12-31-2033	105,145.9	0.0	0.0	105,145.9	72,998.3	51,556.8	36,986.7	26,916.1
12-31-2034	84,287.2	0.0	0.0	84,287.2	55,728.0	37,568.7	25,778.9	17,977.6
12-31-2035	67,817.5	0.0	0.0	67,817.5	42,704.1	27,480.4	18,036.8	12,054.5
12-31-2036	54,386.1	0.0	0.0	54,386.1	32,616.2	20,035.0	12,578.5	8,056.3
12-31-2037	43,415.7	0.0	0.0	43,415.7	24,797.7	14,540.3	8,732.1	5,359.8
12-31-2038	34,441.9	0.0	0.0	34,441.9	18,735.9	10,486.9	6,024.1	3,543.7
12-31-2039	27,090.3	0.0	0.0	27,090.3	14,035.6	7,499.2	4,120.7	2,323.1
12-31-2040	21,058.8	0.0	0.0	21,058.8	10,391.7	5,300.2	2,785.9	1,505.2
Subtotal	799,618.1	0.0	0.0	799,618.1	541,773.6	375,489.5	263,916.1	186,420.6
Remaining	15,139.6	0.0	0.0	15,139.6	9,821.7	5,576.5	3,038.9	1,641.4
Total	814,757.7	0.0	0.0	814,757.7	551,595.3	381,066.0	266,955.0	188,062.1

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2048.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
MONUMENT FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 271, 272, 315, AND 316, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital	Net Abandonment	Net Operating
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)		Costs (M\$)	Costs (M\$)	Expenses (M\$)
12-31-2026	-358.5	0.0	-16.7	-375.1	-98.8	0.0	0.0	-56.5
12-31-2027	-11,872.0	0.0	-207.7	-12,079.7	-3,180.0	0.0	0.0	-1,620.6
12-31-2028	-27,861.5	0.0	-740.2	-28,601.6	-7,529.4	0.0	0.0	-3,749.8
12-31-2029	-29,900.7	0.0	-743.6	-30,644.3	-8,067.1	0.0	0.0	-3,682.3
12-31-2030	-35,227.9	0.0	-1,095.1	-36,323.0	-9,562.0	6,942.9	0.0	-4,487.3
12-31-2031	-18,410.2	0.0	-457.4	-18,867.6	-4,966.9	0.0	0.0	-2,347.3
12-31-2032	-2,233.5	0.0	39.5	-2,194.0	-577.6	81,228.6	0.0	-265.6
12-31-2033	77,582.4	0.0	2,913.5	80,495.9	21,190.6	0.0	0.0	11,136.6
12-31-2034	106,407.1	0.0	3,828.0	110,235.1	29,019.4	0.0	0.0	14,955.3
12-31-2035	124,726.1	0.0	4,438.7	129,164.8	34,002.6	0.0	0.0	17,452.7
12-31-2036	122,084.7	0.0	4,333.3	126,418.1	33,279.6	0.0	0.0	17,200.1
12-31-2037	110,752.5	0.0	3,908.1	114,660.6	30,184.4	0.0	0.0	15,770.6
12-31-2038	100,154.7	0.0	3,517.2	103,672.0	27,291.6	0.0	0.0	14,424.6
12-31-2039	90,334.7	0.0	3,160.0	93,494.7	24,612.5	0.0	0.0	13,168.8
12-31-2040	81,301.7	0.0	2,834.9	84,136.6	22,149.0	0.0	0.0	12,005.9
Subtotal	687,479.7	0.0	25,712.6	713,192.3	187,747.9	88,171.4	0.0	99,905.2
Remaining	629,135.6	0.0	21,714.3	650,849.9	171,336.3	0.0	6,000.0	175,140.5
Total	1,316,615.3	0.0	47,427.0	1,364,042.2	359,084.2	88,171.4	6,000.0	275,045.7

Period Ending	Future Net Revenue			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	-219.9	0.0	0.0	-219.9	-209.8	-200.7	-192.3	-184.6
12-31-2027	-7,279.1	0.0	0.0	-7,279.1	-6,747.0	-6,277.0	-5,859.3	-5,486.3
12-31-2028	-17,322.5	0.0	0.0	-17,322.5	-15,298.1	-13,590.7	-12,139.3	-10,896.6
12-31-2029	-18,894.9	0.0	0.0	-18,894.9	-15,946.0	-13,566.4	-11,627.0	-10,032.1
12-31-2030	-29,216.5	0.0	0.0	-29,216.5	-23,370.1	-18,893.3	-15,422.5	-12,701.1
12-31-2031	-11,553.4	0.0	0.0	-11,553.4	-8,869.2	-6,894.1	-5,420.1	-4,305.6
12-31-2032	-82,579.4	0.0	0.0	-82,579.4	-59,644.9	-43,739.9	-32,523.6	-24,491.8
12-31-2033	48,168.8	0.0	0.0	48,168.8	33,359.2	23,505.5	16,824.9	12,217.6
12-31-2034	66,260.4	0.0	0.0	66,260.4	43,725.3	29,423.3	20,154.4	14,031.7
12-31-2035	77,709.4	0.0	0.0	77,709.4	48,877.1	31,418.5	20,600.2	13,753.9
12-31-2036	75,938.5	0.0	0.0	75,938.5	45,518.6	27,947.2	17,537.9	11,227.9
12-31-2037	68,705.6	0.0	0.0	68,705.6	39,222.6	22,987.3	13,798.4	8,465.9
12-31-2038	61,955.7	0.0	0.0	61,955.7	33,685.4	18,845.0	10,820.2	6,362.1
12-31-2039	55,713.4	0.0	0.0	55,713.4	28,849.3	15,406.0	8,461.1	4,767.7
12-31-2040	49,981.7	0.0	0.0	49,981.7	24,649.1	12,564.8	6,600.8	3,564.5
Subtotal	337,367.9	0.0	0.0	337,367.9	167,801.7	78,935.5	31,614.0	6,293.3
Remaining	298,373.1	0.0	0.0	298,373.1	120,821.4	51,062.1	22,591.1	10,445.6
Total	635,740.9	0.0	0.0	635,740.9	288,623.0	129,997.6	54,205.1	16,738.9

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2058.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
MONUMENT FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 271, 272, 315, AND 316, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital	Net Abandonment	Net Operating
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)		Costs (M\$)	Costs (M\$)	Expenses (M\$)
12-31-2026	6,200.3	0.0	288.2	6,488.6	1,708.1	164,477.0	0.0	1,278.0
12-31-2027	146,027.6	0.0	5,661.1	151,688.7	39,932.1	10,991.4	0.0	26,195.2
12-31-2028	141,067.5	0.0	5,114.0	146,181.5	38,482.3	6,942.9	0.0	24,700.4
12-31-2029	147,476.6	0.0	4,948.8	152,425.4	40,126.0	69,800.0	0.0	24,143.7
12-31-2030	169,058.0	0.0	5,786.9	174,844.9	46,027.9	76,742.9	0.0	27,920.8
12-31-2031	206,664.6	0.0	6,875.4	213,540.0	56,214.4	0.0	0.0	33,708.6
12-31-2032	201,606.3	0.0	6,712.6	208,318.8	54,839.9	81,228.6	0.0	33,118.7
12-31-2033	256,576.4	0.0	8,818.4	265,394.8	69,865.2	0.0	0.0	42,214.9
12-31-2034	253,730.3	0.0	8,723.1	262,453.4	69,090.9	0.0	0.0	42,815.0
12-31-2035	245,933.0	0.0	8,493.2	254,426.2	66,977.7	0.0	0.0	41,921.6
12-31-2036	221,958.8	0.0	7,696.2	229,655.0	60,456.7	0.0	0.0	38,873.8
12-31-2037	193,172.6	0.0	6,701.0	199,873.7	52,616.7	0.0	0.0	35,135.6
12-31-2038	168,271.5	0.0	5,839.8	174,111.3	45,834.8	0.0	0.0	31,878.9
12-31-2039	146,711.3	0.0	5,093.8	151,805.1	39,962.7	0.0	0.0	29,038.7
12-31-2040	128,026.7	0.0	4,446.9	132,473.6	34,873.7	0.0	0.0	26,559.3
Subtotal	2,632,481.5	0.0	91,199.5	2,723,681.0	717,009.1	410,182.8	0.0	459,503.1
Remaining	772,591.4	0.0	26,930.5	799,521.9	210,474.2	0.0	34,142.9	241,392.2
Total	3,405,072.9	0.0	118,130.0	3,523,202.9	927,483.3	410,182.8	34,142.9	700,895.4

Period Ending	Future Net Revenue			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	-160,974.6	0.0	0.0	-160,974.6	-156,953.4	-153,235.1	-149,784.3	-146,571.0
12-31-2027	74,570.0	0.0	0.0	74,570.0	69,318.2	64,664.1	60,516.4	56,801.0
12-31-2028	76,055.9	0.0	0.0	76,055.9	67,512.1	60,270.6	54,085.6	48,765.9
12-31-2029	18,355.8	0.0	0.0	18,355.8	16,103.4	14,197.7	12,575.8	11,187.6
12-31-2030	24,153.3	0.0	0.0	24,153.3	20,123.3	16,891.1	14,276.3	12,143.8
12-31-2031	123,617.0	0.0	0.0	123,617.0	94,544.8	73,230.9	57,379.4	45,435.3
12-31-2032	39,131.7	0.0	0.0	39,131.7	29,032.7	21,840.7	16,639.1	12,823.7
12-31-2033	153,314.7	0.0	0.0	153,314.7	106,357.5	75,062.3	53,811.7	39,133.7
12-31-2034	150,547.5	0.0	0.0	150,547.5	99,453.4	66,992.0	45,933.3	32,009.3
12-31-2035	145,526.9	0.0	0.0	145,526.9	91,581.2	58,898.9	38,637.1	25,808.4
12-31-2036	130,324.5	0.0	0.0	130,324.5	78,134.8	47,982.2	30,116.4	19,284.3
12-31-2037	112,121.3	0.0	0.0	112,121.3	64,020.4	37,527.7	22,530.5	13,825.7
12-31-2038	96,397.6	0.0	0.0	96,397.6	52,421.4	29,331.9	16,844.4	9,905.8
12-31-2039	82,803.7	0.0	0.0	82,803.7	42,884.9	22,905.2	12,581.9	7,090.8
12-31-2040	71,040.6	0.0	0.0	71,040.6	35,040.8	17,865.0	9,386.7	5,069.7
Subtotal	1,136,986.0	0.0	0.0	1,136,986.0	709,575.3	454,425.0	295,530.1	192,714.0
Remaining	313,512.7	0.0	0.0	313,512.7	130,643.1	56,638.7	25,630.0	12,087.0
Total	1,450,498.6	0.0	0.0	1,450,498.6	840,218.4	511,063.6	321,160.1	204,801.0

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2058.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
PROSPECTIVE RESOURCES
MONUMENT FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 271, 272, 315, AND 316, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
AS OF DECEMBER 31, 2025

Prospect	Gross Rock Volume (acre-feet)			Area (acres)			Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)			Net-to-Gross Ratio (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
PA1A SW	182,669	202,965	223,262	2,138	2,376	2,614	85	85	85	0.09	0.12	0.20
PA1B SW	303,571	337,301	371,031	2,141	2,379	2,617	142	142	142	0.53	0.60	0.70
PA1C NW	23,514	26,127	28,740	2,966	3,296	3,626	8	8	8	0.42	0.55	0.65
PA1C SE	116,028	128,920	141,812	2,194	2,438	2,682	53	53	53	0.42	0.55	0.65

Prospect	Porosity (decimal)			Oil Saturation (decimal)			Initial Oil Formation Volume Factor (RB/STB) ⁽²⁾			Oil Recovery Factor (decimal)		
	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate
PA1A SW	0.20	0.21	0.22	0.55	0.61	0.70	1.18	1.20	1.22	0.06	0.08	0.09
PA1B SW	0.21	0.22	0.22	0.67	0.72	0.77	1.18	1.20	1.22	0.11	0.15	0.18
PA1C NW	0.19	0.20	0.20	0.60	0.65	0.75	1.22	1.22	1.22	0.12	0.15	0.18
PA1C SE	0.19	0.20	0.20	0.60	0.65	0.75	1.18	1.20	1.22	0.11	0.14	0.18

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

⁽¹⁾ Average gross thickness is calculated by dividing the gross rock volume by the area.

⁽²⁾ The abbreviation RB/STB represents reservoir barrels per stock tank barrel.

March 17, 2026

Navitas Petroleum Limited Partnership
12 Abba Eban Boulevard
Building D, 9th Floor
Herzliya 4672530
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Navitas Petroleum Limited Partnership (Navitas Petroleum) interest in certain oil and gas properties located in Shenandoah South Field, Walker Ridge Block 95, federal waters in the Gulf of America. It is our understanding that Navitas Petroleum owns an indirect working interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Navitas Petroleum, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. 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 Navitas Petroleum'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, with the exception of the exclusion of future income taxes. It is our understanding that this report will also be used by auditors of Navitas Petroleum as part of their audit procedures.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the Navitas Petroleum working interest reserves for Shenandoah South Field, as of December 31, 2025, to be:

Category	Gross (100%) Reserves		Working Interest Reserves	
	Oil (MBBL)	Gas (MMCF)	Oil (MBBL)	Gas (MMCF)
Proved (1P)	19,644.9	13,358.6	8,221.4	5,311.0
Probable	22,035.1	14,983.8	9,221.7	5,957.2
Proved + Probable (2P)	41,680.0	28,342.4	17,443.1	11,268.2
Possible	27,250.2	18,530.1	11,404.2	7,367.1
Proved + Probable + Possible (3P)	68,930.2	46,872.5	28,847.3	18,635.3

We estimate the future net revenue before income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Navitas Petroleum interest in Shenandoah South Field, as of December 31, 2025, to be:

Category	Future Net Revenue Before Income Taxes (M\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	43,764.5	9,935.5	(13,508.6)	(29,619.5)	(40,544.3)
Probable	411,813.8	302,397.7	226,671.1	173,171.0	134,623.7
Proved + Probable (2P)	455,578.3	312,333.2	213,162.5	143,551.5	94,079.4
Possible	502,794.2	330,680.1	224,028.6	155,983.2	111,321.1
Proved + Probable + Possible (3P)	958,372.5	643,013.3	437,191.1	299,534.7	205,400.5

The oil volumes shown include crude oil only. Oil volumes are expressed in thousands of barrels (MBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Gas volumes are expressed in millions of cubic feet (MMCF) at standard

temperature and pressure bases. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or thousands of United States dollars (M\$). For reference, the December 31, 2025, exchange rate was 3.19 New Israeli Shekels per United States dollar.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves include proved undeveloped reserves only. The project maturity subclass for these reserves is approved for development. Estimates of proved reserves have been included for locations that generate positive future net revenue but have negative present worth discounted at 10, 15, and 20 percent based on the price and cost parameters discussed in subsequent paragraphs of this letter. These locations have been included based on the operator's declared intent to drill these wells; Beacon Offshore Energy LLC (Beacon) is the operator of the properties. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated.

Working interest revenue shown in this report is Navitas Petroleum's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Navitas Petroleum's share of royalties, capital costs, abandonment costs, and operating expenses but before consideration of any income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category. As requested, we have included an appendix to this report that presents a table of revenue, costs, and taxes resulting from aggregating the 1P reserves shown in this report with low estimate volumes that extend beyond the lease boundary.

As requested, this report has been prepared using oil and gas price parameters specified by Navitas Petroleum. Oil prices are based on NYMEX West Texas Intermediate prices and are adjusted for quality and market differentials. Gas prices are based on NYMEX Henry Hub prices and are adjusted for energy content and market differentials. All prices, before adjustments, are shown in the following table:

<u>Period Ending</u>	<u>Oil Price (\$/Barrel)</u>	<u>Gas Price (\$/MMBTU)</u>
12-31-2026	59.13	3.93
12-31-2027	62.12	3.87
12-31-2028	65.07	3.81
Thereafter	70.41	3.81

We have estimated operating costs based on data provided by Beacon and our knowledge of similar offshore operations. These costs are intended to include production handling agreement fees, transportation fees, the overhead expenses allowed under joint operating agreements, and other estimates of costs to be incurred at and below the district and field levels. Operating costs have been divided into field-level costs, per-well costs, and per-unit-of-production costs. Since all properties are nonoperated, headquarters general and administrative overhead expenses are not included. As requested, operating costs are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Beacon and are based on internal planning budgets and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for facilities, new development wells, and production equipment. Based on our understanding of Beacon's future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Beacon's estimates of the costs to abandon the wells and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

Additionally, we have made no specific investigation of any firm transportation contracts that may be in place for these properties; no adjustments have been made to our estimates of future revenue to account for such contracts.

The reserves shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of proved plus probable plus possible reserves. Estimates of reserves may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by Beacon, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the reserves, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If the reserves are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received for the reserves, and costs incurred in recovering such reserves may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, seismic data, core data, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves in this report have been estimated using deterministic 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, analogy, and reservoir modeling, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate reserves in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. 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.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2025, by Mr. Amit Kornhauser, Chief Executive Officer of Navitas Petroleum, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Navitas Petroleum, Beacon, 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 titles to the properties 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 properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Navitas Petroleum.

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. Edward C. Roy III. Mr. Cliver is a Senior Vice President and Mr. Roy 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. Roy is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 2364). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2008 and has over 11 years of prior industry experience.

Sincerely,

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

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

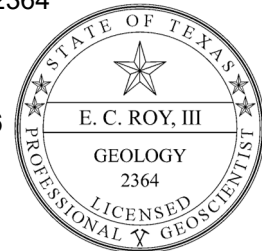
By: *John R. Cliver*
John R. Cliver, P.E. 107216
Senior Vice President



Date Signed: March 17, 2026

JRC:LFG

By: *Edward C. Roy III*
Edward C. Roy III, P.G. 2364
Vice President



Date Signed: March 17, 2026

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.

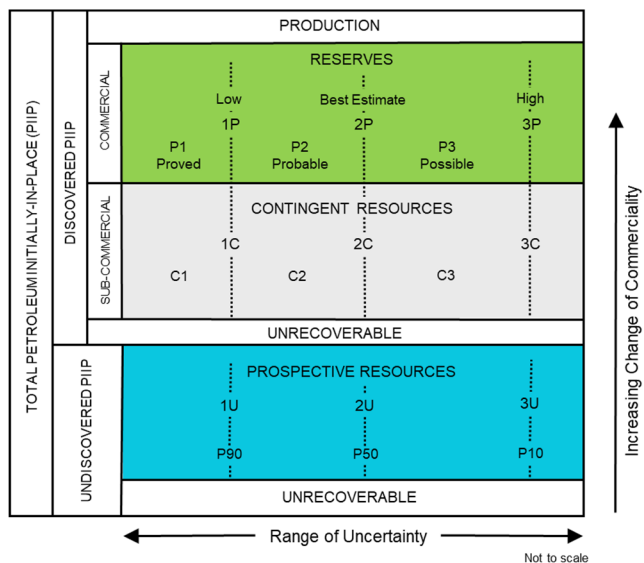


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

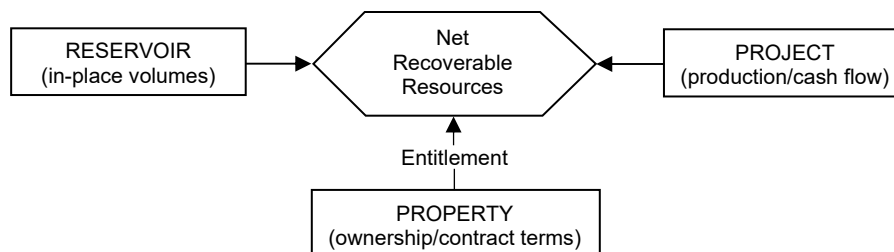


Figure 1.2—Resources evaluation

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, Analog). 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.	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. 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. 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. 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.
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	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. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
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.	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. The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.

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.	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). 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.
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.	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. 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.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	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. 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.
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.	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. 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.
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	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. 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.

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.	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. 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. 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. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: 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. 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.
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.	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. 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. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

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.	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. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved 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. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	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. 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. 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. 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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
SHENANDOAH SOUTH FIELD, WALKER RIDGE BLOCK 95, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10,577.8	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54,120.9	0.0	0.0
12-31-2028	59,215.2	0.0	2,539.1	61,754.2	14,589.4	124,236.3	0.0	10,863.2
12-31-2029	119,591.0	0.0	4,745.9	124,336.9	29,374.6	96,296.9	0.0	20,589.7
12-31-2030	127,625.0	0.0	5,064.7	132,689.7	31,347.9	0.0	0.0	22,380.5
12-31-2031	139,290.3	0.0	5,527.7	144,818.0	34,213.2	0.0	0.0	24,610.3
12-31-2032	78,378.6	0.0	3,110.4	81,489.1	19,251.8	0.0	0.0	16,362.1
12-31-2033	39,074.2	0.0	1,550.6	40,624.8	9,597.6	0.0	0.0	10,960.1
12-31-2034	18,237.1	0.0	723.7	18,960.8	4,479.5	0.0	0.0	7,718.3
12-31-2035	3,215.9	0.0	127.6	3,343.5	789.9	0.0	0.0	2,223.0
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19,669.5	0.0
12-31-2037	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2038	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2039	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	584,627.2	0.0	23,389.8	608,017.0	143,644.0	285,231.9	19,669.5	115,707.1
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	584,627.2	0.0	23,389.8	608,017.0	143,644.0	285,231.9	19,669.5	115,707.1

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Revenue Before Income Taxes				
				Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	-10,577.8	0.0	0.0	-10,577.8	-10,240.8	-9,930.4	-9,643.3	-9,376.9
12-31-2027	-54,120.9	0.0	0.0	-54,120.9	-50,183.1	-46,704.1	-43,612.6	-40,850.9
12-31-2028	-87,934.8	0.0	0.0	-87,934.8	-79,917.6	-72,928.3	-66,800.1	-61,398.8
12-31-2029	-21,924.2	0.0	0.0	-21,924.2	-19,078.2	-16,690.4	-14,674.2	-12,961.6
12-31-2030	78,961.3	0.0	0.0	78,961.3	63,163.4	51,062.5	41,678.7	34,319.7
12-31-2031	85,994.4	0.0	0.0	85,994.4	65,855.1	51,071.4	40,063.1	31,758.8
12-31-2032	45,875.2	0.0	0.0	45,875.2	33,516.0	24,851.1	18,676.1	14,209.2
12-31-2033	20,067.1	0.0	0.0	20,067.1	13,968.4	9,890.2	7,112.1	5,187.4
12-31-2034	6,763.0	0.0	0.0	6,763.0	4,497.2	3,048.2	2,102.4	1,473.3
12-31-2035	330.5	0.0	0.0	330.5	211.6	138.3	92.1	62.4
12-31-2036	-19,669.5	0.0	0.0	-19,669.5	-11,856.4	-7,317.2	-4,613.7	-2,966.8
12-31-2037	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2038	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2039	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	43,764.5	0.0	0.0	43,764.5	9,935.5	-13,508.6	-29,619.5	-40,544.3
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	43,764.5	0.0	0.0	43,764.5	9,935.5	-13,508.6	-29,619.5	-40,544.3

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
SHENANDOAH SOUTH FIELD, WALKER RIDGE BLOCK 95, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	20,047.1	0.0	859.6	20,906.7	4,939.2	0.0	0.0	2,963.8
12-31-2029	47,182.4	0.0	1,872.4	49,054.8	11,589.2	0.0	0.0	6,446.2
12-31-2030	85,738.2	0.0	3,402.5	89,140.7	21,059.5	0.0	0.0	11,650.6
12-31-2031	96,073.3	0.0	3,812.6	99,885.9	23,598.0	0.0	0.0	13,234.6
12-31-2032	131,349.5	0.0	5,212.5	136,562.1	32,262.8	0.0	0.0	18,107.6
12-31-2033	104,781.6	0.0	4,158.2	108,939.8	25,737.0	0.0	0.0	14,847.8
12-31-2034	68,065.5	0.0	2,701.1	70,766.7	16,718.6	0.0	0.0	10,362.2
12-31-2035	48,734.5	0.0	1,934.0	50,668.5	11,970.4	0.0	0.0	11,099.4
12-31-2036	31,381.0	0.0	1,245.3	32,626.3	7,708.0	0.0	-19,669.5	10,373.7
12-31-2037	19,023.7	0.0	754.9	19,778.7	4,672.7	0.0	0.0	8,534.0
12-31-2038	7,111.2	0.0	282.2	7,393.4	1,746.7	0.0	0.0	4,287.7
12-31-2039	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19,669.5	0.0
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	659,488.0	0.0	26,235.5	685,723.5	162,002.1	0.0	0.0	111,907.6
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	659,488.0	0.0	26,235.5	685,723.5	162,002.1	0.0	0.0	111,907.6

Period Ending	Future Net Revenue			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted	Discounted	Discounted	Discounted	Discounted
				at 0% (M\$)	at 5% (M\$)	at 10% (M\$)	at 15% (M\$)	at 20% (M\$)
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	13,003.6	0.0	0.0	13,003.6	11,371.0	10,006.1	8,855.6	7,878.5
12-31-2029	31,019.5	0.0	0.0	31,019.5	26,114.9	22,166.9	18,956.7	16,322.4
12-31-2030	56,430.6	0.0	0.0	56,430.6	45,238.8	36,648.1	29,972.8	24,727.7
12-31-2031	63,053.3	0.0	0.0	63,053.3	48,191.4	37,303.2	29,210.7	23,116.7
12-31-2032	86,191.7	0.0	0.0	86,191.7	62,723.8	46,333.9	34,696.3	26,307.5
12-31-2033	68,355.0	0.0	0.0	68,355.0	47,499.2	33,576.5	24,107.7	17,557.6
12-31-2034	43,685.8	0.0	0.0	43,685.8	28,905.7	19,500.8	13,390.4	9,344.3
12-31-2035	27,598.6	0.0	0.0	27,598.6	17,403.1	11,214.0	7,369.7	4,931.3
12-31-2036	34,214.1	0.0	0.0	34,214.1	20,595.9	12,695.3	7,996.2	5,136.8
12-31-2037	6,572.0	0.0	0.0	6,572.0	3,764.2	2,213.1	1,332.4	819.8
12-31-2038	1,359.0	0.0	0.0	1,359.0	748.7	424.1	246.4	146.5
12-31-2039	-19,669.5	0.0	0.0	-19,669.5	-10,159.1	-5,410.9	-2,963.8	-1,665.5
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	411,813.8	0.0	0.0	411,813.8	302,397.7	226,671.1	173,171.0	134,623.7
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	411,813.8	0.0	0.0	411,813.8	302,397.7	226,671.1	173,171.0	134,623.7

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
SHENANDOAH SOUTH FIELD, WALKER RIDGE BLOCK 95, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10,577.8	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54,120.9	0.0	0.0
12-31-2028	79,262.3	0.0	3,398.6	82,660.9	19,528.6	124,236.3	0.0	13,827.1
12-31-2029	166,773.4	0.0	6,618.3	173,391.7	40,963.8	96,296.9	0.0	27,035.8
12-31-2030	213,363.2	0.0	8,467.2	221,830.4	52,407.4	0.0	0.0	34,031.1
12-31-2031	235,363.6	0.0	9,340.3	244,703.9	57,811.3	0.0	0.0	37,844.8
12-31-2032	209,728.2	0.0	8,323.0	218,051.1	51,514.6	0.0	0.0	34,469.7
12-31-2033	143,855.7	0.0	5,708.8	149,564.6	35,334.6	0.0	0.0	25,807.9
12-31-2034	86,302.6	0.0	3,424.9	89,727.5	21,198.1	0.0	0.0	18,080.5
12-31-2035	51,950.3	0.0	2,061.6	54,012.0	12,760.3	0.0	0.0	13,322.5
12-31-2036	31,381.0	0.0	1,245.3	32,626.3	7,708.0	0.0	0.0	10,373.7
12-31-2037	19,023.7	0.0	754.9	19,778.7	4,672.7	0.0	0.0	8,534.0
12-31-2038	7,111.2	0.0	282.2	7,393.4	1,746.7	0.0	0.0	4,287.7
12-31-2039	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19,669.5	0.0
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	1,244,115.2	0.0	49,625.3	1,293,740.5	305,646.1	285,231.9	19,669.5	227,614.7
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	1,244,115.2	0.0	49,625.3	1,293,740.5	305,646.1	285,231.9	19,669.5	227,614.7

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	-10,577.8	0.0	0.0	-10,577.8	-10,240.8	-9,930.4	-9,643.3	-9,376.9
12-31-2027	-54,120.9	0.0	0.0	-54,120.9	-50,183.1	-46,704.1	-43,612.6	-40,850.9
12-31-2028	-74,931.1	0.0	0.0	-74,931.1	-68,546.6	-62,922.1	-57,944.5	-53,520.3
12-31-2029	9,095.3	0.0	0.0	9,095.3	7,036.7	5,476.5	4,282.5	3,360.8
12-31-2030	135,391.9	0.0	0.0	135,391.9	108,402.2	87,710.6	71,651.5	59,047.4
12-31-2031	149,047.8	0.0	0.0	149,047.8	114,046.6	88,374.6	69,273.8	54,875.6
12-31-2032	132,066.9	0.0	0.0	132,066.9	96,239.8	71,185.0	53,372.4	40,516.7
12-31-2033	88,422.1	0.0	0.0	88,422.1	61,467.6	43,466.7	31,219.8	22,745.0
12-31-2034	50,448.9	0.0	0.0	50,448.9	33,402.9	22,549.0	15,492.7	10,817.6
12-31-2035	27,929.2	0.0	0.0	27,929.2	17,614.6	11,352.3	7,461.8	4,993.7
12-31-2036	14,544.6	0.0	0.0	14,544.6	8,739.4	5,378.1	3,382.4	2,170.0
12-31-2037	6,572.0	0.0	0.0	6,572.0	3,764.2	2,213.1	1,332.4	819.8
12-31-2038	1,359.0	0.0	0.0	1,359.0	748.7	424.1	246.4	146.5
12-31-2039	-19,669.5	0.0	0.0	-19,669.5	-10,159.1	-5,410.9	-2,963.8	-1,665.5
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	455,578.3	0.0	0.0	455,578.3	312,333.2	213,162.5	143,551.5	94,079.4
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	455,578.3	0.0	0.0	455,578.3	312,333.2	213,162.5	143,551.5	94,079.4

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
SHENANDOAH SOUTH FIELD, WALKER RIDGE BLOCK 95, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	-2,223.2	0.0	-95.3	-2,318.6	-547.8	0.0	0.0	-328.5
12-31-2029	2,330.6	0.0	92.5	2,423.1	572.5	0.0	0.0	320.7
12-31-2030	30,670.8	0.0	1,217.2	31,887.9	7,533.5	0.0	0.0	4,180.3
12-31-2031	79,917.4	0.0	3,171.5	83,088.9	19,629.7	0.0	0.0	10,716.1
12-31-2032	95,501.2	0.0	3,789.9	99,291.1	23,457.5	0.0	0.0	12,813.1
12-31-2033	107,031.3	0.0	4,247.5	111,278.8	26,289.6	0.0	0.0	14,566.2
12-31-2034	116,211.8	0.0	4,611.8	120,823.6	28,544.6	0.0	0.0	16,019.1
12-31-2035	96,198.0	0.0	3,817.6	100,015.6	23,628.7	0.0	0.0	13,673.0
12-31-2036	75,065.5	0.0	2,978.9	78,044.4	18,438.0	0.0	0.0	11,060.2
12-31-2037	57,660.3	0.0	2,288.2	59,948.5	14,162.8	0.0	0.0	8,827.9
12-31-2038	48,272.0	0.0	1,915.7	50,187.6	11,856.8	0.0	0.0	10,077.4
12-31-2039	40,096.3	0.0	1,591.2	41,687.5	9,848.7	0.0	-19,669.5	12,148.4
12-31-2040	29,096.3	0.0	1,154.7	30,251.0	7,146.8	0.0	0.0	10,500.5
Subtotal	775,828.4	0.0	30,781.3	806,609.6	190,561.5	0.0	-19,669.5	124,574.5
Remaining	41,916.9	0.0	1,663.5	43,580.3	10,295.8	0.0	19,669.5	21,964.0
Total	817,745.2	0.0	32,444.7	850,190.0	200,857.3	0.0	0.0	146,538.4

Period Ending	Future Net Revenue			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted	Discounted	Discounted	Discounted	Discounted
				at 0% (M\$)	at 5% (M\$)	at 10% (M\$)	at 15% (M\$)	at 20% (M\$)
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	-1,442.4	0.0	0.0	-1,442.4	-1,263.8	-1,114.2	-987.8	-880.3
12-31-2029	1,530.0	0.0	0.0	1,530.0	1,268.8	1,061.3	894.7	759.8
12-31-2030	20,174.1	0.0	0.0	20,174.1	16,050.4	12,907.7	10,482.5	8,589.6
12-31-2031	52,743.0	0.0	0.0	52,743.0	40,269.2	31,139.5	24,360.5	19,260.4
12-31-2032	63,020.5	0.0	0.0	63,020.5	45,914.3	33,954.0	25,452.6	19,318.2
12-31-2033	70,423.0	0.0	0.0	70,423.0	48,809.9	34,418.2	24,653.9	17,915.0
12-31-2034	76,259.9	0.0	0.0	76,259.9	50,392.0	33,952.9	23,285.6	16,230.6
12-31-2035	62,714.0	0.0	0.0	62,714.0	39,494.8	25,417.8	16,684.7	11,151.9
12-31-2036	48,546.2	0.0	0.0	48,546.2	29,118.9	17,889.7	11,233.4	7,195.9
12-31-2037	36,957.8	0.0	0.0	36,957.8	21,113.6	12,382.5	7,437.6	4,566.1
12-31-2038	28,253.4	0.0	0.0	28,253.4	15,370.4	8,603.6	4,942.5	2,907.6
12-31-2039	39,359.9	0.0	0.0	39,359.9	20,368.1	10,869.3	5,965.0	3,358.6
12-31-2040	12,603.7	0.0	0.0	12,603.7	6,224.8	3,177.5	1,671.5	903.8
Subtotal	511,143.2	0.0	0.0	511,143.2	333,131.2	224,659.7	156,076.7	111,276.9
Remaining	-8,349.0	0.0	0.0	-8,349.0	-2,451.2	-631.1	-93.5	44.1
Total	502,794.2	0.0	0.0	502,794.2	330,680.1	224,028.6	155,983.2	111,321.1

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2045.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
SHENANDOAH SOUTH FIELD, WALKER RIDGE BLOCK 95, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10,577.8	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54,120.9	0.0	0.0
12-31-2028	77,039.0	0.0	3,303.3	80,342.3	18,980.9	124,236.3	0.0	13,498.6
12-31-2029	169,104.1	0.0	6,710.8	175,814.9	41,536.3	96,296.9	0.0	27,356.5
12-31-2030	244,034.0	0.0	9,684.4	253,718.4	59,940.9	0.0	0.0	38,211.4
12-31-2031	315,281.0	0.0	12,511.8	327,792.8	77,441.0	0.0	0.0	48,561.0
12-31-2032	305,229.4	0.0	12,112.9	317,342.3	74,972.1	0.0	0.0	47,282.7
12-31-2033	250,887.1	0.0	9,956.3	260,843.4	61,624.2	0.0	0.0	40,374.1
12-31-2034	202,514.4	0.0	8,036.7	210,551.1	49,742.7	0.0	0.0	34,099.6
12-31-2035	148,148.4	0.0	5,879.2	154,027.6	36,389.0	0.0	0.0	26,995.4
12-31-2036	106,446.5	0.0	4,224.3	110,670.7	26,146.0	0.0	0.0	21,434.0
12-31-2037	76,684.1	0.0	3,043.2	79,727.2	18,835.6	0.0	0.0	17,361.9
12-31-2038	55,383.2	0.0	2,197.9	57,581.0	13,603.5	0.0	0.0	14,365.1
12-31-2039	40,096.3	0.0	1,591.2	41,687.5	9,848.7	0.0	0.0	12,148.4
12-31-2040	29,096.3	0.0	1,154.7	30,251.0	7,146.8	0.0	0.0	10,500.5
Subtotal	2,019,943.6	0.0	80,406.6	2,100,350.2	496,207.6	285,231.9	0.0	352,189.2
Remaining	41,916.9	0.0	1,663.5	43,580.3	10,295.8	0.0	19,669.5	21,964.0
Total	2,061,860.5	0.0	82,070.0	2,143,930.5	506,503.4	285,231.9	19,669.5	374,153.2

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	-10,577.8	0.0	0.0	-10,577.8	-10,240.8	-9,930.4	-9,643.3	-9,376.9
12-31-2027	-54,120.9	0.0	0.0	-54,120.9	-50,183.1	-46,704.1	-43,612.6	-40,850.9
12-31-2028	-76,373.5	0.0	0.0	-76,373.5	-69,810.3	-64,036.3	-58,932.3	-54,400.6
12-31-2029	10,625.3	0.0	0.0	10,625.3	8,305.5	6,537.8	5,177.2	4,120.5
12-31-2030	155,566.0	0.0	0.0	155,566.0	124,452.6	100,618.3	82,134.0	67,636.9
12-31-2031	201,790.8	0.0	0.0	201,790.8	154,315.7	119,514.1	93,634.3	74,135.9
12-31-2032	195,087.4	0.0	0.0	195,087.4	142,154.1	105,139.0	78,825.0	59,834.9
12-31-2033	158,845.1	0.0	0.0	158,845.1	110,277.4	77,884.9	55,873.7	40,660.0
12-31-2034	126,708.7	0.0	0.0	126,708.7	83,794.9	56,501.9	38,778.4	27,048.3
12-31-2035	90,643.1	0.0	0.0	90,643.1	57,109.4	36,770.1	24,146.5	16,145.6
12-31-2036	63,090.8	0.0	0.0	63,090.8	37,858.3	23,267.9	14,615.8	9,365.9
12-31-2037	43,529.8	0.0	0.0	43,529.8	24,877.8	14,595.6	8,770.0	5,385.9
12-31-2038	29,612.4	0.0	0.0	29,612.4	16,119.1	9,027.7	5,188.9	3,054.1
12-31-2039	19,690.4	0.0	0.0	19,690.4	10,209.0	5,458.4	3,001.3	1,693.0
12-31-2040	12,603.7	0.0	0.0	12,603.7	6,224.8	3,177.5	1,671.5	903.8
Subtotal	966,721.5	0.0	0.0	966,721.5	645,464.5	437,822.3	299,628.2	205,356.3
Remaining	-8,349.0	0.0	0.0	-8,349.0	-2,451.2	-631.1	-93.5	44.1
Total	958,372.5	0.0	0.0	958,372.5	643,013.3	437,191.1	299,534.7	205,400.5

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2045.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

APPENDIX

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES PLUS LOW ESTIMATE OFF-LEASE VOLUMES
SHENANDOAH SOUTH FIELD, WALKER RIDGE BLOCK 95, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF AMERICA
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs	Net Abandonment Costs	Net Operating Expenses
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)		(M\$)	(M\$)	(M\$)
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	10,577.8	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	54,120.9	0.0	0.0
12-31-2028	59,215.2	0.0	2,539.1	61,754.2	14,589.4	124,236.3	0.0	10,863.2
12-31-2029	123,142.8	0.0	4,886.9	128,029.7	30,247.0	96,296.9	0.0	21,065.2
12-31-2030	156,057.5	0.0	6,193.1	162,250.6	38,331.7	0.0	0.0	26,212.7
12-31-2031	163,276.8	0.0	6,479.6	169,756.4	40,104.9	0.0	0.0	27,880.8
12-31-2032	119,978.0	0.0	4,761.3	124,739.3	29,469.6	0.0	0.0	22,006.0
12-31-2033	68,681.9	0.0	2,725.6	71,407.5	16,870.0	0.0	0.0	15,045.4
12-31-2034	38,769.5	0.0	1,538.5	40,308.0	9,522.8	0.0	0.0	10,920.4
12-31-2035	21,423.6	0.0	850.2	22,273.8	5,262.2	0.0	0.0	8,377.4
12-31-2036	7,870.5	0.0	312.3	8,182.8	1,933.2	0.0	0.0	5,001.6
12-31-2037	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	19,669.5	0.0
12-31-2038	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2039	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	758,415.8	0.0	30,286.5	788,702.3	186,330.9	285,231.9	19,669.5	147,372.8
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	758,415.8	0.0	30,286.5	788,702.3	186,330.9	285,231.9	19,669.5	147,372.8

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	-10,577.8	0.0	0.0	-10,577.8	-10,240.8	-9,930.4	-9,643.3	-9,376.9
12-31-2027	-54,120.9	0.0	0.0	-54,120.9	-50,183.1	-46,704.1	-43,612.6	-40,850.9
12-31-2028	-87,934.8	0.0	0.0	-87,934.8	-79,917.6	-72,928.3	-66,800.1	-61,398.8
12-31-2029	-19,579.4	0.0	0.0	-19,579.4	-17,138.2	-15,070.9	-13,311.5	-11,806.4
12-31-2030	97,706.2	0.0	0.0	97,706.2	78,218.7	63,280.4	51,688.0	42,590.7
12-31-2031	101,770.6	0.0	0.0	101,770.6	77,903.5	60,390.9	47,356.0	37,526.6
12-31-2032	73,263.6	0.0	0.0	73,263.6	53,475.6	39,615.2	29,746.2	22,613.2
12-31-2033	39,492.1	0.0	0.0	39,492.1	27,464.6	19,429.1	13,960.0	10,174.0
12-31-2034	19,864.9	0.0	0.0	19,864.9	13,161.1	8,889.9	6,111.4	4,269.6
12-31-2035	8,634.2	0.0	0.0	8,634.2	5,455.4	3,522.0	2,318.8	1,554.2
12-31-2036	1,248.0	0.0	0.0	1,248.0	755.3	468.0	296.2	191.2
12-31-2037	-19,669.5	0.0	0.0	-19,669.5	-11,019.7	-6,342.4	-3,741.2	-2,256.9
12-31-2038	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2039	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	150,097.2	0.0	0.0	150,097.2	87,934.8	44,619.4	14,367.9	-6,770.6
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	150,097.2	0.0	0.0	150,097.2	87,934.8	44,619.4	14,367.9	-6,770.6

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ These properties are not subject to production or ad valorem taxes because they are located in federal waters in the Gulf of America.

March 17, 2026

Navitas Petroleum Limited Partnership
12 Abba Eban Boulevard
Building D, 9th Floor
Herzliya 4672530
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Navitas Petroleum Limited Partnership (Navitas Petroleum) interest in certain oil and gas properties located in Brazoria, Fort Bend, and Harris Counties, Texas. It is our understanding that Navitas Petroleum owns an indirect working interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Navitas Petroleum, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. 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 Navitas Petroleum'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, with the exception of the exclusion of future income taxes. It is our understanding that this report will also be used by auditors of Navitas Petroleum as part of their audit procedures.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the Navitas Petroleum working interest reserves for these Brazoria, Fort Bend, and Harris County properties, as of December 31, 2025, to be:

Category	Gross (100%) Reserves		Working Interest Reserves	
	Oil (MBBL)	Gas (MMCF)	Oil (MBBL)	Gas (MMCF)
Proved (1P)	15,225.2	11,450.8	7,661.7	1,694.3
Probable	4,062.7	1,954.1	2,024.0	365.7
Proved + Probable (2P)	19,287.9	13,404.9	9,685.7	2,060.0

We estimate the future net revenue before income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Navitas Petroleum interest in these Brazoria, Fort Bend, and Harris County properties, as of December 31, 2025, to be:

Category	Future Net Revenue Before Income Taxes (M\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	240,945.8	175,766.1	131,793.0	104,332.0	85,887.0
Probable	84,639.3	56,134.1	41,230.2	32,055.7	25,860.3
Proved + Probable (2P)	325,585.0	231,900.2	173,023.2	136,387.7	111,747.4

Totals may not add because of rounding.

The oil volumes shown include crude oil and condensate. Oil volumes are expressed in thousands of barrels (MBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Gas volumes are expressed in millions of cubic feet (MMCF) at standard temperature and pressure bases. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or thousands of United States dollars (M\$). For reference, the December 31, 2025, exchange rate was 3.19 New Israeli Shekels per United States dollar.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves are inclusive of proved developed producing, proved developed non-producing, and proved undeveloped reserves. Our study indicates that as of December 31, 2025, there are no possible reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated.

Working interest revenue shown in this report is Navitas Petroleum's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Navitas Petroleum's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, production taxes, and ad valorem taxes but before consideration of any income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through III present revenue, costs, and taxes by reserves category.

As requested, this report has been prepared using oil and gas price parameters specified by Navitas Petroleum. Oil prices are based on NYMEX West Texas Intermediate prices and are adjusted by field for quality and market differentials. Gas prices are based on NYMEX Henry Hub prices and are adjusted by field for energy content and market differentials. All prices, before adjustments, are shown in the following table:

<u>Period Ending</u>	<u>Oil Price (\$/Barrel)</u>	<u>Gas Price (\$/MMBTU)</u>
12-31-2025	59.13	3.93
12-31-2026	62.12	3.87
12-31-2027	65.07	3.81
Thereafter	70.41	3.81

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Navitas Petroleum. These costs include oil marketing and transportation fees, the per-well overhead expenses allowed under joint operating agreements, and other estimates of costs to be incurred at and below the district and field levels. Operating costs have been divided into per-well costs and per-unit-of-production costs. Since all properties are nonoperated, headquarters general and administrative overhead expenses are not included. As requested, operating costs are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Navitas Petroleum and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for workovers, new development wells, and production equipment. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Navitas Petroleum's estimates of the costs to abandon the wells and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves estimates in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the Navitas Petroleum interest. Therefore, our estimates of reserves and future revenue do not include adjustments for the settlement of any such imbalances; our projections are based on Navitas Petroleum receiving its net revenue interest share of estimated future gross production. Additionally, we have made no specific investigation of any firm transportation contracts that may be in place for these properties; our estimates of future revenue include the effects of such contracts only to the extent that the associated fees are accounted for in the historical field- and lease-level accounting statements.

The reserves shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. Estimates of reserves may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by Navitas Petroleum, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the reserves, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If the reserves are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received for the reserves, and costs incurred in recovering such reserves may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. As requested, certain disclosures specified by the ISA regarding historical production data and the rate of depletion of the reserves have not been included in this report. The reserves in this report have been estimated using deterministic 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 performance analysis, volumetric analysis, and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate reserves in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. 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.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2025, by Mr. Amit Kornhauser, Chief Executive Officer of Navitas Petroleum, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Navitas Petroleum, 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 titles to the properties 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 properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Navitas Petroleum.

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. Connor B. Riseden and Mr. Edward C. Roy III. Mr. Riseden and Mr. Roy are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Riseden is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 100566). He has been practicing

consulting petroleum engineering at NSAI since 2006 and has over 4 years of prior industry experience. Mr. Roy is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 2364). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2008 and has over 11 years of prior industry experience.

Sincerely,

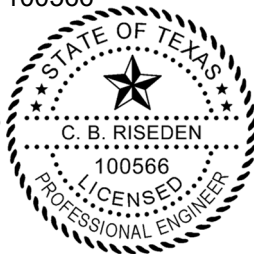
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

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

By: *Connor B. Riseden*
Connor B. Riseden, P.E. 100566
Vice President

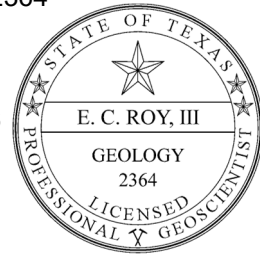
Date Signed: March 17, 2026

CBR:DSC



By: *Edward C. Roy III*
Edward C. Roy III, P.G. 2364
Vice President

Date Signed: March 17, 2026



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.

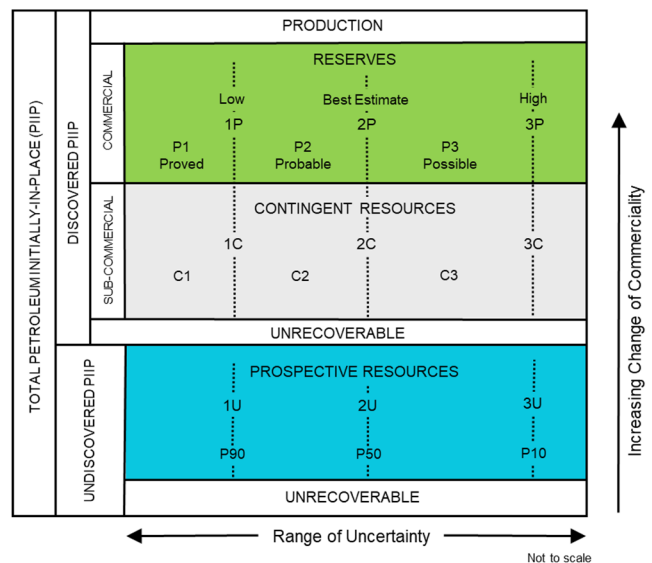


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

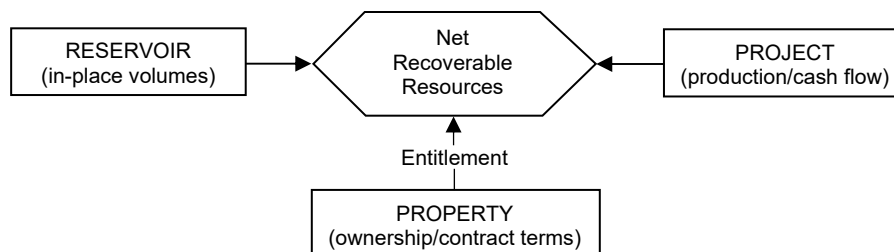


Figure 1.2—Resources evaluation

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, Analog). 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.	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. 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. 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. 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.
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	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. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
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.	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. The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.

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.	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). 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.
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.	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. 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.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	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. 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.
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.	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. 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.
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	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. 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.

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.	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. 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. 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. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: 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. 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.
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.	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. 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. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

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.	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. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved 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. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	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. 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. 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. 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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
BRAZORIA, FORT BEND, AND HARRIS COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	24,082.0	0.0	390.9	24,473.0	5,875.5	1,734.9	0.0	3,816.2
12-31-2027	30,099.5	0.0	400.7	30,500.2	7,319.1	1,501.9	0.0	4,381.4
12-31-2028	45,652.0	0.0	473.8	46,125.8	11,322.5	8,131.0	0.0	4,822.3
12-31-2029	53,115.9	0.0	480.5	53,596.4	13,237.3	4,844.4	0.0	5,092.0
12-31-2030	42,554.1	0.0	394.5	42,948.7	10,535.3	525.0	0.0	5,012.5
12-31-2031	35,766.0	0.0	341.2	36,107.3	8,817.8	0.0	0.0	4,903.3
12-31-2032	31,293.8	0.0	306.8	31,600.5	7,698.8	37.5	0.0	4,758.4
12-31-2033	26,915.9	0.0	270.0	27,185.9	6,593.5	0.0	0.0	4,586.0
12-31-2034	22,783.5	0.0	234.7	23,018.2	5,627.9	37.5	0.0	4,253.7
12-31-2035	20,624.4	0.0	216.0	20,840.3	5,171.9	0.0	0.0	3,990.6
12-31-2036	18,557.1	0.0	195.4	18,752.5	4,652.6	37.5	0.0	3,837.7
12-31-2037	17,254.8	0.0	180.3	17,435.1	4,325.5	0.0	0.0	3,710.4
12-31-2038	15,774.9	0.0	167.1	15,942.1	3,959.7	0.0	0.0	3,519.7
12-31-2039	14,517.0	0.0	155.5	14,672.5	3,652.3	0.0	0.0	3,332.4
12-31-2040	13,316.2	0.0	145.3	13,461.5	3,370.3	0.0	0.0	3,112.8
Subtotal	412,307.3	0.0	4,352.7	416,660.0	102,160.0	16,849.6	0.0	63,129.5
Remaining	148,016.6	0.0	1,349.7	149,366.3	36,779.7	300.0	25,989.6	46,874.1
Total	560,323.9	0.0	5,702.4	566,026.3	138,939.7	17,149.6	25,989.6	110,003.5

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Future Net Revenue Before Income Taxes				
				Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	13,046.4	828.0	586.6	11,631.7	11,367.5	11,123.0	10,895.9	10,684.4
12-31-2027	17,297.9	877.5	782.1	15,638.2	14,521.8	13,534.2	12,655.5	11,869.6
12-31-2028	21,850.1	1,372.4	1,266.7	19,210.9	16,902.8	14,962.7	13,318.8	11,915.6
12-31-2029	30,422.7	1,676.2	1,487.5	27,259.0	22,925.2	19,439.2	16,606.8	14,284.2
12-31-2030	26,875.9	1,327.9	1,142.8	24,405.2	19,608.5	15,918.7	13,045.8	10,784.0
12-31-2031	22,386.3	1,109.7	950.8	20,325.8	15,555.1	12,055.4	9,451.2	7,487.8
12-31-2032	19,105.8	1,030.7	833.2	17,241.9	12,564.6	9,293.7	6,968.2	5,289.9
12-31-2033	16,006.4	940.2	703.3	14,362.8	9,971.9	7,043.1	5,052.9	3,677.2
12-31-2034	13,099.2	804.4	578.2	11,716.6	7,743.1	5,217.7	3,578.8	2,494.8
12-31-2035	11,677.8	725.4	522.0	10,430.4	6,565.9	4,223.9	2,771.6	1,851.8
12-31-2036	10,224.7	652.8	469.0	9,102.9	5,456.9	3,350.6	2,102.8	1,346.3
12-31-2037	9,399.3	606.9	431.4	8,360.9	4,773.3	2,797.6	1,679.3	1,030.4
12-31-2038	8,462.6	554.8	397.6	7,510.3	4,083.3	2,284.4	1,311.6	771.2
12-31-2039	7,687.8	510.3	369.1	6,808.4	3,525.3	1,882.5	1,033.8	582.5
12-31-2040	6,978.3	467.3	343.7	6,167.3	3,041.3	1,550.2	814.3	439.7
Subtotal	234,521.0	13,484.6	10,863.9	210,172.5	158,606.3	124,676.8	101,287.3	84,509.4
Remaining	39,422.9	5,208.1	3,441.5	30,773.3	17,159.8	7,116.2	3,044.7	1,377.6
Total	273,943.9	18,692.7	14,305.4	240,945.8	175,766.1	131,793.0	104,332.0	85,887.0

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2075.

Table 1 All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
BRAZORIA, FORT BEND, AND HARRIS COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	568.2	0.0	5.9	574.1	147.5	522.8	0.0	28.9
12-31-2027	9,751.4	0.0	98.5	9,849.9	2,477.2	1,404.1	0.0	406.1
12-31-2028	12,822.0	0.0	114.8	12,936.8	3,279.3	522.8	0.0	645.8
12-31-2029	14,768.1	0.0	111.3	14,879.4	3,776.3	1,394.1	0.0	723.3
12-31-2030	13,637.0	0.0	100.6	13,737.6	3,482.3	0.0	0.0	763.6
12-31-2031	11,915.6	0.0	88.5	12,004.2	3,038.8	37.5	0.0	778.1
12-31-2032	10,585.1	0.0	80.5	10,665.6	2,699.7	0.0	0.0	755.5
12-31-2033	7,607.5	0.0	59.0	7,666.4	1,932.5	0.0	0.0	536.1
12-31-2034	5,505.7	0.0	43.5	5,549.2	1,391.4	0.0	0.0	356.5
12-31-2035	5,168.0	0.0	40.8	5,208.8	1,300.8	0.0	0.0	439.5
12-31-2036	4,973.4	0.0	39.7	5,013.1	1,253.2	0.0	0.0	483.8
12-31-2037	4,684.5	0.0	38.3	4,722.7	1,184.5	0.0	0.0	458.1
12-31-2038	4,416.2	0.0	36.6	4,452.8	1,116.0	0.0	0.0	444.5
12-31-2039	4,127.9	0.0	34.7	4,162.6	1,040.5	0.0	0.0	414.9
12-31-2040	3,900.1	0.0	32.7	3,932.8	977.6	0.0	0.0	422.3
Subtotal	114,430.8	0.0	925.4	115,356.2	29,097.3	3,881.3	0.0	7,657.1
Remaining	33,550.4	0.0	299.2	33,849.6	8,378.9	75.0	0.0	6,576.7
Total	147,981.2	0.0	1,224.6	149,205.8	37,476.3	3,956.3	0.0	14,233.8

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	-125.1	0.8	20.6	-146.5	-142.2	-138.2	-134.5	-131.1
12-31-2027	5,562.5	219.2	349.9	4,993.4	4,614.7	4,280.8	3,984.7	3,720.7
12-31-2028	8,488.9	249.0	419.8	7,820.0	6,918.7	6,157.3	5,509.0	4,953.0
12-31-2029	8,985.6	338.8	449.8	8,197.0	6,896.3	5,850.1	4,999.9	4,302.6
12-31-2030	9,491.7	324.0	407.1	8,760.7	7,038.7	5,714.1	4,682.8	3,870.8
12-31-2031	8,149.8	282.7	352.9	7,514.1	5,748.8	4,454.2	3,491.1	2,765.2
12-31-2032	7,210.4	289.3	318.1	6,603.1	4,811.5	3,558.7	2,668.1	2,025.4
12-31-2033	5,197.9	252.5	224.7	4,720.8	3,281.3	2,320.1	1,666.2	1,213.8
12-31-2034	3,801.4	192.2	161.2	3,448.0	2,279.7	1,536.8	1,054.5	735.4
12-31-2035	3,468.5	180.7	153.6	3,134.3	1,972.3	1,268.4	832.0	555.7
12-31-2036	3,276.1	173.8	151.9	2,950.4	1,768.2	1,085.5	681.1	436.0
12-31-2037	3,080.1	163.6	147.9	2,768.6	1,580.3	926.0	555.8	340.9
12-31-2038	2,892.3	154.3	142.7	2,595.3	1,410.9	789.2	453.1	266.4
12-31-2039	2,707.3	144.4	135.9	2,427.0	1,256.5	670.9	368.4	207.6
12-31-2040	2,533.0	136.7	128.4	2,268.0	1,118.3	569.9	299.4	161.6
Subtotal	74,720.5	3,101.9	3,564.4	68,054.2	50,554.2	39,044.0	31,111.6	25,424.2
Remaining	18,818.9	1,178.1	1,055.7	16,585.1	5,579.9	2,186.2	944.1	436.2
Total	93,539.4	4,280.0	4,620.1	84,639.3	56,134.1	41,230.2	32,055.7	25,860.3

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2075.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
BRAZORIA, FORT BEND, AND HARRIS COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	24,650.3	0.0	396.8	25,047.1	6,022.9	2,257.7	0.0	3,845.1
12-31-2027	39,850.9	0.0	499.2	40,350.1	9,796.3	2,906.0	0.0	4,787.5
12-31-2028	58,474.0	0.0	588.6	59,062.6	14,601.8	8,653.8	0.0	5,468.1
12-31-2029	67,884.0	0.0	591.8	68,475.8	17,013.6	6,238.5	0.0	5,815.3
12-31-2030	56,191.1	0.0	495.2	56,686.3	14,017.6	525.0	0.0	5,776.1
12-31-2031	47,681.7	0.0	429.8	48,111.5	11,856.6	37.5	0.0	5,681.4
12-31-2032	41,878.9	0.0	387.3	42,266.2	10,398.5	37.5	0.0	5,514.0
12-31-2033	34,523.4	0.0	329.0	34,852.4	8,525.9	0.0	0.0	5,122.1
12-31-2034	28,289.3	0.0	278.2	28,567.5	7,019.3	37.5	0.0	4,610.2
12-31-2035	25,792.4	0.0	256.7	26,049.1	6,472.7	0.0	0.0	4,430.1
12-31-2036	23,530.5	0.0	235.1	23,765.6	5,905.8	37.5	0.0	4,321.6
12-31-2037	21,939.3	0.0	218.5	22,157.8	5,510.0	0.0	0.0	4,168.5
12-31-2038	20,191.2	0.0	203.7	20,394.9	5,075.7	0.0	0.0	3,964.2
12-31-2039	18,644.9	0.0	190.2	18,835.1	4,692.7	0.0	0.0	3,747.3
12-31-2040	17,216.3	0.0	177.9	17,394.3	4,347.8	0.0	0.0	3,535.1
Subtotal	526,738.1	0.0	5,278.1	532,016.2	131,257.3	20,731.0	0.0	70,786.5
Remaining	181,567.0	0.0	1,648.9	183,215.9	45,158.6	375.0	25,989.6	53,450.8
Total	708,305.1	0.0	6,927.0	715,232.2	176,416.0	21,106.0	25,989.6	124,237.3

Period Ending	Future Net Revenue	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes			Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
	Discounted at 0% (M\$)							
12-31-2026	12,921.3	828.8	607.3	11,485.2	11,225.3	10,984.8	10,761.4	10,553.3
12-31-2027	22,860.4	1,096.7	1,132.0	20,631.7	19,136.5	17,815.0	16,640.2	15,590.3
12-31-2028	30,339.0	1,621.5	1,686.5	27,030.9	23,821.5	21,120.0	18,827.8	16,868.6
12-31-2029	39,408.4	2,015.0	1,937.3	35,456.0	29,821.5	25,289.2	21,606.7	18,586.9
12-31-2030	36,367.6	1,651.8	1,549.9	33,165.9	26,647.2	21,632.9	17,728.6	14,654.8
12-31-2031	30,536.0	1,392.4	1,303.7	27,839.9	21,303.9	16,509.7	12,942.3	10,253.0
12-31-2032	26,316.2	1,320.0	1,151.3	23,844.9	17,376.1	12,852.4	9,636.3	7,315.2
12-31-2033	21,204.3	1,192.7	928.0	19,083.6	13,253.2	9,363.2	6,719.1	4,891.0
12-31-2034	16,900.5	996.6	739.3	15,164.6	10,022.8	6,754.5	4,633.3	3,230.2
12-31-2035	15,146.3	906.1	675.6	13,564.7	8,538.2	5,492.3	3,603.6	2,407.5
12-31-2036	13,500.7	826.6	620.9	12,053.2	7,225.1	4,436.2	2,783.9	1,782.3
12-31-2037	12,479.4	770.5	579.3	11,129.6	6,353.6	3,723.6	2,235.1	1,371.3
12-31-2038	11,355.0	709.1	540.3	10,105.6	5,494.2	3,073.5	1,764.7	1,037.5
12-31-2039	10,395.1	654.7	505.0	9,235.4	4,781.8	2,553.3	1,402.2	790.1
12-31-2040	9,511.3	604.0	472.0	8,435.3	4,159.6	2,120.1	1,113.7	601.3
Subtotal	309,241.4	16,586.4	14,428.4	278,226.6	209,160.5	163,720.8	132,398.9	109,933.6
Remaining	58,241.8	6,386.2	4,497.2	47,358.4	22,739.7	9,302.4	3,988.8	1,813.8
Total	367,483.3	22,972.7	18,925.5	325,585.0	231,900.2	173,023.2	136,387.7	111,747.4

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2075.

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

March 17, 2026

Navitas Petroleum Limited Partnership
12 Abba Eban Boulevard
Building D, 9th Floor
Herzliya 4672530
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Navitas Petroleum Limited Partnership (Navitas Petroleum) interest in certain oil and gas properties located in Neches Field, Anderson and Cherokee Counties, Texas. It is our understanding that Navitas Petroleum owns an indirect working interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Navitas Petroleum, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. 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 Navitas Petroleum'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, with the exception of the exclusion of future income taxes. It is our understanding that this report will also be used by auditors of Navitas Petroleum as part of their audit procedures.

We estimate the gross (100 percent) reserves and the Navitas Petroleum working interest reserves for Neches Field, as of December 31, 2025, to be:

Category	Gross (100%) Reserves		Working Interest Reserves		
	Oil (MBBL)	Gas (MMCF)	Oil (MBBL)	NGL (MBBL)	Gas (MMCF)
Proved (1P)	2,469.5	2,211.4	2,463.1	145.7	1,629.2
Probable	1,372.8	902.3	1,372.8	59.7	667.7
Proved + Probable (2P)	3,842.3	3,113.7	3,835.9	205.5	2,296.9
Possible	37.0	22.2	37.0	1.5	16.4
Proved + Probable + Possible (3P)	3,879.3	3,135.9	3,872.9	206.9	2,313.3

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue before income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Navitas Petroleum interest in Neches Field, as of December 31, 2025, to be:

Category	Future Net Revenue Before Income Taxes (M\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	49,930.1	32,616.5	21,841.9	15,305.2	11,091.9
Probable	63,996.9	35,746.9	23,454.6	16,838.9	12,773.9
Proved + Probable (2P)	113,927.0	68,363.4	45,296.5	32,144.1	23,865.9
Possible	1,382.3	858.7	588.0	431.9	333.5
Proved + Probable + Possible (3P)	115,309.3	69,222.1	45,884.4	32,576.0	24,199.3

Totals may not add because of rounding.

The oil volumes shown include crude oil only. Oil and natural gas liquids (NGL) volumes are expressed in thousands of barrels (MBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Gas volumes are expressed in millions of cubic feet (MMCF) at standard temperature and pressure bases. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or thousands of United States dollars (M\$). For reference, the December 31, 2025, exchange rate was 3.19 New Israeli Shekels per United States dollar.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P reserves are inclusive of proved developed producing, proved developed non-producing, and proved undeveloped reserves. The project maturity subclass for these reserves is on production. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated.

Working interest revenue shown in this report is Navitas Petroleum's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Navitas Petroleum's share of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, production taxes, and ad valorem taxes but before consideration of any income taxes. The future net revenue has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to determine its present worth, which is shown to indicate the effect of time on the value of money. Future net revenue presented in this report, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. Tables I through V present revenue, costs, and taxes by reserves category.

As requested, this report has been prepared using oil, NGL, and gas price parameters specified by Navitas Petroleum. Oil and NGL prices are based on NYMEX West Texas Intermediate prices and are adjusted for quality and market differentials. Gas prices are based on NYMEX Henry Hub prices and are adjusted for energy content and market differentials. All prices, before adjustments, are shown in the following table:

Period Ending	Oil/NGL Price (\$/Barrel)	Gas Price (\$/MMBTU)
12-31-2025	59.13	3.93
12-31-2026	62.12	3.87
12-31-2027	65.07	3.81
Thereafter	70.41	3.81

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Navitas Petroleum, the operator of the properties. These costs include direct lease- and field-level costs, gas marketing fees, and transportation fees. Operating costs have been divided into per-well costs and per-unit-of-production costs. As requested, these costs do not include the per-well overhead expenses allowed under joint operating agreements, nor do they include the headquarters general and administrative overhead expenses of Navitas Petroleum. Also as requested, operating costs are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Navitas Petroleum and are based on authorizations for expenditure and internal planning budgets. Capital costs are included as required for workovers, new development wells, facilities, and production equipment. Based on our understanding of future development plans, a review of the records provided to us, and our knowledge of similar properties, we regard these estimated capital costs to be reasonable. Abandonment costs used in this report are Navitas Petroleum's estimates of the costs to abandon the wells and production facilities, net of any salvage value. As requested, capital costs and abandonment costs are not escalated for inflation.

For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves estimates in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

We have made no investigation of potential volume and value imbalances resulting from overdelivery or underdelivery to the Navitas Petroleum interest. Therefore, our estimates of reserves and future revenue do not

include adjustments for the settlement of any such imbalances; our projections are based on Navitas Petroleum receiving its net revenue interest share of estimated future gross production. Additionally, we have made no specific investigation of any firm transportation contracts that may be in place for these properties; our estimates of future revenue include the effects of such contracts only to the extent that the associated fees are accounted for in the historical field- and lease-level accounting statements.

The reserves shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of proved plus probable plus possible reserves. Estimates of reserves may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by Navitas Petroleum, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the reserves, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If the reserves are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received for the reserves, and costs incurred in recovering such reserves may vary from assumptions made while preparing this report. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, well test data, production data, historical price and cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. As requested, certain disclosures specified by the ISA regarding historical production data and the rate of depletion of the reserves have not been included in this report. The reserves in this report have been estimated using deterministic 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 performance analysis, volumetric analysis, and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate reserves in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. A substantial portion of these reserves are for undeveloped locations; such reserves are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. 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.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on December 15, 2025, by Mr. Amit Kornhauser, Chief Executive Officer of Navitas Petroleum, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Navitas Petroleum, 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 titles to the properties 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 properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Navitas Petroleum.

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. Connor B. Riseden and Mr. Edward C. Roy III. Mr. Riseden and Mr. Roy are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Riseden is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 100566). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2006 and has over 4 years of prior industry experience. Mr. Roy is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 2364). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2008 and has over 11 years of prior industry experience.

Sincerely,

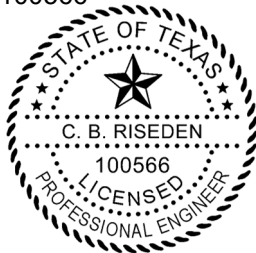
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

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

By: *Connor B. Riseden*
Connor B. Riseden, P.E. 100566
Vice President

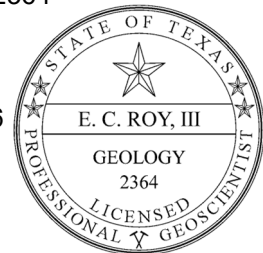
Date Signed: March 17, 2026

CBR:DSC



By: *Edward C. Roy III*
Edward C. Roy III, P.G. 2364
Vice President

Date Signed: March 17, 2026



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.

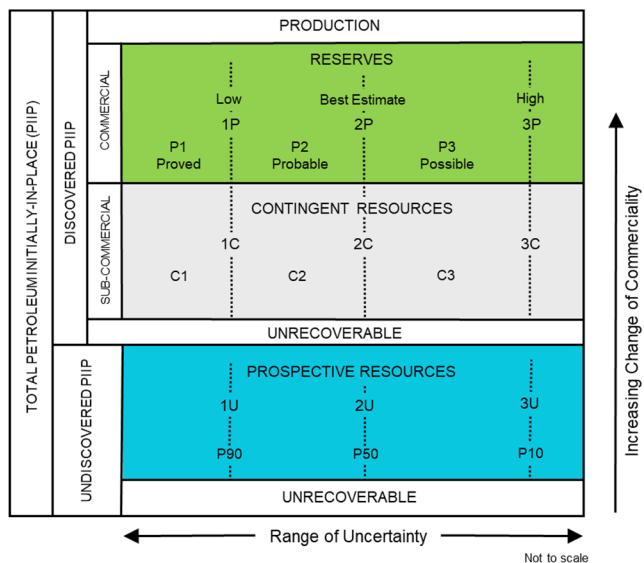


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

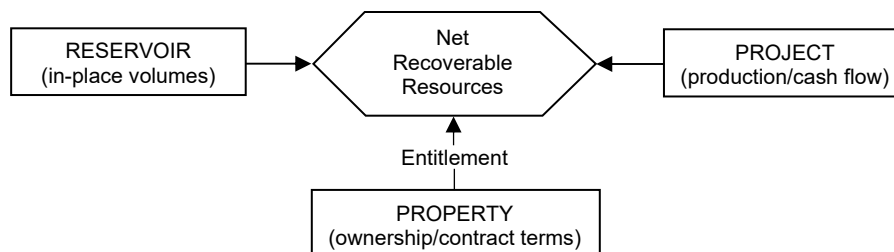


Figure 1.2—Resources evaluation

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, Analog). 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.	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. 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. 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. 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.
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	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. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
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.	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. The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.

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.	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). 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.
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.	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. 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.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	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. 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.
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.	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. 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.
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	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. 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.

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.	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. 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. 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. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: 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. 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.
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.	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. 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. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

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.	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. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved 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. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	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. 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. 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. 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.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED (1P) RESERVES
NECHES FIELD, ANDERSON AND CHEROKEE COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	3,157.8	119.5	180.8	3,458.1	737.3	1,680.0	0.0	1,576.2
12-31-2027	6,760.1	181.8	256.1	7,198.0	1,539.0	5,900.0	0.0	1,870.4
12-31-2028	12,071.1	268.5	353.2	12,692.8	2,595.5	5,900.0	0.0	2,063.2
12-31-2029	15,650.6	323.9	393.8	16,368.3	3,313.9	5,900.0	0.0	2,215.7
12-31-2030	16,854.6	323.1	392.8	17,570.5	3,646.1	7,030.0	810.6	2,168.8
12-31-2031	15,080.5	284.9	346.3	15,711.6	3,228.9	180.5	57.0	2,152.7
12-31-2032	11,026.8	215.6	262.1	11,504.5	2,367.9	171.5	0.0	1,950.6
12-31-2033	8,868.2	176.0	214.0	9,258.2	1,907.1	162.9	0.0	1,766.3
12-31-2034	7,536.0	153.2	186.2	7,875.5	1,622.8	154.8	19.0	1,688.1
12-31-2035	6,596.5	136.7	166.2	6,899.4	1,422.2	147.0	19.0	1,636.2
12-31-2036	5,694.6	115.6	140.6	5,950.8	1,225.9	139.7	19.0	1,430.1
12-31-2037	5,092.0	103.2	125.4	5,320.7	1,095.3	132.7	38.0	1,352.8
12-31-2038	4,662.7	95.5	116.1	4,874.2	1,003.6	126.1	19.0	1,339.9
12-31-2039	4,313.1	89.3	108.5	4,510.9	929.3	119.7	0.0	1,336.3
12-31-2040	3,918.1	80.2	97.4	4,095.7	843.4	113.8	19.0	1,250.4
Subtotal	127,282.7	2,667.0	3,339.4	133,289.2	27,478.3	27,858.6	1,000.6	25,797.8
Remaining	43,371.9	855.6	1,040.1	45,267.6	9,165.4	1,393.2	4,422.7	19,392.1
Total	170,654.7	3,522.6	4,379.6	178,556.8	36,643.7	29,251.8	5,423.3	45,189.9

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	-535.5	132.0	103.5	-771.0	-738.7	-709.1	-681.8	-656.7
12-31-2027	-2,111.4	270.3	215.5	-2,597.3	-2,401.1	-2,228.9	-2,076.7	-1,941.5
12-31-2028	2,134.1	478.8	384.7	1,270.5	1,166.0	1,072.9	989.7	915.2
12-31-2029	4,938.8	617.1	497.5	3,824.3	3,271.2	2,818.0	2,443.5	2,131.4
12-31-2030	3,914.9	657.0	530.7	2,727.3	2,224.1	1,830.6	1,519.3	1,270.8
12-31-2031	10,092.4	588.7	475.8	9,027.9	6,916.3	5,365.6	4,210.6	3,339.0
12-31-2032	7,014.5	431.3	348.2	6,235.0	4,546.2	3,364.6	2,524.0	1,917.1
12-31-2033	5,421.9	347.1	280.2	4,794.6	3,328.6	2,350.8	1,686.4	1,227.2
12-31-2034	4,390.9	295.4	238.3	3,857.1	2,550.1	1,719.0	1,179.5	822.5
12-31-2035	3,675.0	258.9	208.7	3,207.3	2,018.8	1,298.6	852.1	569.3
12-31-2036	3,136.2	223.2	180.1	2,732.9	1,638.3	1,005.9	631.3	404.2
12-31-2037	2,701.9	199.6	161.0	2,341.3	1,336.8	783.6	470.4	288.7
12-31-2038	2,385.6	182.9	147.5	2,055.2	1,117.7	625.4	359.2	211.2
12-31-2039	2,125.5	169.3	136.5	1,819.7	942.3	503.2	276.3	155.7
12-31-2040	1,869.1	153.7	123.9	1,591.5	784.6	399.9	210.0	113.4
Subtotal	51,153.9	5,005.4	4,032.2	42,116.3	28,701.1	20,200.2	14,594.0	10,767.6
Remaining	10,894.2	1,704.5	1,375.9	7,813.8	3,915.4	1,641.7	711.2	324.4
Total	62,048.2	6,709.9	5,408.1	49,930.1	32,616.5	21,841.9	15,305.2	11,091.9

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2075.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
NECHES FIELD, ANDERSON AND CHEROKEE COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	10.8	0.2	0.3	11.3	2.5	0.0	0.0	0.1
12-31-2027	1,348.0	20.6	29.1	1,397.6	297.0	50.0	0.0	35.5
12-31-2028	3,041.1	47.9	63.0	3,152.0	660.6	0.0	0.0	58.1
12-31-2029	4,991.8	78.8	95.8	5,166.4	1,061.0	0.0	0.0	66.0
12-31-2030	6,071.5	94.0	114.3	6,279.9	1,300.8	0.0	0.0	70.3
12-31-2031	6,417.4	97.4	118.4	6,633.2	1,369.6	0.0	0.0	71.3
12-31-2032	5,686.1	86.0	104.6	5,876.7	1,210.8	0.0	0.0	68.1
12-31-2033	4,916.0	74.4	90.4	5,080.9	1,045.8	0.0	0.0	64.7
12-31-2034	4,305.3	65.2	79.3	4,449.8	915.2	0.0	0.0	62.1
12-31-2035	3,824.3	58.0	70.5	3,952.7	812.5	0.0	0.0	60.0
12-31-2036	3,438.5	52.2	63.4	3,554.1	730.2	0.0	0.0	58.3
12-31-2037	3,123.2	47.4	57.6	3,228.3	663.0	0.0	0.0	57.0
12-31-2038	2,860.8	43.5	52.8	2,957.1	607.1	0.0	0.0	55.8
12-31-2039	2,639.2	40.1	48.8	2,728.1	559.9	0.0	0.0	54.9
12-31-2040	2,449.5	37.2	45.3	2,532.0	519.5	0.0	0.0	54.0
Subtotal	55,123.6	842.9	1,033.5	57,000.1	11,755.4	50.0	0.0	836.3
Remaining	40,952.2	622.4	756.6	42,331.2	8,703.7	0.0	19.0	7,260.1
Total	96,075.8	1,465.4	1,790.2	99,331.3	20,459.1	50.0	19.0	8,096.4

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Future Net Revenue Before Income Taxes				
				Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	8.7	0.4	0.3	8.0	7.6	7.3	7.0	6.7
12-31-2027	1,015.1	51.8	42.0	921.4	850.8	788.7	733.6	684.6
12-31-2028	2,433.2	117.1	95.0	2,221.1	1,963.3	1,745.8	1,560.7	1,402.1
12-31-2029	4,039.5	192.9	156.5	3,690.1	3,108.7	2,640.4	2,259.3	1,946.4
12-31-2030	4,908.7	233.8	189.8	4,485.1	3,600.2	2,920.1	2,391.0	1,974.8
12-31-2031	5,192.2	247.1	200.7	4,744.5	3,629.1	2,811.2	2,202.9	1,744.5
12-31-2032	4,597.8	219.0	177.9	4,200.9	3,061.4	2,264.5	1,697.9	1,289.0
12-31-2033	3,970.3	189.4	153.8	3,627.1	2,517.3	1,777.3	1,274.6	927.3
12-31-2034	3,472.5	165.9	134.7	3,171.8	2,096.4	1,412.8	969.1	675.6
12-31-2035	3,080.2	147.4	119.7	2,813.1	1,770.6	1,139.0	747.3	499.2
12-31-2036	2,765.6	132.6	107.7	2,525.4	1,513.8	929.4	583.3	373.4
12-31-2037	2,508.3	120.4	97.8	2,290.1	1,307.3	766.2	459.9	282.1
12-31-2038	2,294.2	110.3	89.6	2,094.3	1,138.6	636.9	365.7	215.0
12-31-2039	2,113.3	101.8	82.7	1,928.9	998.7	533.3	292.8	165.0
12-31-2040	1,958.5	94.5	76.7	1,787.3	881.3	449.2	235.9	127.4
Subtotal	44,358.4	2,124.5	1,724.8	40,509.1	28,445.1	20,821.9	15,781.1	12,313.3
Remaining	26,348.4	1,578.6	1,282.0	23,487.8	7,301.8	2,632.7	1,057.8	460.7
Total	70,706.8	3,703.1	3,006.8	63,996.9	35,746.9	23,454.6	16,838.9	12,773.9

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2075.

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
NECHES FIELD, ANDERSON AND CHEROKEE COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	3,168.6	119.7	181.0	3,469.3	739.7	1,680.0	0.0	1,576.3
12-31-2027	8,108.0	202.4	285.2	8,595.7	1,836.0	5,950.0	0.0	1,905.9
12-31-2028	15,112.2	316.4	416.2	15,844.8	3,256.1	5,900.0	0.0	2,121.3
12-31-2029	20,642.4	402.8	489.6	21,534.8	4,374.8	5,900.0	0.0	2,281.7
12-31-2030	22,926.1	417.2	507.1	23,850.4	4,946.9	7,030.0	810.6	2,239.2
12-31-2031	21,497.9	382.2	464.6	22,344.8	4,598.5	180.5	57.0	2,224.1
12-31-2032	16,712.9	301.6	366.7	17,381.2	3,578.7	171.5	0.0	2,018.7
12-31-2033	13,784.2	250.4	304.4	14,339.1	2,952.9	162.9	0.0	1,831.0
12-31-2034	11,841.4	218.4	265.5	12,325.3	2,538.0	154.8	19.0	1,750.2
12-31-2035	10,420.7	194.7	236.7	10,852.1	2,234.7	147.0	19.0	1,696.2
12-31-2036	9,133.2	167.8	204.0	9,505.0	1,956.1	139.7	19.0	1,488.4
12-31-2037	8,215.2	150.6	183.1	8,548.9	1,758.2	132.7	38.0	1,409.7
12-31-2038	7,523.5	138.9	168.9	7,831.4	1,610.7	126.1	19.0	1,395.7
12-31-2039	6,952.3	129.4	157.3	7,238.9	1,489.2	119.7	0.0	1,391.1
12-31-2040	6,367.6	117.4	142.7	6,627.7	1,362.9	113.8	19.0	1,304.5
Subtotal	182,406.4	3,509.9	4,373.0	190,289.3	39,233.7	27,908.6	1,000.6	26,634.1
Remaining	84,324.1	1,478.0	1,796.8	87,598.9	17,869.1	1,393.2	4,441.7	26,652.2
Total	266,730.5	4,987.9	6,169.7	277,888.1	57,102.8	29,301.8	5,442.3	53,286.3

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	-526.7	132.4	103.9	-763.1	-731.1	-701.8	-674.8	-650.0
12-31-2027	-1,096.3	322.1	257.5	-1,675.8	-1,550.2	-1,440.2	-1,343.1	-1,256.9
12-31-2028	4,567.3	595.9	479.7	3,491.7	3,129.4	2,818.7	2,550.4	2,317.3
12-31-2029	8,978.3	809.9	654.0	7,514.3	6,379.9	5,458.4	4,702.9	4,077.9
12-31-2030	8,823.7	890.8	720.5	7,212.4	5,824.3	4,750.6	3,910.3	3,245.6
12-31-2031	15,284.7	835.8	676.4	13,772.4	10,545.3	8,176.8	6,413.5	5,083.5
12-31-2032	11,612.4	650.3	526.1	10,436.0	7,607.6	5,629.0	4,221.9	3,206.0
12-31-2033	9,392.2	536.5	434.0	8,421.7	5,845.8	4,128.1	2,961.1	2,154.6
12-31-2034	7,863.4	461.3	373.0	7,029.0	4,646.4	3,131.8	2,148.6	1,498.2
12-31-2035	6,755.2	406.3	328.4	6,020.4	3,789.4	2,437.6	1,599.3	1,068.5
12-31-2036	5,901.8	355.8	287.7	5,258.2	3,152.0	1,935.4	1,214.6	777.6
12-31-2037	5,210.2	320.1	258.8	4,631.4	2,644.1	1,549.7	930.3	570.8
12-31-2038	4,679.9	293.2	237.1	4,149.5	2,256.3	1,262.3	724.8	426.2
12-31-2039	4,238.8	271.1	219.1	3,748.6	1,940.9	1,036.4	569.2	320.7
12-31-2040	3,827.6	248.2	200.7	3,378.8	1,665.9	849.1	446.0	240.8
Subtotal	95,512.3	7,129.8	5,757.0	82,625.5	57,146.2	41,022.1	30,375.0	23,080.8
Remaining	37,242.6	3,283.2	2,657.9	31,301.6	11,217.2	4,274.4	1,769.1	785.0
Total	132,754.9	10,413.0	8,414.9	113,927.0	68,363.4	45,296.5	32,144.1	23,865.9

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2075.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
NECHES FIELD, ANDERSON AND CHEROKEE COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	41.4	0.6	0.8	42.8	8.9	0.0	0.0	0.2
12-31-2028	126.0	1.8	2.3	130.1	26.9	0.0	0.0	0.5
12-31-2029	145.3	2.0	2.5	149.8	31.0	0.0	0.0	0.6
12-31-2030	137.0	1.9	2.3	141.2	29.2	0.0	0.0	0.5
12-31-2031	125.8	1.8	2.1	129.7	26.8	0.0	0.0	0.5
12-31-2032	115.1	1.6	1.9	118.6	24.5	0.0	0.0	0.5
12-31-2033	105.5	1.5	1.8	108.8	22.5	0.0	0.0	0.4
12-31-2034	97.1	1.4	1.6	100.1	20.7	0.0	0.0	0.4
12-31-2035	89.9	1.3	1.5	92.6	19.2	0.0	0.0	0.4
12-31-2036	83.5	1.2	1.4	86.1	17.8	0.0	0.0	0.3
12-31-2037	78.0	1.1	1.3	80.4	16.6	0.0	0.0	0.3
12-31-2038	73.1	1.0	1.2	75.3	15.6	0.0	0.0	0.3
12-31-2039	68.7	1.0	1.2	70.8	14.7	0.0	0.0	0.3
12-31-2040	64.9	0.9	1.1	66.9	13.8	0.0	0.0	0.3
Subtotal	1,351.2	18.8	23.2	1,393.2	288.2	0.0	0.0	5.5
Remaining	1,233.7	17.2	20.9	1,271.7	263.1	0.0	0.0	546.1
Total	2,584.9	36.0	44.0	2,664.9	551.4	0.0	0.0	551.6

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	33.8	1.6	1.3	30.9	28.3	26.1	24.2	22.4
12-31-2028	102.6	4.8	3.9	93.8	83.0	73.8	66.1	59.4
12-31-2029	118.2	5.6	4.5	108.1	91.2	77.5	66.4	57.2
12-31-2030	111.5	5.2	4.3	101.9	81.9	66.4	54.4	45.0
12-31-2031	102.4	4.8	3.9	93.6	71.6	55.5	43.5	34.4
12-31-2032	93.6	4.4	3.6	85.6	62.4	46.1	34.6	26.3
12-31-2033	85.8	4.0	3.3	78.5	54.5	38.4	27.6	20.1
12-31-2034	79.0	3.7	3.0	72.3	47.8	32.2	22.1	15.4
12-31-2035	73.1	3.4	2.8	66.9	42.1	27.1	17.8	11.9
12-31-2036	67.9	3.2	2.6	62.1	37.2	22.9	14.3	9.2
12-31-2037	63.4	3.0	2.4	58.0	33.1	19.4	11.6	7.1
12-31-2038	59.4	2.8	2.3	54.4	29.6	16.5	9.5	5.6
12-31-2039	55.9	2.6	2.1	51.1	26.5	14.1	7.8	4.4
12-31-2040	52.8	2.5	2.0	48.3	23.8	12.1	6.4	3.4
Subtotal	1,099.5	51.8	42.1	1,005.5	712.9	528.3	406.1	321.7
Remaining	462.5	47.3	38.5	376.8	145.8	59.7	25.8	11.7
Total	1,561.9	99.1	80.6	1,382.3	858.7	588.0	431.9	333.5

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2058.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
NECHES FIELD, ANDERSON AND CHEROKEE COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Working Interest Revenue				Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2026	3,168.6	119.7	181.0	3,469.3	739.7	1,680.0	0.0	1,576.3
12-31-2027	8,149.5	203.0	286.0	8,638.5	1,844.8	5,950.0	0.0	1,906.1
12-31-2028	15,238.2	318.1	418.5	15,974.8	3,283.1	5,900.0	0.0	2,121.9
12-31-2029	20,787.7	404.8	492.1	21,684.6	4,405.8	5,900.0	0.0	2,282.2
12-31-2030	23,063.1	419.1	509.4	23,991.6	4,976.2	7,030.0	810.6	2,239.7
12-31-2031	21,623.7	384.0	466.8	22,474.5	4,625.4	180.5	57.0	2,224.6
12-31-2032	16,828.0	303.2	368.6	17,499.8	3,603.2	171.5	0.0	2,019.1
12-31-2033	13,889.7	251.9	306.2	14,447.8	2,975.4	162.9	0.0	1,831.4
12-31-2034	11,938.5	219.8	267.2	12,425.4	2,558.7	154.8	19.0	1,750.5
12-31-2035	10,510.6	196.0	238.2	10,944.8	2,253.9	147.0	19.0	1,696.6
12-31-2036	9,216.7	169.0	205.4	9,591.1	1,973.9	139.7	19.0	1,488.8
12-31-2037	8,293.2	151.7	184.4	8,629.3	1,774.9	132.7	38.0	1,410.1
12-31-2038	7,596.6	139.9	170.1	7,906.6	1,626.3	126.1	19.0	1,396.0
12-31-2039	7,021.0	130.3	158.4	7,309.8	1,503.8	119.7	0.0	1,391.4
12-31-2040	6,432.5	118.3	143.8	6,694.6	1,376.8	113.8	19.0	1,304.7
Subtotal	183,757.6	3,528.7	4,396.1	191,682.5	39,521.9	27,908.6	1,000.6	26,639.6
Remaining	85,557.7	1,495.2	1,817.6	88,870.6	18,132.2	1,393.2	4,441.7	27,198.4
Total	269,315.3	5,023.9	6,213.8	280,553.0	57,654.2	29,301.8	5,442.3	53,837.9

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	-526.7	132.4	103.9	-763.1	-731.1	-701.8	-674.8	-650.0
12-31-2027	-1,062.5	323.7	258.8	-1,645.0	-1,521.9	-1,414.0	-1,318.9	-1,234.5
12-31-2028	4,669.9	600.8	483.6	3,585.5	3,212.4	2,892.5	2,616.5	2,376.7
12-31-2029	9,096.5	815.5	658.5	7,622.5	6,471.0	5,535.9	4,769.2	4,135.1
12-31-2030	8,935.1	896.0	724.8	7,314.3	5,906.2	4,817.1	3,964.8	3,290.6
12-31-2031	15,387.0	840.6	680.3	13,866.0	10,616.9	8,232.3	6,457.0	5,117.9
12-31-2032	11,706.0	654.7	529.7	10,521.6	7,670.0	5,675.2	4,256.5	3,232.3
12-31-2033	9,478.0	540.6	437.3	8,500.2	5,900.3	4,166.6	2,988.7	2,174.6
12-31-2034	7,942.4	465.1	376.1	7,101.3	4,694.2	3,164.0	2,170.7	1,513.5
12-31-2035	6,828.3	409.8	331.2	6,087.3	3,831.5	2,464.7	1,617.1	1,080.4
12-31-2036	5,969.7	359.0	290.3	5,320.4	3,189.3	1,958.2	1,228.9	786.8
12-31-2037	5,273.7	323.0	261.3	4,689.4	2,677.2	1,569.1	941.9	577.9
12-31-2038	4,739.3	296.0	239.4	4,203.9	2,285.8	1,278.9	734.3	431.8
12-31-2039	4,294.7	273.7	221.3	3,799.7	1,967.4	1,050.6	576.9	325.1
12-31-2040	3,880.4	250.7	202.7	3,427.0	1,689.7	861.2	452.3	244.2
Subtotal	96,611.8	7,181.6	5,799.2	83,631.0	57,859.0	41,550.4	30,781.1	23,402.6
Remaining	37,705.1	3,330.5	2,696.3	31,678.3	11,363.0	4,334.1	1,794.9	796.8
Total	134,316.9	10,512.1	8,495.5	115,309.3	69,222.1	45,884.4	32,576.0	24,199.3

Totals may not add because of rounding.

Note: Remaining represents estimates for the period 2041 through 2075.

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

March 17, 2026

Navitas Petroleum Limited Partnership
12 Abba Eban Boulevard
Building D, 9th Floor
Herzliya 4672530
Israel

Ladies and Gentlemen:

In accordance with your request, we have estimated the unrisked prospective resources, as of December 31, 2025, to the Potential Acquisition working interest in certain prospects located in Production License PL001, offshore Falkland Islands. 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 unrisked 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 Navitas Petroleum Limited Partnership's (Navitas Petroleum) 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 unrisked 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 risked prospective resources. Such risk is often significant.

We estimate the unrisked gross (100 percent) prospective resources for these prospects, as of December 31, 2025, to be:

Prospect	Unrisked Gross (100%) Prospective Resources					
	Low Estimate (1U)		Best Estimate (2U)		High Estimate (3U)	
	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)
Calypso	20.5	8.0	44.5	17.6	85.7	34.8
Chatham	60.0	23.2	135.0	53.2	266.6	108.1
Dinlas	51.7	19.9	109.1	43.2	210.6	85.5
Electra	8.7	3.4	19.4	7.7	38.0	15.4
Hecate	28.8	11.1	66.2	26.1	137.2	55.5
Kratos AB	22.7	8.8	50.1	19.8	96.7	39.4
Kratos C	56.0	21.7	124.2	49.0	243.0	98.6
Metis C&S LC1a	56.8	22.3	126.7	50.4	254.1	102.4
Metis N LC1a	25.4	10.0	56.4	22.4	111.7	45.0
Metis NN LC1a	6.4	2.5	15.0	6.0	32.5	13.1
Metis NN Shallow LC1d	44.6	17.6	101.6	40.4	207.6	83.6
Poseidon	96.9	37.4	219.7	86.7	440.3	178.7

Prospect	Unrisked Gross (100%) Prospective Resources					
	Low Estimate (1U)		Best Estimate (2U)		High Estimate (3U)	
	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)
Rhea	45.9	17.9	105.4	41.6	220.6	89.0
Selene	41.6	16.2	109.0	43.1	274.2	110.5
Tyche	14.1	5.4	33.9	13.4	75.6	30.6

We estimate the Potential Acquisition unrisked working interest prospective resources for these prospects, as of December 31, 2025, to be:

Prospect	Unrisked Working Interest Prospective Resources					
	Low Estimate (1U)		Best Estimate (2U)		High Estimate (3U)	
	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)	Oil (MMBBL)	Gas (BCF)
Calypso	13.3	5.2	28.9	11.4	55.7	22.6
Chatham	39.0	15.1	87.7	34.6	173.3	70.3
Dinlas	33.6	13.0	70.9	28.1	136.9	55.6
Electra	5.6	2.2	12.6	5.0	24.7	10.0
Hecate	18.7	7.2	43.0	17.0	89.2	36.1
Kratos AB	14.8	5.7	32.6	12.9	62.9	25.6
Kratos C	36.4	14.1	80.8	31.9	158.0	64.1
Metis C&S LC1a	36.9	14.5	82.4	32.7	165.1	66.6
Metis N LC1a	16.5	6.5	36.6	14.6	72.6	29.3
Metis NN LC1a	4.2	1.6	9.8	3.9	21.1	8.5
Metis NN Shallow LC1d	29.0	11.4	66.0	26.3	135.0	54.3
Poseidon	63.0	24.3	142.8	56.3	286.2	116.2
Rhea	29.9	11.6	68.5	27.1	143.4	57.8
Selene	27.0	10.5	70.9	28.0	178.2	71.8
Tyche	9.1	3.5	22.1	8.7	49.1	19.9

The oil volumes shown include crude oil only. Oil volumes are expressed in millions of barrels (MMBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Gas volumes are expressed in billions of cubic feet (BCF) at standard temperature and pressure bases.

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 unrisked estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. Our estimates are based on the assumption that, if discoveries are made, the prospects would be oil-filled; we have not included any sensitivity estimates that are based on the assumption that the prospects would be gas-filled or partially oil-filled with a gas cap.

Unrisked 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 elements for these prospects are trap integrity and reservoir quality. 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	
Calypso	55	80	95	75	31
Chatham	50	80	95	80	30
Dinlas	40	60	95	80	18
Electra	60	60	95	80	27
Hecate	50	60	95	75	21
Kratos AB	55	60	95	80	25
Kratos C	55	60	95	80	25
Metis C&S LC1a	45	40	95	75	13
Metis N LC1a	45	35	95	75	11
Metis NN LC1a	45	35	95	75	11
Metis NN Shallow LC1d	50	70	95	75	25
Poseidon	55	60	95	80	25
Rhea	65	80	95	80	40
Selene	55	60	95	80	25
Tyche	50	75	95	80	29

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 and processed in 2011 by Argos Resources Limited (Argos) and Geotrace Technologies Inc., respectively. All seismic interpretation was performed on the full-stack, time-migrated data set. Depth-converted surfaces were generated from the Argos survey migration velocity model and the regional 2016 exploration velocity model, and the surfaces were tied to all wells.

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 unrisked 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 quantities 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 estimates 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 in 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 December 15, 2025, by Mr. Amit Kornhauser, Chief Executive Officer of Navitas Petroleum, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Navitas Petroleum, 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 properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Navitas Petroleum.

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. Edward C. Roy III. Mr. Cliver is a Senior Vice President and Mr. Roy 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. Roy is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 2364). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2008 and has over 11 years of prior industry experience.

Sincerely,

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

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

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

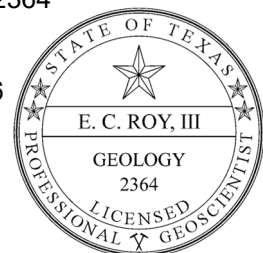


Date Signed: March 17, 2026

JRC:WKE

By: *Edward C. Roy III*
Edward C. Roy III, P.G. 2364
Vice President

Date Signed: March 17, 2026



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.

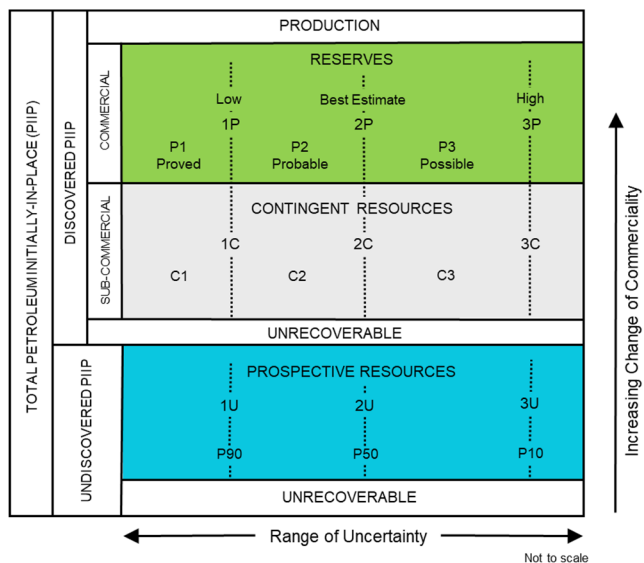


Figure 1.1—Resources classification framework

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).

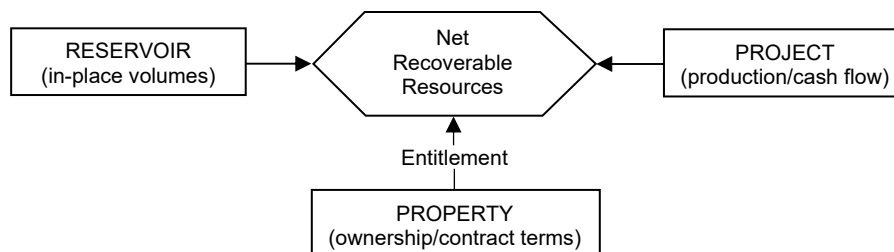


Figure 1.2—Resources evaluation

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, Analog). 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.	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. 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. 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. 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.
On Production	The development project is currently producing or capable of producing and selling petroleum to market.	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. The project decision gate is the decision to initiate or continue economic production from the project.
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.	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. The project decision gate is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.

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.	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). 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.
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.	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. 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.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	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. 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.
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.	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. 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.
Development Unclassified	A discovered accumulation where project activities are under evaluation and where justification as a commercial development is unknown based on available information.	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. 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.

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.	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. 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. 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. Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: 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. 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.
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.	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. 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. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

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.	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. Possible Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved 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. Possible estimates also include incremental quantities associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Probable.
Probable and Possible Reserves	See above for separate criteria for Probable Reserves and Possible Reserves.	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. 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. 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. 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.

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY
PROSPECTIVE RESOURCES
PRODUCTION LICENSE PL001, OFFSHORE FALKLAND ISLANDS
AS OF DECEMBER 31, 2025

Prospect	Area (acre)		Net Thickness (feet)		Porosity (decimal)		Hydrocarbon Saturation (decimal)	
	Lognormal Distribution		Normal Distribution		Normal Distribution		Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Calypso	1,927	3,324	50.0	100.0	0.14	0.24	0.60	0.80
Chatham	10,541	16,678	35.0	75.0	0.12	0.21	0.50	0.80
Dinlas	9,320	16,285	35.0	60.0	0.12	0.21	0.50	0.80
Electra	1,571	2,320	35.0	75.0	0.12	0.21	0.50	0.80
Hecate	4,712	9,216	35.0	75.0	0.12	0.21	0.50	0.80
Kratos AB	4,141	5,825	35.0	75.0	0.12	0.21	0.50	0.80
Kratos C	9,985	14,892	35.0	75.0	0.12	0.21	0.50	0.80
Metis C&S LC1a	13,442	24,976	25.0	50.0	0.12	0.21	0.50	0.80
Metis N LC1a	6,164	10,681	25.0	50.0	0.12	0.21	0.50	0.80
Metis NN LC1a	1,428	3,377	25.0	50.0	0.12	0.21	0.50	0.80
Metis NN Shallow LC1d	5,609	11,449	35.0	75.0	0.14	0.24	0.60	0.80
Poseidon	16,558	28,326	35.0	75.0	0.12	0.21	0.50	0.80
Rhea	4,004	9,294	50.0	100.0	0.14	0.24	0.60	0.80
Selene	5,950	21,033	35.0	75.0	0.12	0.21	0.50	0.80
Tyche	2,162	5,370	35.0	75.0	0.12	0.21	0.50	0.80

Prospect	Initial Oil Formation Volume Factor (RB/STB) ⁽¹⁾		Average Producing Gas-Oil Ratio (SCF/STB) ⁽²⁾		Oil Recovery Factor (decimal)	
	Normal Distribution		Uniform Distribution		Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Calypso	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Chatham	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Dinlas	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Electra	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Hecate	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Kratos AB	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Kratos C	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Metis C&S LC1a	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Metis N LC1a	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Metis NN LC1a	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Metis NN Shallow LC1d	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Poseidon	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Rhea	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Selene	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45
Tyche	1.10	1.30	300	500	0.15	0.45

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 abbreviation RB/STB represents reservoir barrels per stock tank barrel.

⁽²⁾ The abbreviation SCF/STB represents standard cubic feet per stock tank barrel.

פרק ב'

דוח הדירקטוריון על מצב ענייני השותפות



פרק ב - דוח הדירקטוריון של השותף הכללי

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר, 2025

דירקטוריון פלר נפט וגז ניהול בע"מ (להלן: "השותף הכללי") מתכבד להגיש בזה את דוח הדירקטוריון לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר, 2025 (להלן: "תקופת הדוח").

1. הסברי הדירקטוריון למצב עסקי התאגיד

נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות" או "נאוויטס") פועלת בתחום החיפושים, הפיתוח וההפקה של נכסי נפט וגז.

נכון למועד זה, השותפות מתמקדת בעיקר באיתור ומימוש הזדמנויות השקעה בנכסי נפט וגז הכוללים עתודות נפט וגז מוכחות, שטרם פותחו ובפיתוחן והפקתן. פיתוח עתודות אלה הוא בעל פוטנציאל משמעותי להשאת ערך בלוח זמנים קצר יחסית. לפרטים אודות האסטרטגיה של השותפות ראו סעיף 16 בפרק תיאור עסקי התאגיד.

למועד אישור הדוחות הכספיים, בבעלות השותפות, באמצעות חברות מוחזקות, זכויות בפרויקטים: שנגדואה, סי-ליון ורישיונות סמוכים לו, בקסקין, מוניומנט, שנגדואה דרום, דנברי, נצ'ס, זכויות ברישיון אקספלורציה ימי מול חופי הפיליפינים, רישיונות אקספלורציה במפרץ אמריקה, אופציה בנכסי חיפוש והערכה במרוקו וכן אופציות לרכישת זכויות במספר נכסי חיפוש והפקה בגויאנה ובדרום אפריקה.

עיקרי תוצאות הפעילות של השותפות בשנת 2025:

\$167.8m

הרווח הנקי המיוחס לבעלי
יחידות ההשתתפות
(רווח נקי בסך של כ- 257.3 מיליון
דולר בנטרול הפרשי שער)

\$261.8m

EBITDA

\$365.2m

הכנסות ממכירת נפט וגז,
נטו מתמלוגים

עיקרי תוצאות הפעילות של השותפות לרבעון הרביעי בשנת 2025:

\$213.8m

הרווח הנקי המיוחס לבעלי
יחידות ההשתתפות
(רווח נקי בסך של כ- 241.6 מיליון
דולר בנטרול הפרשי שער)

\$181.9m

EBITDA

\$231.7m

הכנסות ממכירת נפט וגז,
נטו מתמלוגים

נתוני תזרים מהוון:

על פי התזרימים המעודכנים הכלולים בדוחות NSAI, חלק השותפות בתזרים המהוון בשיעור היוון של 10% (NPV10), בקטגוריות (2P) ו- (2C) הינו כדלקמן:

פרויקט	מיליון דולר
שננדואה (2P)	3,547
סי-ליון (2P+2C) (*)	3,720
בקסקין (2P)	255
מוניומנט (2P)	303
שננדואה דרום (2P)	167
דנברי (2P)	137
נצ'ס (2P)	36
סה"כ	8,165

(*) יצוין, כי התזרימים המהוונים לעיל כוללים רק כ- 504 מיליון חביות נפט אקוויוולנטיות (MMBOE), חלק השותפות, מתוך כ- 819 מיליון חביות נפט אקוויוולנטיות (MMBOE), חלק השותפות, הקיימות בפרויקט (2P+2C), המהוות כ- 61% בלבד. כמו כן, התזרימים אינם כוללים את פרויקטי האקספלורציה (כדוגמת PL001).

לפרטים בדבר תזרימי המזומנים וההנחות בגינם (לרבות התחזיות ביחס למחירי הגז הטבעי והנפט) ראו בפרק תיאור עסקי השותפות.

תיאור תמציתי של פעילות השותפות בתקופת הדוח:**שננדואה**

כל עבודות פיתוח שלב א' של פרויקט שננדואה (להלן בסעיף זה: "הפרויקט"), הושלמו בהצלחה במהלך חודש יולי, 2025. בנוסף הושלמו עבודות שדרוג מתקן הטיפול וההפקה של הפרויקט Floating Production System (להלן: "FPS") וקיבולת ה-FPS הוגדלה להיקף של 120,000 חביות נפט ביום.

ביום 25 ביולי, 2025 החלה הפקה מסחרית של נפט וגז בפרויקט.

תחילת ההפקה בפרויקט בוצעה באופן מדורג, מבוקר ובשלבים (ramp-up), שכללו פתיחה מבוקרת של בארות ההפקה, ניקוי הבארות וכיול המערכת. בתחילת חודש אוקטובר 2025, הושלם בהצלחה תהליך ה-ramp-up של ארבע בארות ההפקה שנקדחו במסגרת פיתוח שלב א' של הפרויקט.

חלק השותפות בהפקה הממוצעת מהפרויקט ברבעון הרביעי של שנת 2025 הסתכמה בכ- 60 אלפי חביות נפט אקוויוולנטיות ליום (mboepd) / 46 אלפי חביות נפט ליום (mbopd), בהתאמה.¹ פרויקט שננדואה תרם ל-EBITDA של השותפות בתקופת הדוח (שכללה שלושה חודשים של הפקה מלאה ושלושה חודשים של הפקה חלקית ומדורגת, במסגרת ה-ramp-up) כ- 240.1 מיליון דולר, וכ- 178.7 ברבעון הרביעי לשנת 2025 (לפרטים נוספים ראו ניתוח תוצאות הפעילות בהמשך).

¹ בהנחת יחס יחידות גז לחביות נפט של BOE = 6 MCF.

² EBITDA - מבוסס על נתוני הדוחות הכספיים ומחושב על בסיס הרווח הנקי בנטרול פחת ואזילה, מימון, מסים, הוצאות חד פעמיות (בתקופת הדוח וברבעון הרביעי של שנת 2025 סך של כ-1 מיליון דולר) והוצאות שאינן במזומן (כגון תשלום מבוסס מניות). EBITDA הינו מדד פיננסי אשר אינו מבוסס על כללי החשבונאות המקובלים והינו מדד מקובל המייצג את הביצועים התפעוליים של השותפות.

לאחר סיום ה-ramp-up, החלה BOE Exploration & Production, LLC (להלן: "המפעילה"), בתהליך לימוד נתוני ההפקה מהשכבות השונות בכל אחת מהבארות המפיקות, וזאת כדי לגבש את מתווה ההפקה האופטימלי מכל באר, אשר יאפשר לשמר קצב הפקה יציב (Plateau) בפרויקט לאורך זמן. לאור זאת החליטה המפעילה להפיק בחלק מהבארות בקצבים הנמוכים מ-25 אלף חביות ביום. במסגרת זו אף הוחלט לבצע פעולות סגירה של אחת השכבות המפיקות באחת הבארות, שהחלו בימים האחרונים, והצפויות להסתיים במהלך חודש אפריל 2026. ההפקה מיתר הבארות נמשכת כסדרה. להערכת המפעילה, לאחר סיום הפעולות כאמור, יחזרו קצבי ההפקה מבאר זו לאלו של רבעון 4, 2025.

דוח העתודות העדכני לפרויקט (הכלול בחלק א' לדוח זה) (להלן: "דוח העתודות") מציג שיפור של כ-16% בקטגוריית 1P ושל כ-5% בקטגוריית 2P וכן שיפור ב-EUR (Estimated Ultimate Recovery), פרמטר המייצג את סך העתודות הניתנות להפקה כלכלית מהפרויקט. בנוסף, בשל ההפקה בפועל בארבע בארות ההפקה הראשונות, אשר היתה הטובה יותר מההערכות המקדימות, NSAI הגדילה את סך ההפקה מארבע הבארות בכ-24% בקטגוריית 1P ובכ-10% בקטגוריית 2P.

בהתאם לדוח העתודות, התזרים המהוון של השותפות מהפרויקט בקטגוריית 2P ובשיעור היוון של 10% (NPV10) עומד על כ-3.5 מיליארד דולר.

בנטרול השפעת עדכון תחזית מחירי הנפט והגז (קרי, בהנחת תחזית המחירים ששמשה בדוח העתודות הקודם), התזרים המהוון של השותפות מהפרויקט בקטגוריית 2P בשיעור היוון של 10% (NPV10) עלה בכ-5% ביחס לתזרים המהוון בדוח העתודות הקודם.

נתוני ההפקה מהפרויקט ברבעון הרביעי לשנת 2025 המפורטים להלן, מציגים רווחיות תזרימית של כ-84% לחבית נפט ומחיר מכירה ממוצע של כ-59.6 דולר לחבית.³

שלוש מבארות ההפקה בפרויקט נכללות במסגרת חמש בארות ההפקה הטובות ביותר במפרץ אמריקה לרבעון הרביעי של שנת 2025.

המפעילה ושותפי הפרויקט פועלים ליישום שלב ב' לתוכנית הפיתוח של הפרויקט, הכולל בין היתר, הקדמת שלבי ביצוע עתידיים, במטרה לשפר את השאת הערך מהפרויקט תוך ניצול אופטימלי של ה-FPS. שלב ב' בפיתוח הפרויקט כולל את הרכיבים העיקריים שלהלן:

- הגדלת קיבולת ה-FPS מ-120,000 חביות נפט ליום, לכ-140,000 חביות נפט ליום, שתאפשר מתן מענה להיקפי ההפקה הנוספים משננדואה ומנכסי הנפט מוניומנט ושננדואה דרום. הגדלת קיבולת ה-FPS כאמור, צפויה להסתיים לקראת סוף שנת 2026.
- קידוח שתי בארות פיתוח והפקה נוספות, כאשר הקידוח החמישי צפוי להתבצע ברבעון הראשון של שנת 2027 והקידוח השישי צפוי להתבצע ברבעון השלישי של שנת 2028. יצוין, כי הקידוח החמישי תוכנן להתחיל כבר במהלך הרבעון השני של שנת 2026, אך ביצעו נדחה בהתאם לזמינות אוניית הקידוח, המבצעת תחילה את קידוחי מוניומנט. בהתאם, נדחה במספר חודשים גם ביצועו של הקידוח השישי.
- התקנת משאבה בקרקעית הים, אשר תאפשר החל מהרבעון השני של שנת 2028 הגברה של קצב הפקת הנפט מבארות ההפקה ל-FPS וכן הארכת משך ההפקה הצפויה מהן.

³ הרווחיות התזרימית משקפת עלויות הפעלה תזרימיות ביחס לסך המכירות, נטו.

מימון מחדש

לאחר תאריך המאזן, ביום 19 בינואר 2026, התקשרה Navitas Petroleum Holdings LLC, חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות, בהסכם מימון מבוסס עתודות (Reserves Based Lending) (להלן: "RBL"), להעמדת מסגרת אשראי מתחדשת, בהיקף כולל של 1.35 מיליארד דולר. מימון זה שימש בין היתר לפירעון המימון הפרויקטלי לפיתוח הפרויקט (שיתרת הקרן והריבית שלו עמדה על כ- 433 מיליון דולר). לפרטים אודות ה-RBL ראו סעיף 12 לפרק תיאור עסקי השותפות.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות לעיל ביחס למשך ביצוע פעולות הסגירה בבאר כמו גם לקצב ההפקה ממנה לאחר סיום הפעולות, לשלב ב' של תכנית הפיתוח, לרבות בקשר למועדים הצפויים ביחס לרכיביה השונים, הערכות בנוגע לשימוש נוסף ב-FPS בנכסי הנפט מוניומנט ושננדואה דרום מהוות מידע צופה פני עתיד, כהגדרתו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק ניירות ערך"), המידע כאמור מבוסס על הערכות מפעילת הפרויקט, אשר מבוססות על המידע המצוי כיום בידיהן, והן עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית עקב גורמים שאין לשותפות שליטה עליהם, והכוללים, בין היתר, עדכון ההערכות וההשערות של המפעילות, מכלול של שינויים או דרישות רגולטוריות ו/או שינויים בתנאים התפעוליים והטכניים בפרויקט, וכן גורמים המתוארים בגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 18 לפרק תיאור עסקי השותפות. בנוסף, אין כל וודאות כי תכנית הפיתוח המורחבת אכן תמומש וכן כי יתכנו שינויים ברכיביה השונים.



מתקן הטיפול וההפקה של הפרויקט Floating Production System

סי-ליון

השותפות מחזיקה ב- 65% מהפרויקט באמצעות Navitas Petroleum Development and Production Ltd, חברה בת (בשרשור) בבעלות מלאה של השותפות המשמשת כמפעילת הפרויקט וכן כמפעילה במספר רשיונות סמוכים.

ביום 10 בדצמבר, 2025, קיבלו השותפות בפרויקט סי-ליון (להלן: "הפרויקט") החלטת השקעה סופית Final Investment Decision (להלן: "FID") לפיתוח שלב א' של הפרויקט, בתקציב כולל של כ- 1.8 מיליארד דולר (בגין 100% מהזכויות בפרויקט).

החלטת ההשקעה הסופית התקבלה בהמשך לקבלת האישור הסופי מממשלת פוקלנד לתכנית הפיתוח המפורטת לפרויקט - Field Development Plan (FDP) (תכנית פיתוח אשר כוללת את שני שלבי הפיתוח הראשוניים בלבד (23 בארות מתוך 64 בארות בסך הכל) וחתימה על הסכם הגנת השקעות (IPA).⁴

בהתאם לתכנית הפיתוח, ההפקה משלב א' של הפרויקט צפויה להתבצע באמצעות מתקן הפקה אחסון ופריקה צף - Floating Production Storage and Offloading ("FPSO") בעל כושר הפקה של עד כ- 55,000 חביות נפט ליום (100%). השותפות מקדמת חלופות להאצת תכנית הפיתוח של יתרת המשאבים בנכס הנפט, שאינם כלולים בתכנית הפיתוח, כאשר ההפקה במסגרת שלבי הפיתוח הבאים יכול שתבוצע בשילוב מתקני הפקה אחרים, אשר יאפשרו הגדלת היקף ההפקה לעד כ- 200,000 חביות נפט ליום.

השותפות ממשיכה לבחון את האפשרות להכניס לפרויקט שותף אסטרטגי אשר יוכל לתרום להאצת שלבי הפיתוח הבאים של הפרויקט, ובכך להשיא ערך כלכלי מהותי נוסף. תחילת ההפקה מהפרויקט צפויה במהלך חודש מרץ 2028.

במסגרת ההערכות לפיתוח הפרויקט התקשרה חברת הפרויקט בהסכמים מחייבים עם ספקים וקבלנים עיקריים הכוללים, בין השאר, הסכמים עם שתי חברות שיווק לשיווק חביות הנפט מהפרויקט, לפרטים אודות ההסכמים ראו סעיף 8.2.4 לפרק תיאור עסקי השותפות.

מימון פרויקטלי

החלטת ההשקעה הסופית התקבלה לאחר שהתקיימו כל התנאים המוקדמים לסגירה פיננסית (Closing) של הסכמי מימון פרויקטלי לצורך מימון פיתוח שלב א' של הפרויקט, שנחתמו בחודש דצמבר 2025, בין השותפות בסי-ליון לבין המממנים (להלן בסעיף זה: "המימון הפרויקטלי"). המימון הפרויקטלי הועמד על ידי קונסורציום של בנקים ומוסדות פיננסיים מקומיים וזרים, בדרך של שתי הלוואות פרטיות זהות בתנאי נון-ריקורס באופן פרופורציונאלי בין שותפות סי-ליון בהתאם להיקף אחזקותיהן בפרויקט.⁵ היקף המימון הפרויקטלי (החוב הבכיר) הסתכם במיליארד דולר (100%). לפרטים אודות המימון הפרויקטלי והסגירה הפיננסית ראו סעיף 12 לפרק תיאור עסקי השותפות.

⁴ הסכם הגנת השקעות, אשר נחתם על ידי ממשלת פוקלנד והשותפות בסי-ליון, שמטרתו יצירת ודאות רגולטורית ומיסויית באמצעות התחייבות ממשלת פוקלנד לפיצוי במקרה של אי שמירה על תנאים שהוגדרו, לרבות שיעורי מס ותמלוגים, לתקופה קבועה, במטרה להגן על השקעות השותפות מפני שינויים רגולטוריים עתידיים.

⁵ יובהר כי בין הסכמי המימון הפרויקטלי אין תניית הפרה צולבת, כך שניתן יהיה לקבוע כי קיים אירוע הפרה בהסכם מימון פרויקטלי של אחת השותפות וזאת מבלי שיתקיים בהכרח אירוע הפרה ביחס להסכם המימון הפרויקטלי של השותפה האחרת.

התקדמות פיתוח הפרויקט

- עבודות הפיתוח על האי החלו ובשלב זה הן מתמקדות בהכשרת המזח, אשר ישמש את הפרויקט. בהמשך השנה ייחלו גם העבודות לבניית מגורים לעובדים וכן עבודות תשתית נוספות כהכנה לקראת תחילת הקידוחים.
- נמשך הייצור של ציוד נדרש לפרויקט, שזמן אספקתו ארוך (Long lead items).
- בסוף חודש פברואר 2026, מסר הבעלים של ה-FPSO, שימש את הפרויקט, הודעה מוקדמת של 90 יום למפעיל הנוכחי של ה-FPSO לניתוק ה-FPSO מהמאגר אותו הוא משרת כיום. לאחר תקופה זו ה-FPSO יפליג למספנה לצורך ביצוע עבודות השדרוג לשם התאמתו לפרויקט.
- עבודות הקידוח וההשלמה מתוכננות להתחיל בתחילת שנת 2027.



המזח שימש לעבודות פיתוח הפרויקט

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות דלעיל ולהלן, לרבות ביחס לתקציב פיתוח שלב א' של הפרויקט, לאפשרות להכנסת שותף לפרויקט, למועד תחילת עבודות הקידוח וההשלמה, למועד תחילת ההפקה מהפרויקט ולהיקף ההפקה הצפוי מהפרויקט מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המידע האמור מבוסס על הערכות השותפות בפרויקט, בהתבסס על מגוון גורמים וביניהם תכנית הפיתוח ולוחות הזמנים ליישומה, נתונים משוערים של זמינות ציוד, שירותים ועלויות וכן גורמים נוספים שאינם בהכרח בשליטת השותפות. ההערכות בדוח זה עשויות שלא להתממש, להתממש באופן חלקי או להתממש באופן שונה מהותית מהצפוי בדוח זה, בעקבות שינויים ו/או עיכובים במגוון גורמים, לרבות שינויים בתנאי השוק בכלל ובסקטור הנפט בפרט ו/או שינויים גיאופוליטיים ו/או שינויים בתנאים תפעוליים וטכניים בנכס הנפט ו/או בעקבות גורמים בלתי צפויים הקשורים בפיתוח פרויקט מסוג זה ו/או כתוצאה מהתקדמות פיתוח הפרויקט עד להשלמתו ו/או בעקבות התפתחויות הקשורות בפרויקט ו/או בשותפות ו/או בחברות הבנות של השותפות ו/או השותפה הנוספת בפרויקט ו/או בעקבות גורמים חיצוניים שאינם בשליטת השותפות ו/או בעקבות גורמים שונים שלא ניתן להעריכם מראש וכן גורמים המתוארים בגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 18 לפרק תיאור עסקי השותפות.

PL001

לאחר תאריך המאזן, ביום 27 בפברואר, 2026, חתמה השותפות על הסכם עם JHI Associates Inc. לרכישת 65% מהזכויות ברישיון PL001 הצמוד לפרויקט סי-ליון (להלן בסעיף זה: "הרישיון"). לפרטים אודות ההסכם ומזכר ההבנות הלא מחייב שנחתם לפניו ראו דיווחים מיידיים מהימים 2 במרץ, 2026 ו- 12 בינואר, 2026 (אסמכתאות מספר: 2026-01-018935 ו- 2026-01-005007, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

הפעילות ברישיון תאפשר לשותפות לנצל את הצלחתה בפרויקט סי-ליון להרחבת פעילותה באותו אגן גיאולוגי.

בדומה לרישיונות סמוכים נוספים לפרויקט סי-ליון, שבהם מחזיקה השותפות, גם רישיון זה, ככל שתימצא בו תגלית, עשוי להיות מפותח, בין היתר, באמצעות חיבור (Tie-back) למתקני ההפקה והאחסנה הצפים (FPSO) שיוקמו בשלבים השונים בפרויקט סי-ליון, מתווה שעשוי להפחית את עלויות הפיתוח והתפעול הכוללות של הפרויקטים תוך יצירת HUB אזורי.

בקסקין

פרויקט בקסקין (להלן בסעיף זה: "הפרויקט") תרם ל- EBITDA של השותפות בתקופת הדוח כ- 31.1 מיליון דולר וזאת לעומת EBITDA של כ- 35.6 מיליון דולר בשנת 2024 וכ- 7.2 ברבעון הרביעי לשנת 2025 לעומת כ- 8.8 ברבעון הרביעי לשנת 2024 (לפרטים נוספים ראו ניתוח תוצאות הפעילות בהמשך).

הירידה ב- EBITDA בתקופת הדוח וברבעון הרביעי לשנת 2025, ביחס לתקופות המקבילות אשתקד, נובעת בעיקר בשל הירידה במחירי הנפט שקוזה בחלקה מהעליה בכמות הנפט שהופקה.

החל משנת 2022 ועד לשנת 2025 נקדחו בפרויקט 5 קידוחים (מתוכם 3 קידוחי פיתוח והפקה ו- 2 קידוחי הערכה ואימות) כאשר פעולות ההשלמה בקידוח האחרון (קידוח הפיתוח החמישי במאגר הצפוני) הסתיימו בהצלחה בחודש ינואר, 2026. ההפקה מקידוח זה צפויה להתחיל בתחילת הרבעון השני לשנת 2026.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות לעיל, ביחס למועד תחילת ההפקה מקידוח הפיתוח החמישי הינן מידע צופה פני עתיד, כהגדרתו בחוק ניירות ערך. המידע כאמור מבוסס על הערכות LLOG Exploration Offshore, L.L.C, מפעילת הפרויקט (להלן בסעיף זה: "המפעילה") אשר עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית עקב גורמים שאין לשותפות שליטה עליהם, והכוללים, בין היתר, עדכון ההערכות והשערות המפעילה ו/או שינוי תנאי השוק ו/או מכלול של שינויים רגולטוריים ו/או שינויים בתנאים התפעוליים והטכניים בפרויקט לרבות התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 18 לפרק תיאור עסקי השותפות.

מוניומנט

ביום 1 במרץ, 2024, התקבלה החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח פרויקט מוניומנט (להלן בסעיף זה: "הפרויקט").

במסגרת ה-FID אושר תקציב ראשוני לפיתוח הפרויקט, שההפקה ממנו תבוצע באמצעות מתקן ההפקה והטיפול (FPS) של פרויקט שננדואה, בסך של כ- 259 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ- 74 מיליון דולר). סך התקציב המוערך הכולל לפיתוח הפרויקט מסתכם בכ- 855 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ- 244 מיליון דולר).

בחודש פברואר, 2025, התקשרה השותפות (באמצעות חברות הפרויקט) בהסכם מימון פרויקטלי לפיתוח הפרויקט בהיקף של 150 מיליון דולר. בהתאם להסכם המימון הפרויקטלי, על השותפות להשקיע כ- 100 מיליון דולר כהון עצמי. נכון למועד אישור הדוחות, הושקע מלוא ההון העצמי והחלה משיכה מהמימון הפרויקטלי. לפרטים אודות הסכם המימון הפרויקטלי לפיתוח פרויקט מוניומנט ראו סעיף 12 לפרק תיאור עסקי השותפות.

להערכת מפעילת הפרויקט, BOE Exploration & Production, LLC (להלן בסעיף זה: "המפעילה"), קדיחת שני קידוחי הפיתוח וההפקה בפרויקט צפויה להתחיל בחודש אפריל 2026, כאשר ההפקה מהקידוח הראשון צפויה עד לסוף שנת 2026.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות לעיל, לרבות ביחס לתקציב הראשוני והתקציב הכולל לפיתוח הפרויקט, הצפי לתחילת הקידוחים וההפקה מהפרויקט הינן מידע צופה פני עתיד, כהגדרתו בחוק ניירות ערך. המידע כאמור מבוסס על הערכות המפעילה אשר עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית עקב גורמים שאין לשותפות שליטה עליהם, והכוללים, בין היתר, עדכון ההערכות והשערות המפעילה ו/או שינוי תנאי השוק ו/או מכלול של שינויים רגולטוריים ו/או שינויים בתנאים התפעוליים והטכניים בפרויקט לרבות התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 18 לפרק תיאור עסקי השותפות.

שננדואה דרום

ביום 25 ביולי, 2025, התקבלה החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח פרויקט שננדואה דרום (להלן בסעיף זה: "הפרויקט").

במסגרת ה-FID אושר תקציב ראשוני לפיתוח הפרויקט, בסך של כ- 184 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ- 77 מיליון דולר). סך התקציב המוערך הכולל לפיתוח הפרויקט מסתכם בכ- 713 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ- 299 מיליון דולר).

בנוסף נחתם הסכם לקבלת שירותי הפקה וטיפול לאורך חיי הפרויקט באמצעות ה-FPS של פרויקט שננדואה.

פיתוח הפרויקט צפוי לכלול קידוח של שתי בארות פיתוח והפקה שיחברו ל-FPS של פרויקט שננדואה. הקידוח הראשון צפוי להתחיל ברבעון הראשון של שנת 2028, והקידוח השני צפוי להתחיל ברבעון הראשון של שנת 2029. להערכת מפעילת הפרויקט, BOE Exploration & Production, LLC (להלן בסעיף זה: "המפעילה"), ההפקה מהבאר הראשונה בפרויקט תחל במהלך הרבעון השלישי של שנת 2028.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות לעיל ביחס לתקציב הראשוני ולתקציב הכולל לפיתוח הפרויקט וכן בדבר מועד תחילת הקידוחים ומועד תחילת ההפקה מהפרויקט, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בחוק ניירות ערך. המידע כאמור מבוסס על הערכות המפעילה אשר עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית עקב גורמים שאין לשותפות שליטה עליהם, והכוללים, בין היתר, עדכון ההערכות והשערות המפעילה ו/או שינוי תנאי השוק ו/או מכלול של שינויים רגולטוריים ו/או שינויים בתנאים התפעוליים והטכניים בפרויקט לרבות התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 18 לפרק תיאור עסקי השותפות.

נכסים יבשתיים

הנכסים היבשתיים תרמו ל- EBITDA של השותפות בתקופת הדוח כ- 9 מיליון דולר וזאת לעומת EBITDA של כ- 13.3 מיליון דולר בשנת 2024 וכ- 2.3 ברבעון הרביעי לשנת 2025 לעומת כ- 3.6 ברבעון הרביעי לשנת 2024 (לפרטים נוספים ראו ניתוח תוצאות הפעילות בהמשך).

בסוף חודש מרץ 2025, הושלמה עסקה למכירת חלקה של ExxonMobil בשדות Thompson ו- Webster ל- PO&G Resources Fund II, LP ו- PO&G Operating, LLC מונתה כמפעילה בשדות אלה.

2. תוצאות הפעילות בשנת 2025 – השותפות מסכמת את תקופת הדוח עם התוצאות הבאות:

תוצאות הפעילות ליום 31 בדצמבר, 2025

- הכנסות השותפות לשנת 2025 הסתכמו לסך של כ- 365.2 מיליון דולר, לעומת הכנסות של כ- 78 מיליון דולר בשנת 2024.
- ה- EBITDA של השותפות לשנת 2025 הסתכמה לסך של כ- 261.8 מיליון דולר, לעומת EBITDA של כ- 36.3 מיליון דולר בשנת 2024.
- ברבעון הרביעי של שנת 2025 נרשמו הכנסות מסים נדחים בסך של כ- 183 מיליון דולר לאור יצירת נכס מס נדחה בגין הפסדים לצרכי מס הנובעים מהשקעות עבר בפרויקט סי-ליון (לפני כניסתה של השותפות לפרויקט).
- הרווח הנקי המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות של השותפות הסתכם בשנת 2025 לסך של כ- 167.8 מיליון דולר (רווח נקי בסך של כ- 257.3 מיליון דולר - בנטרול הוצאות הפרשי שער, נטו), לעומת רווח נקי בסך של כ- 1.4 מיליון דולר (הפסד נקי בסך של כ- 2 מיליון דולר בנטרול הכנסות הפרשי שער, נטו) בשנת 2024.

תוצאות הפעילות לתקופה של 3 חודשים שהסתיימו ביום 31 בדצמבר, 2025

- הכנסות השותפות לרבעון הרביעי לשנת 2025 הסתכמו לסך של כ- 231.7 מיליון דולר, לעומת הכנסות של כ- 19 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד.
 - ה- EBITDA של השותפות לרבעון הרביעי לשנת 2025 הסתכמה לסך של כ- 181.9 מיליון דולר, לעומת EBITDA של כ- 10.4 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד.
 - ברבעון הרביעי של שנת 2025 נרשמו הכנסות מסים נדחים בסך של כ- 183 מיליון דולר לאור יצירת נכס מס נדחה בגין הפסדים לצרכי מס הנובעים מהשקעות עבר בפרויקט סי-ליון (לפני כניסתה של השותפות לפרויקט).
 - הרווח הנקי המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות של השותפות לרבעון הרביעי לשנת 2025 הסתכם לסך של כ- 213.8 מיליון דולר (רווח נקי בסך של כ- 241.6 מיליון דולר - בנטרול הוצאות הפרשי שער, נטו), לעומת הפסד נקי בסך של כ- 5.5 מיליון דולר (רווח נקי בסך של כ- 1 מיליון דולר בנטרול הכנסות הפרשי שער, נטו) בתקופה המקבילה אשתקד.
- לפרטים נוספים ראו ניתוח תוצאות הפעילות בהמשך.

נתוני הפקה (באלפי חביות נפט אקוויוולנטיות)⁶ לשנת 2025

שם הפרויקט	חלק נאויטס בהפקה יומית ממוצעת	חלק נאויטס בסך ההפקה בתקופה
שננדואה	747	7,256
בקסקין	2.6	847
נכסים יבשתיים	1.4	513
סה"כ	51.0	8,616

נתוני הפקה (באלפי חביות נפט אקוויוולנטיות)⁶ לרבעון הרביעי לשנת 2025

שם הפרויקט	חלק נאויטס בהפקה יומית ממוצעת	חלק נאויטס בסך ההפקה בתקופה
שננדואה ⁸	60	5,382
בקסקין	2.6	223
נכסים יבשתיים	1.5	128
סה"כ	64.1	5,733

לתקופה מיום 31 בדצמבר, 2025 ועד סמוך למועד אישור הדוחות הכספיים

שם הפרויקט	חלק נאויטס בהפקה יומית ממוצעת
שננדואה	56
בקסקין	2.6
נכסים יבשתיים	1.5
סה"כ	60.1

המחיר הממוצע (לפני התאמות) של חבית נפט WTI בשנת 2025 היה 64.8 דולר לעומת מחיר ממוצע של 75.7 דולר בשנת 2024.

המחיר הממוצע (לפני התאמות) של חבית נפט WTI ברבעון הרביעי של שנת 2025 היה כ- 59.1 דולר לעומת מחיר ממוצע של כ- 70.3 דולר ברבעון הרביעי של שנת 2024.

ברבעון הראשון של שנת 2026 ועד מועד אישור הדוחות הכספיים המחיר הממוצע (לפני התאמות) של חבית נפט WTI הינו כ- 66.25 דולר.

⁶ בהנחת יחס יחידות גז לחביות נפט של BOE = 6 MCF.

⁷ משקף הפקה יומית ממוצעת מיולי 2025, תחילת ההפקה משננדואה, כולל תהליך ramp-up הדרגתי של הבארות.

⁸ במהלך הרבעון הרביעי לשנת 2025 פעל ה-FPS של פרויקט שננדואה באופן רציף וללא השבתות (uptime) ב-97% מהזמן.

2. תוצאות הפעילות בשנת 2025 | המשך

ניתוח דוחות רווח והפסד

אלפי דולר	2025	2024	2023	הערות
ביום 31 בדצמבר לשנה שהסתיימה				
הכנסות ממכירת נפט וגז, נטו מתמלוגים	365,203	78,039	93,791	(1)
עלות הפקת נפט וגז	(84,456)	(28,611)	(30,872)	(2)
הוצאות פחת ואזילה	(90,685)	(12,598)	(14,954)	(3)
רווח גולמי	190,062	36,830	47,965	
הוצאות חיפוש נפט וגז וקידום פרויקטים	(3,731)	(1,889)	(1,319)	
גריעת נכסי חיפוש והערכה	-	-	(5,510)	
הוצאות הנהלה וכלליות	(19,965)	(15,601)	(14,483)	(4)
הוצאות אחרות, נטו	(2,886)	(2,765)	(197)	
רווח תפעולי	163,480	16,575	26,456	
הכנסות (הוצאות) מימון, נטו	(139,355)	(650)	5,121	(5)
רווח לפני מסים על הכנסה	24,125	15,925	31,577	
הטבת מס (מסים על ההכנסה)	154,479	(3,646)	(6,073)	(6)
רווח נקי	178,604	12,279	25,504	
סה"כ רווח כולל אחר	6,561	534	1,529	
סה"כ רווח כולל	185,165	12,813	27,033	
רווח נקי מיוחס ל:				
בעלי יחידות השתתפות של השותפות	167,806	1,418	14,674	
זכויות שאינן מקנות שליטה	10,798	10,861	10,830	
	178,604	12,279	25,504	
סה"כ רווח כולל מיוחס ל:				
בעלי יחידות השתתפות של השותפות	174,367	1,952	16,203	
זכויות שאינן מקנות שליטה	10,798	10,861	10,830	
	185,165	12,813	27,033	

(י) בדבר תמצית נתונים על הרווח הכולל לפי רבעונים, ראו פרק ד', פרטים נוספים על השותפות.

2. תוצאות הפעילות בשנת 2025 | המשך

ניתוח דוחות רווח והפסד | המשך

הסבר לשינויים העיקריים לעומת התקופה המקבילה אשתקד:

1. הכנסות ממכירת נפט וגז, נטו מתמלוגים
בתקופת הדוח וברבעון הרביעי של שנת 2025 חל גידול בהכנסות ממכירת נפט וגז, נטו מתמלוגים בסך של כ- 287.2 מיליון דולר וכ- 212.6 מיליון דולר, בהתאמה, לעומת התקופות המקבילות אשתקד. הגידול נובע מתחילת הפקה מסחרית של נפט וגז בפרויקט שנדואה מיום 25 ביולי, 2025, כמפורט בסעיף נתוני הפקה לעיל.
בתקופת הדוח נרשמה ירידה בהכנסות בפרויקט בקסקין ובשדות דנברי, וזאת בעיקר כתוצאה מירידה במחיר הנפט בתקופת הדוח לעומת התקופה המקבילה אשתקד.
ברבעון הרביעי לשנת 2025 נרשמה ירידה בהכנסות בפרויקט בקסקין ובנכסים היבשתיים של השותפות, וזאת כתוצאה מירידה במחיר הנפט לעומת התקופה המקבילה אשתקד. מנגד, חלה עליה בכמויות שהופקו בפרויקט בקסקין ופרויקט נצ'ס ברבעון הרביעי לשנת 2025 לעומת התקופה המקבילה אשתקד.
2. עלות הפקת נפט וגז
הגידול בעלות הפקת הנפט והגז בתקופת הדוח וברבעון הרביעי של שנת 2025, לעומת התקופות המקבילות אשתקד נובע בעיקר מתחילת הפקה מסחרית של נפט וגז בפרויקט שנדואה כאמור לעיל. יצוין כי חל גידול בעלויות ההפקה בפרויקט בקסקין בעיקר כתוצאה מעלייה בשיעור האינפלציה, ומנגד נרשם קיטון בעלויות ההפקה של פרויקט דנברי לאור החלפת המפעילה בשני שדות עיקריים בפרויקט.
3. הוצאות פחת ואזילה
בתקופת הדוח וברבעון הרביעי של שנת 2025 חל גידול בהוצאות פחת ואזילה לעומת התקופות המקבילות אשתקד וזאת בעיקר לאור הפחתה שוטפת בשנת 2025 של נכס הנפט והגז בפרויקט שנדואה, החל מתחילת ההפקה.
4. הוצאות הנהלה וכלליות
עיקר הגידול בתקופת הדוח וברבעון הרביעי של שנת 2025 נובע מגידול בהיקף הפעילות של הקבוצה.
5. הכנסות (הוצאות) מימון, נטו
בשנת 2025 הכירה השותפות בהוצאות מימון, נטו, בסך של כ- 139.4 מיליון דולר, נטו, לעומת הכנסות מימון, נטו, בסך של כ- 0.6 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד. ההסבר לגידול בהוצאות בסך של כ- 140 מיליון דולר נובע בעיקר מהסיבות הבאות:
 - חל גידול בהוצאות נטו בגין הוצאות הפרשי שער בתקופת הדוח בסך של כ- 93 מיליון דולר לעומת התקופה המקבילה אשתקד, בעיקר בגין יתרות אגרות חוב שקליות בקיזוז הכנסות מהפרשי שער בגין יתרות מזומנים ופקדונות שקליים. בתקופת הדוח ירד שער החליפין של הדולר לעומת השקל בשיעור של כ- 12.5% לעומת עלייה של שער החליפין של הדולר לעומת השקל בשיעור של כ- 0.6% בתקופה המקבילה אשתקד.

ליום 31 בדצמבר, 2025 הסתכמו עודף ההתחייבויות השקליות על נכסים שקליים לסך של כ- 853 מיליון דולר (ליום 31 בדצמבר, 2024 לסך של כ- 477 מיליון דולר).

- בתקופת הדוח נרשמו הוצאות ריבית בגין אגרות חוב והלוואות בסך של כ- 54 מיליון דולר, נטו, (לאחר היוון עלויות אשראי של כ- 81 מיליון דולר לעלות הפרויקטים). בתקופה המקבילה אשתקד, הוצאות הריבית בגין אגרות חוב והלוואות הונו במלואן לעלות הפרויקטים. הגידול בהוצאות הריבית בתקופת הדוח לעומת התקופה המקבילה אשתקד נובע מכך שבחציון השני של שנת 2025 עיקר הוצאות הריבית לא הונו וזאת כתוצאה מתחילת הפקה של נפט וגז מפרויקט שננדואה ביום 25 ביולי 2025.
- בתקופת הדוח חל גידול בהוצאות בגין עסקאות גידור על מחירי הנפט בסך של כ- 5 מיליון דולר, ומנגד חל גידול בהכנסות בגין שערך עסקאות הגנה ש"ח/דולר בסך של כ- 3 מיליון דולר.
- ברבעון הרביעי של שנת 2025 הכירה השותפות בהוצאות מימון, נטו, בסך של כ- 64.8 מיליון דולר, נטו, לעומת סך של כ- 4.5 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד. ההסבר לגידול בהוצאות בסך של כ- 60.3 מיליון דולר נובע בעיקר מהסיבות הבאות:
- חל גידול בהוצאות נטו בגין הוצאות הפרשי שער בתקופת הדוח בסך של כ- 21 מיליון דולר לעומת התקופה המקבילה אשתקד, בעיקר בגין יתרות אגרות חוב שקליות בקיזוז הכנסות מהפרשי שער בגין יתרות מזומנים ופקדונות שקליים. בתקופת הדוח ירד שער החליפין של הדולר לעומת השקל בשיעור של כ- 3.5% לעומת כ- 1.7% בתקופה המקבילה אשתקד.
- ברבעון הרביעי לשנת 2025 נרשמו הוצאות ריבית בגין אגרות חוב והלוואות בסך של כ- 35 מיליון דולר, נטו (לאחר היוון עלויות אשראי של כ- 4 מיליון דולר לעלות הפרויקטים). הגידול בתקופת הדוח לעומת התקופה המקבילה אשתקד נובע מכך שברבעון הרביעי של שנת 2025 עיקר הוצאות הריבית לא הונו וזאת כתוצאה מתחילת הפקה של נפט וגז מפרויקט שננדואה ביום 25 ביולי 2025.
- ברבעון הרביעי לשנת 2025 חל גידול בהוצאות בגין עסקאות גידור על מחירי הנפט בסך של כ- 6 מיליון דולר.

6. מסים על ההכנסה

ברבעון הרביעי של שנת 2025 השותפות הכירה בהכנסות מסים כנגד נכס מס נדחה בסך של כ- 183 מיליון דולר בגין הפסדים לצרכי מס בסך כולל של כ- 700 מיליון דולר שהתהוו בגין השקעות עבר בנכס הנפט סי-ליון (שהושקעו בתקופה שקדמה לרכישת NPDP על ידי השותפות), אשר ניתנים לניצול בעתיד כנגד הכנסה חייבת במס באיי פוקלנד, וזאת בהמשך, בין היתר, לקבלת FID בפרויקט. לפרטים נוספים ראה באור 17' לדוחות הכספיים.

מנגד, נרשמו הוצאות מסים בתקופת הדוח בסך של כ- 28 מיליון דולר אשר נבעו בעיקר מעדכון מסים נדחים בגין הפעילות בארה"ב ומהוצאות מסים שהוכרו בשותפות (בגין ריבית על הלוואות שהועמדו לחברות בנות בחו"ל). יצוין, כי לא הוכרו נכסי מסים נדחים בגין הפסדים להעברה בשותפות בהיעדר צפי לניצולם בעתיד הנראה לעין.

3. מצב כספי, נזילות ומקורות מימון

3.1 מצב כספי

הסבר לשינויים העיקריים בסעיף	31/12/2024	31/12/2025	אלפי דולר
הגידול נובע בעיקר מתמורה נטו מהנפקת יחידות השתתפות וכתבי אופציה (סדרה 6) ומהנפקת אגרות חוב (סדרה ז' וסדרה ח'), ניצול מסגרת אשראי, ממימוש כתבי אופציה סחירים (סדרה 5) ומגידול ביתרת הלקוחות כתוצאה מהתחלת הפקה מסחרית של נפט וגז בפרויקט שנדוואה ביום 25 ביולי 2025. מאידך, חל קיטון כתוצאה מהשקעה בנכסי הנפט והגז של השותפות.	174,331	822,550	סך נכסים שוטפים
הגידול נובע מהמשך עבודות הפיתוח של הפרויקטים שנדוואה ומוניומנט (לרבות היוון עלויות אשראי), השקעות בנכס הנפט סי-ליון ועבודות ההשלמה של הקידוח החמישי בבסקין. מאידך, נרשמו הוצאות פחת ואזילה בגין הנכסים המפיקים. לפרטים נוספים ראו באור 7 לדוחות הכספיים המצורפים.	1,369,917	1,946,098	השקעות בנכסי נפט וגז, נטו
עיקר הקיטון בתקופת הדוח נובע מסכומי ההלוואה שהועמדו על-ידי שנחי מימון לטובת מימון פרויקט שנדוואה.	22,124	1,680	סכומים מוגבלים
הגידול בעלויות הנדחות נובע בעיקר ממסגרות אשראי שהועמדו לטובת המימון הפרויקטלי של סי-ליון ומוניומנט (ראו באורים 10ב' ו-10ו' לדוחות הכספיים המצורפים).	6,519	45,663	עלויות גיוס חוב נדחות
הגידול נובע מהכרה במסים נדחים לאור הפסדים למס שהתהוו בגין השקעות עבר בפרויקט סי-ליון (קודם לרכישת NPDP על ידי השותפות) בסך כולל של כ-700 מיליון דולר, אשר ניתנים לניצול בעתיד כנגד הכנסה חייבת במס באיי פוקלנד, וזאת, בין היתר, בהמשך לקבלת FID בפרויקט. לפרטים נוספים ראה באור 17ג' לדוחות הכספיים.	-	183,000	מסים נדחים
	3,558	4,609	נכסים לא שוטפים אחרים
	1,576,449	3,003,600	סך נכסים
עיקר הגידול בהתחייבויות השוטפות נובע מהסיבות הבאות:			
- גידול בחלות השוטפת של הלוואות לזמן ארוך בסך של כ-119 מיליון דולר (חלויות שוטפות מימון פרויקטלי שנדוואה והלוואות למימון פרויקט דנברי עקב החלטת השותפות בדצמבר 2025 על פירעון מוקדם (ראו באור 10 לדוחות כספיים מצורפים). - מיון של חלויות שוטפת של אגרות חוב (סדרה ג', סדרה ד' וסדרה ה') בסך של כ-105 מיליון דולר נטו, בניכוי עלויות גיוס נדחות. - גידול בהתחייבות שוטפת למפעילות הפרויקטים ולספקים תפעוליים בסך של כ-103 מיליון דולר, בעיקר כתוצאה מתחילת הפקה בפרויקט שנדוואה ובקשר עם פיתוח תגלית הנפט סי-ליון.	116,128	522,386	סך התחייבויות שוטפות

אלפי דולר	31/12/2025	31/12/2024	הסבר לשינויים העיקריים בסעיף
סך התחייבויות לא שוטפות	1,423,869	992,465	- מיון של חלות שוטפת של התחייבויות לספקים בקשר עם בניית ה-FPS של פרויקט שנדואה בסך של כ- 31 מיליון דולר. - גידול של כ- 53 מיליון דולר ביתרת פרמיות נדחות של עסקאות לגידור מחירי נפט (WTI) בהתאם לדרישות המימון הפרויקטלי של שנדואה. - גידול של כ- 16 מיליון דולר בהתחייבויות לתשלום תמלוגים, בעיקר מתחילת הפקה בפרויקט שנדואה. עיקר השינוי בהתחייבויות הלא שוטפות נובעת מהסיבות הבאות: - הנפקת אגרות חוב סדרה ז' (כולל הרחבות) וסדרה ח' בסך כולל של כ- 479 מיליון דולר. - גידול בסך של כ- 96 מיליון דולר משערוך יתרות אגרות חוב שקליות כתוצאה מהתחזקות השקל ביחס לדולר בשיעור של כ- 12.5% בתקופת הדוח. - משיכה ממשגרת אשראי בסך של כ- 60 מיליון דולר, נטו, בניכוי עלויות גיוס נדחות (ראו באור 10ה' לדוחות הכספיים המצורפים). משיכה מהמימון הפרויקטלי של שנדואה בסך של כ- 82 מיליון דולר, נטו בניכוי עלויות גיוס נדחות (ראו באור 10ג' לדוחות הכספיים המצורפים). - מנגד, חל קיטון כתוצאה ממיון חלויות שוטפת של אגרות חוב סדרות ג', ד', וה' בסך כולל של כ- 105 מיליון דולר וכן מאגרות חוב להמרה (סדרה ד') אשר הומרו בתקופת הדוח בסך של כ- 12 מיליון דולר. וכן ממיון חלויות שוטפות של המימון הפרויקטלי בשנדואה של כ- 110 מיליון דולר. - קיטון בסך של כ- 19 מיליון דולר בהלוואות למימון פרויקט דנברי כתוצאה ממיון לחלויות השוטפות.
הון המיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות	966,554	387,863	הגידול נובע בעיקר מהרווח הכולל בתקופת הדוח המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות בסך של כ- 174 מיליון דולר, מהנפקת יחידות השתתפות וכתבי אופציה סחירים (סדרה 6) בסך של כ- 363 מיליון דולר, נטו, מממוש כתבי אופציה סחירים (סדרה 5) בסך של כ- 23 מיליון דולר ומהמרת אגרות חוב להמרה (סדרה ד') בסך של כ- 12 מיליון דולר.
זכויות שאינן מקנות שליטה	90,791	79,993	הגידול נובע מדיבידנד צובר של מניות בכורה בחברה בת.
סך התחייבויות והון	3,003,600	1,576,449	

3. מצב כספי, נזילות ומקורות מימון | המשך

3.2 מקורות מימון

- בחודש ינואר, 2025, הנפיקה השותפות 400,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') בדרך של הצעה אחידה, על פי דוח הצעת מדף שפורסם ביום 13 בינואר 2025, מכוח תשקיף המדף של השותפות מיום 13 בספטמבר 2023, הנושא תאריך 14 בספטמבר 2023 כפי שהוארך עד ליום 13 בספטמבר 2026 (להלן: "תשקיף המדף"). לפרטים נוספים ראו דיווחי השותפות מיום 13 בינואר, 2025 (אסמכתאות מספר: 2025-01-003671 ו- 2025-01-003891), אשר האמור בהם נכלל על דרך ההפניה.
- בחודש פברואר, 2025, התקשרו חברות בנות בבעלותה המלאה של השותפות המחזיקות בזכויות בפרויקט מוניומנט, בהסכם מימון פרויקטלי להעמדת מסגרת אשראי, בהיקף כולל של 150 מיליון דולר לצורך מימון חלקה של השותפות בפיתוח הפרויקט. המימון יועמד על ידי קונסורציום של בנקים ומוסדות פיננסיים מקומיים וזרים. ההלוואות מכוח מסגרת האשראי הינן ללא זכות חזרה לשותפות (non-recourse). לפרטים נוספים סעיף 12 לפרק תיאור עסקי השותפות.
- בחודש אפריל 2025, הנפיקה השותפות 403,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז'), במסגרת הקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך, בדרך של הרחבת סדרה. לפרטים נוספים ראו דיווח השותפות מיום 21 באפריל, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-028332), אשר האמור בו נכלל על דרך ההפניה.
- בחודש יולי 2025, הנפיקה השותפות 197,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז'), במסגרת הקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך, בדרך של הרחבת סדרה. לפרטים נוספים ראו דיווח השותפות מיום 30 ביולי, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-056891), אשר האמור בו נכלל על דרך ההפניה.
- בחודש ספטמבר 2025, הנפיקה השותפות 9,000,000 יחידות השתתפות יחד עם 3,060,000 כתבי אופציה (סדרה 6) של השותפות, הניתנים למימוש ליחידות השתתפות בדרך של הצעה לא אחידה ו-3,600,000 יחידות השתתפות יחד עם 1,224,000 כתבי אופציה (סדרה 6) של השותפות, הניתנים למימוש ליחידות השתתפות בדרך של הצעה אחידה, על פי דוח הצעת מדף שפורסם ביום 8 בספטמבר 2025, מכוח תשקיף המדף. לפרטים נוספים ראו דיווחי השותפות מיום 8 בספטמבר, 2025 (אסמכתאות מספר: 2025-01-067588, 2025-01-067638 ו- 2025-01-067839), אשר האמור בהם נכלל על דרך ההפניה.
- בחודש נובמבר 2025, הנפיקה השותפות 670,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ח'), בדרך של הצעה לא אחידה למשקיעים מוסדיים, על פי דוח הצעת מדף שפורסם ביום 19 בנובמבר 2025, מכוח תשקיף המדף. לפרטים נוספים ראו דיווחי השותפות מיום 19 בנובמבר, 2025 (אסמכתאות מספר: 2025-01-089024 ו- 2025-01-089297), אשר האמור בהם נכלל על דרך ההפניה.

- בחודש דצמבר, 2025, התקשרה חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות המחזיקה בזכויות בפרויקט סי-ליון, בהסכם מימון פרויקטלי להעמדת "אשראי מתחדש" (revolving borrowing base facility), בהיקף כולל של כ- 650 מיליון דולר לצורך מימון חלקה של השותפות בפיתוח פרויקט סי-ליון. המימון יועמד על ידי בנק זר ובנקים ומוסדות פיננסיים נוספים. לפרטים נוספים סעיף 12 לפרק תיאור עסקי השותפות.
- לאחר תאריך המאזן, בחודש ינואר, 2026, התקשרה חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות בהסכם מימון מבוסס עתודות (Reserves Based Lending), להעמדת מסגרת אשראי מתחדשת, בהיקף כולל של 1.35 מיליארד דולר. מטרותיו העיקריות של המהלך, הן ארגון מחדש של המימון בפעילות הקיימת בארה"ב, פישוט מבנה החוב והעברת חלק מהחוב השקלי הקיים לבסיס דולר ארה"ב. מימון זה שימש לפרעון (1) המימון הפרויקטלי לפיתוח פרויקט שננדואה (יתרת קרן וריבית מסתכמת לסך של כ-433 מיליון דולר), וכן אגרות החוב (סדרה ג') של השותפות בהיקף של 274,989,000 ש"ח ע.ג. (כ-88 מיליון דולר); (2) אגרות החוב (סדרה ה') של השותפות בהיקף של 500,000,000 ש"ח ע.ג. (כ-160 מיליון דולר); (3) פדיון מניות בכורה בלווה שהוקצו לגוף מוסדי במסגרת העמדת סכום להון העצמי של הלווה לפיתוח פרויקט שננדואה; ו- (4) מסגרת אשראי בהיקף של 100 מיליון דולר שנטלה חברה בת של השותפות מ- Trafigura Trading LLC. לפרטים נוספים סעיף 12 לפרק תיאור עסקי השותפות.
- לאחר תאריך המאזן, בחודש פברואר 2026, הנפיקה השותפות 330,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ח'), במסגרת הקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך, בדרך של הרחבת סדרה. מלוא התמורה שתקבל בשותפות מההקצאה הפרטית מיועדת לטובת ביצוע פדיון מוקדם חלקי של אגרות חוב (סדרה ו') של השותפות כאמור להלן. לפרטים נוספים ראו דיווח השותפות מיום 15 בפברואר, 2026 (אסמכתא מספר : 2026-014823), אשר האמור בו נכלל על דרך ההפניה.
- לאחר תאריך המאזן, בחודש פברואר 2026, הודיעה השותפות על ביצוע פדיון מוקדם חלקי ביוזמת השותפות, של אגרות החוב (סדרה ו') של השותפות שבמחזור, בהיקף של של 440 מיליון ש"ח ערך נקוב, שיבוצע ביום 31 במרץ 2026, וזאת בהמשך להרחבת סדרת אגרות חוב (סדרה ח') במסגרת הקצאה פרטית. לפרטים נוספים ראו דיווח השותפות מיום 15 בפברואר, 2026 והתיקון לו (אסמכתאות מספר : 2026-01-014824 ו- 2026-01-014975), וכן דוח משלים מיום 19 בפברואר, 2026 (אסמכתא מספר : 2026-01-016366) אשר האמור בהם נכלל על דרך ההפניה.
- ביום 17 במרץ, 2025 אישר דירקטוריון השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של כ- 150 מיליון דולר (כ-468 מיליון ש"ח), כאשר המועד הקובע לחלוקה נקבע ליום 3 באפריל 2026, חלוקת הרווחים תבוצע ביום 14 באפריל 2026.
- בנוסף לאמור, השותפות בוחנת אפשרות לנטילת מימונים נוספים לצרכיה השוטפים, שיפור הגמישות וגיוון מקורות האשראי שלה, לרבות בחינת נטילת מסגרות אשראי מגופים מוסדיים או בנקאיים.

- למועד אישור הדוחות הכספיים (לרבות פרעון אגרות חוב (סדרה ו'), כאמור לעיל), לשותפות יתרות נזילות המסתכמות בסך של כ- 0.9 מיליארד דולר (לפרטים נוספים ראה סעיף 3.3 להלן).

חשיפה לסיכוני שוק

א. **סיכון מטבע** - מטבע הפעילות של השותפות הינו דולר ארה"ב. השותפות חשופה בעיקר לשינויים בשערי חליפין של מטבע ש"ח אל מול דולר ארה"ב. להלן שערי החליפין של שער הדולר ליום 31.12 בשנים 2023-2025 :

31 בדצמבר	שער הדולר	שיעור השינוי ביחס לתקופה קודמת
2025	3.19	(12.5%)
2024	3.647	0.55%
2023	3.627	3.07%

שער הדולר בסמוך למועד אישור הדוחות הכספיים הינו 3.119.

ליום 31 בדצמבר 2025 לשותפות עודף התחייבויות שקליות על נכסים שקליים בהיקף של כ- 835 מיליון דולר. לאחר תאריך המאזן, ביצעה השותפות מספר מהלכים להקטנת החשיפה לשקל. במסגרת זו נפרעו כ-1.2 מיליארד ש"ח אגרות חוב שקליות (בהתחשב בפרעון חלקי של אגרות חוב סדרה ו' בסך של 440 מיליון ש"ח שצפוי ביום 31 במרץ 2026). לאור זאת, החשיפה השקלית של השותפות בגין אגרות החוב קטנו מכ-2.7 מיליארד ש"ח לכ-1.5 מיליארד ש"ח. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, לשותפות עודף התחייבויות שקליות על נכסים שקליים בהיקף של כ- 445 מיליון דולר, לכן לשינויים מהותיים בשער חליפין של השקל ביחס לדולר ארה"ב עשויה להיות השפעה מהותית על תוצאות הפעילות של השותפות. לפרטים נוספים, ראו באור 19(ה) לדוחות הכספיים.

ב. **סיכון מחיר** - השותפות, באמצעות חברות בנות, התקשרה בעסקאות לגידור מחירי נפט (WTI).

להלן פירוט בדבר העסקאות הפתוחות בסמוך למועד אישור הדוחות הכספיים :

מחיר ממוצע (דולר לחבית)				היקף (מיליוני חביות)	אסטרטגיית הגידור	תקופת גידור
SWAP	Avg ZCC Ceiling	Avg ZCC Floor	PUT			
-	-	-	63.0	6.2	PUT	אפריל - דצמבר 2026
-	-	-	59.3	2.37	PUT	שנת 2027
-	68.1	55	-	2.88	ZERO COST COLLAR	
60.4	-	-	-	3.3	SWAP	שנת 2028
-	69.2	55	-	0.5	ZERO COST COLLAR	
60.8	-	-	-	1.28	SWAP	ינואר - יוני 2029

להתחייבויות השותפות לגידור מחירי הנפט בהתאם לתנאי ה-RBL ראו דיווח מידי של השותפות מיום 20 בינואר, 2026 (אסמכתא מספר: 2026-01-007892).

ג. השפעות שינויים בריבית

בשנתיים האחרונות החלה מגמת הורדת שיעורי הריבית שנקבעו על ידי הבנקים המרכזיים בעולם. ליום 31 בדצמבר, 2025 לחברות בנות של השותפות הלוואות, ומימון פרויקטלי (להלן יחד בסעיף זה: "ההלוואות") הנושאים ריבית Term SOFR בתוספת מרווח. ליום 31 בדצמבר, 2025 יתרת ההלוואות הסתכמה בכ- 561 מיליון דולר. לאחר תאריך הדוח, בחודש ינואר 2026, גייסה השותפות סך של כ-1.35 מיליארד דולר הנושאת ריבית Term SOFR, בהסכם RBL. תמורת ההלוואה שימשה, בין היתר, לפירעון ההלוואות והמימון הפרויקטלי האמורות לעיל.

לאור האמור, עלייה/ירידה בשיעור ריבית ה-Term SOFR עשויה להביא לגידול/לקיטון בעלויות המימון של השותפות. אין ביכולתה של השותפות להעריך את השינוי שיחול בשיעורי הריבית.

עלייה/ירידה של כ-1% בשיעור הריבית השנתית בהלוואות הנ"ל תוביל להשפעה שנתית של כ-13.5 מיליון דולר בעלויות המימון של השותפות, אשר עיקרן יוכרו במסגרת סעיף הוצאות מימון, נטו בדוח על הרווח הכולל וזאת לאור הפסקת היוון עלויות המימון בשל תחילת ההפקה מפרויקט שננדואה. יצוין כי, חלק מהוצאות הריבית כאמור צפויות להיות מהוונות לעלות נכסי נפט וגז בפיתוח והקמה בתקופות הבאות בהתאם להיקפי ההשקעות בפרויקטים (סי-ליון, מוניומנט ושננדואה דרום).

3. מצב כספי, נזילות ומקורות מימון | המשך

3.3 חוב פיננסי, נטו של השותפות וחברות מאוחדות

התחייבויות	ליום 31 בדצמבר, 2025	סמוך למועד אישור הדוח
	באלפי דולר	
אגרות חוב (סדרה ג')	(105,963)	-
אגרות חוב להמרה (סדרה ד')	(35,686)	(24,145)
אגרות חוב (סדרה ה')	(156,740)	-
אגרות חוב (סדרה ו')	(290,084)	(153,615) (*)
אגרות חוב (סדרה ז')	(313,480)	(321,544)
אגרות חוב (סדרה ח')	(206,976)	(308,553)
הלוואה נכסים יבשתיים	(29,110)	-
מימון פרויקטלי (שננדואה)	(431,608)	-
אשראי ממוסד פיננסי	(100,000)	-
מימון מבוסס עתודות (RBL)	-	(1,350,000)
מימון פרויקטלי (מוניומנט)	-	(7,555)
סה"כ התחייבויות	(1,669,647)	(2,165,412)
נכסים		
מזומנים והשקעות	645,283	886,398 (*)
נגזרים פיננסיים, נטו	16,276	65,323
מזומנים מוגבלים	1,680	1,680
סה"כ נכסים	663,239	953,401
חוב פיננסי, נטו	(1,006,408)	(1,212,011)

(*) לאחר פדיון מוקדם חלקי של אגרות חוב (סדרה ו') הצפוי ביום 31 במרס, 2026.

סמוך למועד אישור הדוח, היתרות הנזילות מסתכמות בכ- 886 מיליון דולר (מתוכן כ- 160 מיליון דולר ב-NPDP עבור השקעות בפרויקט סי-ליון).

4. היבטי ממשל תאגידי

4.1 מדיניות התאגיד בנושא תרומות

השותפות אימצה מדיניות תרומות במסגרתה נקבעו, בין היתר, הליך אישור התרומות והתקציב השנתי המיועד לתרומה. ביום 30 ביולי, 2025 אישר דירקטוריון השותף הכללי תקרת תרומות של 1.5 מיליון ש"ח לשנת 2025. בשנת 2025 תרמה השותפות 1.5 מיליון ש"ח למספר עמותות וארגונים התורמים לקהילה ולמאמצי המלחמה, מתוך סכום זה כ- 450 אלפי ש"ח לעמותת חטיבת גבעתי.⁹

4.2 דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית

דירקטוריון השותף הכללי קבע כי המספר המזערי של דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית שיכהנו בדירקטוריון יהיה שניים.

השותף הכללי סבור כי בהתחשב בפעילותה של השותפות, וכן בניסיונם העסקי של יתר הדירקטורים בשותף הכללי, המספר הנ"ל מאפשר לדירקטוריון השותף הכללי לעמוד בחובות המוטלות עליו בהתאם לדין בכל הנוגע לבחינת מצבה הכספי של השותפות, לעריכת הדוחות הכספיים ואישורם, וכן באופי הסוגיות החשבונאיות וסוגיות הבקרה החשבונאית הרלוונטיות לפעילות השותפות.

למועד אישור הדוחות הכספיים, דירקטוריון השותף הכללי מונה שני דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית, הגב' טלי ירון-אלדר ומר עמית קורנהאוזר. לפרטים בדבר השכלתם וניסיונם הרלוונטי של הדירקטורים הנ"ל ראה תקנה 26 לפרק ד' לדוח תקופתי זה.

4.3 דירקטורים בלתי תלויים

השותפות לא אימצה בהסכם השותפות הוראה בדבר שיעור הדירקטורים הבלתי תלויים כהגדרתם בחוק החברות. למועד זה מכהן בדירקטוריון השותף הכללי דירקטור בלתי תלוי אחד, מר עקיבא משה אבנר אזולאי. לפרטים בדבר הדירקטור הבלתי תלוי המכהן בדירקטוריון השותף הכללי ראה תקנה 26 לפרק ד' לדוח התקופתי.

4.4 גילוי בדבר המבקר הפנימי בתאגיד

4.4.1 פרטי המבקר הפנימי של השותפות

■ שם: מיכאל גרינברג.

■ מועד תחילת כהונה: 27.3.2018.

למיטב ידיעת הנהלת השותפות, בהתאם להצהרת המבקר הפנימי, המבקר הפנימי עומד בתנאים הקבועים בסעיפים 3(א) ו-8 לחוק הביקורת הפנימית, תשנ"ב-1992 (להלן: "חוק הביקורת הפנימית"), ובסעיף 146(ב) לחוק החברות.

⁹ בשנים האחרונות מכחן מר יעקב כץ (סגן יו"ר הדירקטוריון ומנהל בכיר בתחום הפיתוח העסקי) בוועד המנהל של העמותה. פעילותו של מר כץ נעשית בהתנדבות מלאה ובזמנו הפנוי ואין לו כל טובת הנאה על פועלו בעמותה. אין למר כץ קשרים נוספים לפעילות העמותה ולא תעלה לו או לקרובו טובת הנאה כלשהי מפעילות העמותה.

- למיטב ידיעת השותפות, המבקר הפנימי אינו מחזיק בניירות ערך של השותפות או של גוף קשור אליה.
- המבקר הפנימי אינו עובד של השותפות, אלא מעניק לה שירותי ביקורת פנים חיצוניים.
- המבקר הפנימי אינו ממלא בשותפות תפקיד נוסף על הביקורת הפנימית.
- למיטב ידיעת הנהלת השותפות, בהתאם להצהרת המבקר הפנימי, המבקר הפנימי אינו ממלא מחוץ לשותפות תפקיד היוצר או העלול ליצור ניגוד עניינים עם תפקידו כמבקר פנימי. למבקר הפנימי אין קשרים עסקיים מהותיים או קשרים מהותיים אחרים עם השותפות או עם גוף קשור לה. המבקר הפנימי אינו קשור לרואה החשבון המבקר של השותפות.

4.4.2 דרך המינוי של המבקר הפנימי

- מינוי המבקר הפנימי אושר על ידי דירקטוריון השותף הכללי של השותפות ביום 27 במרץ 2018, וזאת לאחר קבלת המלצת ועדת הביקורת, ולאחר שזו מצאה אותו בעל הכישורים המתאימים למילוי התפקיד, בין היתר לאור התמחותו וניסיונו העשיר בתחום הביקורת הפנימית, ולאחר שמבקר הפנים הצהיר כי הוא עומד בכל דרישות הכשירות הנדרשות לשם מילוי תפקידו כמבקר פנימי על פי דין, ובהתחשב, בין היתר, בסוג השותפות, גודלה והיקף ומורכבות פעילותה.

4.4.3 זהות הממונה הארגוני על המבקר הפנימי

- הממונה הארגוני על המבקר הפנימי הינו מנכ"ל השותף הכללי.

4.4.4 תכנית העבודה

- המבקר הפנימי בשותפות פועל על-פי תכנית עבודה שנתית כחלק מתכנית רב שנתית. המבקר הפנימי המליץ על תכנית ביקורת שנתית ורב שנתית המבוססת על סקר סיכונים לקביעת יעדי הביקורת הפנימית. התוכנית כוללת נושאים אפשריים, אשר עתידים לתרום לתהליכים הפנימיים בשותפות ולסייע להנהלה לשפר את הבקרה הפנימית. ועדת הביקורת בוחנת את המלצות מבקר הפנים ולאחר מכן מאשרת את התכנית.
- תכנית העבודה מותירה בידי המבקר הפנימי שיקול דעת לסטות ממנה, בכפוף לאישורה הפורמאלי של ועדת הביקורת.
- בין השיקולים המנחים את המבקר הפנימי בבניית תכנית העבודה נמנים: (א) צורכי השותפות; (ב) משמעת ניהולית תפעולית או כלכלית של נושאי הביקורת ו-(ג) הסתברות לגבי קיומם של ליקויים או פערים ניהוליים.
- תוכנית הביקורת של השותפות כוללת נושאים מהותיים לשותפות, אשר נבחנים ברמת השותפות ונוגעים, בין היתר לפעילות התאגידים המוחזקים. בהתאם להחלטת ועדת הביקורת ובהמשך לסקר סיכונים שבוצע ביחס לתאגידים

המוחזקים בארה"ב, בשנת 2025 בוצעה ביקורת פנים ביחס לפעילות ארה"ב על ידי צוות ביקורת ייעודי.

- מבקר הפנים נכלל בזימונים הנשלחים לחברי ועדת הביקורת, כמו כן, מבקר הפנים מקבל פרוטוקולים של ישיבות דירקטוריון השותף הכללי וועדותיו, על פי דרישתו.

4.4.5 היקף העסקה

- בשנת 2025 השקיעו המבקר הפנימי וצוות הביקורת הייעודי כ- 730 שעות עבודה. דירקטוריון השותף הכללי מעריך כי ההיקף האמור הינו מספק כדי לבחון את הנושאים הנבחרים לעומק בהתחשב במורכבות השותפות ובגודלה.
- יצוין כי אף במהלך הביקורת השוטפת, שעות הביקורת אינן נגזרות באופן שרירותי, אלא נדונות באופן שוטף מול המבקר על מנת לבחון האם החלטת אורגני השותפות עולה בקנה אחד עם פעילות וצורכי הביקורת בפועל.

4.4.6 עריכת הביקורת

- המבקר הפנימי עורך את הביקורת עפ"י תקנים מקצועיים מקובלים בארץ ובעולם וכאמור בסעיף 4(ב) לחוק הביקורת הפנימית.
- הדירקטוריון הסתמך על דיווחיו של מבקר הפנימי בדבר עמידתו בתקנים המקצועיים לפיהם הוא עורך את הביקורת.

4.4.7 גישה למידע

- למבקר הפנימי הומצאו מסמכים ומידע כאמור בסעיף 9 לחוק הביקורת הפנימית.

4.4.8 דין וחשבון המבקר הפנימי

- כל דוחות המבקר הפנימי הוגשו בכתב ליו"ר ועדת הביקורת, למנכ"ל השותף הכללי וליו"ר דירקטוריון השותף הכללי. קודם להגשתם, נמסרו דוחות הביקורת להערות המבוקרים ואלו נכללו בדוח הסופי. בגין כל דוח התקיימה ישיבה של ועדת הביקורת בנוכחות המבוקרים באשר לממצאים.

4.4.9 להלן פירוט מועדי ההגשה של ממצאי המבקר ומועדי הדיון בוועדת הביקורת בתקופת הדיווח:

תאריך דיון	תאריך הגשה	נושא הדוח
30.07.2025	08.07.2025	הנהלת חשבונות ובנקים
13.11.2025	12.10.2025	דוח ביקורת לפעילות השותפות בארה"ב
13.11.2025	9.11.2025	ניהול תזרים המזומנים
11.03.2026	23.02.2026	הליך אישור גיוסי הון וחוב

בהמשך להצגת דוחות ממצאי הביקורת לוועדת הביקורת, ולקיומו של דיון מעמיק בממצאים, ועדת הביקורת הניחה את דעתה כי המבקר הפנימי עמד בכל הדרישות שנקבעו בתקנים שצוינו.

4.4.10 הערכת דירקטוריון השותף הכללי את פעילות מבקר הפנים

- דירקטוריון השותף הכללי סבור כי היקף, אופי ורציפות פעילות המבקר הפנימי ותכנית העבודה של המבקר הפנימי לשנת 2025 הינם סבירים בנסיבות העניין ויש בהם כדי להגשים את מטרות הביקורת הפנימית בשותפות.

4.4.11 תגמול

- בשנת 2025 הסתכמה העסקת המבקר הפנימי וצוות הביקורת הייעודי לסך של כ- 207,000 ש"ח. להערכת דירקטוריון השותף הכללי, התגמול סביר ואין בו בכדי להשפיע או לפגוע בהפעלת שיקול דעתו המקצועי של המבקר הפנימי.

4.5 גילוי בדבר שכר טרחת רואה החשבון המבקר

רואה החשבון המבקר של השותפות הינו משרד קוסט פורר גבאי את קסירר, רחוב מנחם בגין 144, תל-אביב. להלן פרטים בדבר שכר טרחת רואה החשבון:

שנה	תאגיד	שירותי ביקורת, שירותי הקשורים לביקורת ושירותי מס	שירותים אחרים (בעיקר מיסוי בינלאומי)
		אלפי ש"ח	
2025	נאוויטס פטרוליום ש.מ. וחברות הבת	2,097	1,193
2024	נאוויטס פטרוליום ש.מ. וחברות הבת	1,550	1,395

שכר טרחת רואה החשבון המבקר הינו פועל יוצא של מספר שעות הביקורת שערך. הגורם המאשר את שכר הטרחה של רואה החשבון המבקר הינו דירקטוריון השותף הכללי, לאחר שהוועדה לבחינת הדוחות הכספיים דנה בהיקף עבודתו ושכרו של רואה החשבון המבקר ובדבר התאמת כשירותו של רואה החשבון המבקר לביצוע ביקורת בשותפות.

4.6 אחריות תאגידית בשותפות ("ESG")

בחודש אוקטובר 2025 פרסמה השותפות דוח אחריות תאגידית בנושאי סביבה, חברה וממשל תאגידי. במסגרתו, פורטו פעולות, ביצועי והתחייבויות השותפות במסגרת תחומי האחריות הסביבתית, החברתית והממשל התאגידי.

5. גילוי בקשר עם הדיווח הפיננסי של התאגיד

אומדנים חשבונאיים קריטיים

לפרטים אודות אומדנים חשבונאיים קריטיים ראה באור 4 לדוחות הכספיים.

מידע נוסף

הדירקטוריון מביע את הוקרתו להנהלת השותפות, נושאי המשרה וצוות העובדים כולו על עבודתם המסורה ותרומתם לקידום עסקי השותפות.

בכבוד רב,

עמית קורנהאוזר
מנכ"ל ודירקטור

גדעון תדמור
יו"ר הדירקטוריון

פלר נפט וגז ניהול בע"מ

בשם: נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת

תאריך:

17 במרץ, 2026

נספח א' לדוח הדירקטוריון

פרטים בדבר תעודות התחייבות מהותיות של התאגיד

סדרה	מועד הנפקה (לרבות הרחבות)	ע.ג. מקורי (אלפי ש"ח)	יתרת ע.ג. ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	יתרת ע.ג. משוערך ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	שיעור ריבית נקובה	הצמדה	יתרה בספרים ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	ריבית שנצברה בספרים ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	מועדי תשלום קרן וריבית	שווי בבורסה ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	דירוג (2)	פדיון מוקדם ביוזמת השותפות	פרטי נאמן
ג'	11/2021	330,000	330,000	¹⁰ 330,000	5.25%	-	328,692	8,022	תשלומי ריבית בימים 15 בינואר ו- 15 ביולי של כל אחת מהשנים 2022 עד 2028, וכן ביום 15 באוקטובר 2028. הקרן תשולם בשישה תשלומים לא שווים כדלקמן: בימים 15 בינואר ו- 15 ביולי של כל אחת מהשנים 2026 ו-2027 וביום 15 בינואר 2028 (16.67% מהערך הנקוב בכל מועד). התשלום האחרון ישולם ביום 15 באוקטובר 2028 (16.65% מהערך הנקוב).	339,669	ilA-	לפרטים בדבר זכות השותפות לבצע פדיון מוקדם של אגרות החוב, ראו סעיף 6 לשטר הנאמנות כפי שדווח על ידי השותפות ביום 8 בנובמבר, 2021 (אסמכתא מספר: 01-164094-2021), אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.	שטראוס, לור חברה לנאמנות בע"מ (1992)
ד'	11/2021	155,000	110,735	113,840	5.00%	דולר ארה"ב (שער בסיס 3.103 ליום 08 בנובמבר, 2021)	110,402	-	תשלומי ריבית בימים 30 ביוני ו- 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2022 ועד 2026 וביום 31 בדצמבר 2021. הקרן תשולם ביום 31 בדצמבר 2026. רכיב המרה - עד ליום 30 ביוני 2023 כל 23 ש"ח ע.ג. של אגרות החוב ניתנים להמרה ליחידת השתתפות אחת של השותפות (מספר נייר ערך 1141969). בתקופה שהחל מיום 1 ביולי, 2023 ועד ליום 31 בדצמבר, 2026 כל 27 ש"ח ע.ג. של אגרות החוב ניתנים להמרה ליחידת השתתפות אחת של השותפות (מספר נייר ערך 1141969). לפרטים נוספים בגין התאמה עקב חלוקת רווחים ראו סעיף 16.2 לשטר הנאמנות.	481,143	-	-	להלן פרטי איש הקשר אצל הנאמן: עו"ד (רו"ח) אורי לור, טלפון: 03-6237777, פקס: 03-5613824, דואר אלקטרוני: ori@slcpa.co.il, כתובת: יגאל אלון 94, תל-אביב
ה'	07/2023 01/2024	500,000	500,000	¹⁰ 500,000	6.50%	-	477,680	-	תשלומי ריבית ביום 31 בדצמבר 2023 ובימים 30 ביוני ו- 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2024 עד 2028 (כולל), בעד	518,300	ilA-	לפרטים בדבר זכות השותפות לבצע פדיון מוקדם של אגרות החוב, ראו סעיף 6 לשטר הנאמנות כפי	

¹⁰ לאחר תאריך המאזן, בחודש פברואר 2026, ביצעה השותפות פדיון מוקדם מלא של אגרות החוב (סדרות ג' ו- ה') של השותפות, במסגרת התקשרות בסכום מימון מבוסס עתודות (RBL).

סדרה	מועד הנפקה (לרבות הרחבות)	ע.נ. מקורי (אלפי ש"ח)	יתרת ע.נ. ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	יתרת ע.נ. משוערך ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	שיעור ריבית נקובה	הצמדה	יתרה בספרים ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	ריבית שנצברה בספרים ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	מועדי תשלום קרן וריבית	שווי בבורסה ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	דירוג (2)	פדיון מוקדם ביוזמת השותפות	פרטי נאמן
									התקופה של שישה החודשים שנסיימה ביום הקודם למועד התשלום. הקרן תשולם ביום 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2026 ו-2027 (25% מהערך הנקוב באותו מועד), וביום 31 בדצמבר 2028 (50% מהערך הנקוב).			שדוח על ידי השותפות ביום 13 ביולי, 2023 (אסמכתא מספר 2023-01-066283) אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.	
11	03/2024	910,000	910,000	910,000	6.7%	-	904,934	15,368	תשלומי ריבית ביום 30 בספטמבר 2024 ובימים 31 במרץ ו- 30 בספטמבר של כל אחת מהשנים 2025 ועד 2029 (כולל) בעד התקופה של שישה החודשים שנסיימה ביום הקודם למועד התשלום. הקרן תשולם ביום 30 בספטמבר של כל אחת מהשנים 2027 ו- 2028 (25% מהערך הנקוב באותו המועד), וביום 30 בספטמבר 2029 (50% מהערך הנקוב).	973,973	ilA-, Watch Neg	לפרטים בדבר זכות השותפות לבצע פדיון מוקדם של אגרות החוב, ראו סעיף 6 לשטר הנאמנות כפי שדוח על ידי השותפות ביום 14 במרץ, 2024 (אסמכתא מספר 2024-01-022273) אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.	
12	01/2025 04/2025 07/2025	1,000,000	1,000,000	1,000,000	6.00%	-	985,668	-	תשלומי ריבית ביום 30 ביוני 2025 וביום 31 דצמבר 2025, ובימים 30 ביוני ו- 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2026 ועד 2029 (כולל) וכן ביום 30 ביוני 2030, בעד התקופה של שישה החודשים שנסיימה ביום הקודם למועד התשלום. הקרן תשולם ביום 30 ביוני של כל אחת מהשנים 2029 ו- 2030 (50% מהערך הנקוב).	1,015,800	ilBBB+, Watch Neg	לפרטים בדבר זכות השותפות לבצע פדיון מוקדם של אגרות החוב, ראו סעיף 6 לשטר הנאמנות כפי שדוח על ידי השותפות ביום 14 בינואר, 2025 (אסמכתא מספר 2025-01-004131) אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.	
ח	11/2025 02/2026	670,000 330,000	670,000 330,000	654,409	7.95%	דולר ארה"ב השער היסודי לחצמדת אגרות החוב (סדרה ח') לשער	650,937	5,844	תשלומי ריבית בימים 30 ביוני ו- 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2026 ועד 2031 (כולל), בעד התקופה של שישה החודשים שנסיימה ביום הקודם למועד התשלום.	690,301	ilBBB+, Watch Neg	לפרטים בדבר זכות השותפות לבצע פדיון מוקדם של אגרות החוב, ראו סעיף 6 לשטר הנאמנות כפי שדוח על ידי השותפות ביום 20 בנובמבר, 2025 (אסמכתא מספר	

¹¹ לאחר תאריך המאזן, בחודש פברואר, 2026, הודיעה השותפות בדבר ביצוע פדיון מוקדם חלקי ביוזמת השותפות, של אגרות החוב (סדרה ו') של השותפות שבמחזור, שיבוצע ביום 31 במרץ 2026.

¹² לאחר תאריך המאזן, בחודש פברואר, 2026, הורחבה הסדרה בהיקף של 330,000,000 ש"ח ע.נ. במסגרת הקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968.

סדרה	מועד הנפקה (לרבות הרחבות)	ע.נ. מקורי (אלפי ש"ח)	יתרת ע.נ. ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	יתרת ע.נ. משוערך ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	שיעור ריבית נקובה	הצמדה	יתרה בספרים ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	ריבית שנצברה בספרים ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	מועדי תשלום קרן וריבית	שווי בבורסה ליום 31.12.2025 (אלפי ש"ח)	דירוג ⁽²⁾	פדיון מוקדם ביוזמת השותפות	פרטי נאמן
						הדולר (כהגדרת מונח זה בשטר הנאמנות) 3.266 הוא לדולר ש"ח ארה"ב.			הקרן תשולם בשני תשלומים שווים ביום 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2030 ו- 2031 (50% מהערך הנקוב בכל תשלום).			2025-01-089810) אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.	

סדרה	פרטי נייר הערך האחר	יחס המרה	עיקרי תנאי ההמרה, כולל תנאים מתלים לביצוע המרה	קיומן של התאמות לחלוקה	זכות המנפיק לבצע המרה כפויה ותנאים למימושה
ד'	יחידות השתתפות מספר ני"ע 1141969	בתקופה שהחל מיום 1 ביולי 2023 ועד ליום 31 בדצמבר, 2026 כל 27 ש"ח ע.נ. של אגרות החוב ניתנים להמרה ליחידת השתתפות אחת של השותפות.	הגשת הודעת המרה על ידי מחזיק אגרות החוב. לפרטים נוספים ראו בתנאים הרשומים מעבר לדף המצורפים לשטר הנאמנות.	תחלק השותפות, בתקופת קיום זכות ההמרה של אגרות חוב ניתנות להמרה, דיבידנד, יוכפל שער ההמרה ביחס שבין שער הבסיס "אקס דיבידנד" לבין שער הנעילה של יחידת ההשתתפות בבורסה ביום המסחר האחרון לפני יום ה"אקס דיבידנד".	במקרה בו יוחלט על ידי הבורסה על מחיקה מהירשום למסחר של אגרות החוב להמרה (סדרה ד') מפני ששווי אחזקות הציבור בסדרת אגרות החוב להמרה (סדרה ד') פחת מהסכום שנקבע בהנחיות הבורסה בדבר מחיקה מהמסחר של אגרות חוב, תבצע השותפות פדיון מוקדם של אגרות החוב להמרה (סדרה ד'). לפרטים נוספים אודות פדיון מוקדם ביוזמת הבורסה ראו בסעיף 6.1 לשטר הנאמנות. יובהר כי אין אפשרות לביצוע פדיון מוקדם של אגרות החוב ביוזמת השותפות.

1. לתאריך הדוח ולמועד אישור הדוחות הכספיים של השותפות כלל אגרות החוב של השותפות עומדות בכל התנאים וההתחייבויות לפי שטרי הנאמנות, ולא התקיימו תנאים המקימים עילה להעמדת הסדרות לפירעון מידי/מימוש בטוחות.
2. פרטים לגבי דירוג.

נספח א' לדוח הדירקטוריון (המשך)

פרטים בדבר תעודות התחייבות מהותיות של התאגיד

סדרה	שם החברה המזרגת	הדירוג שנקבע למועד הנפקת הסדרה	הדירוג הקבוע ליום 31/12/2025	דירוגים נוספים שנקבעו בין מועד הנפקת הסדרה לבין מועד הדוח		הערות
		מועד	דירוג	מועד	דירוג	
ג'	S&P מעלות	21/10/2021	ilA-	21/10/2021 08/11/2022 22/02/2024 20/11/2024 29/09/2025	ilA- ilA- ilA-, Watch Neg ilA- ilA-	לפרטים ראו דיווחי השותפות מהימים 21 באוקטובר, 2021, 8 בנובמבר, 2022, 22 בפברואר, 2024, 20 בנובמבר, 2024 ו- 29 בספטמבר, 2025 (אסמכתאות מספר: 2021-01-158754, 2022-01-108093, 2024-01-016144, 2024-01-617244 ו- 2025-15-072723, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה. נפרע במלואו לתאריך הדוח.
ד'	-	-	-	-	-	אגרות החוב אינן מדורגות.
ה'	S&P מעלות	13/07/2023	ilA-	14/06/2023 13/07/2023 11/01/2024 22/02/2024 20/11/2024 29/09/2025	ilA- ilA- ilA- ilA-, Watch Neg ilA- ilA-	לפרטים ראו דיווחי השותפות מהימים 14 ביוני, 2023, 13 ביולי, 2023, 11 בינואר, 2024, 22 בפברואר, 2024, 20 בנובמבר, 2024 ו- 29 בספטמבר, 2025 (אסמכתאות מספר: 2023-01-065211, 2023-01-055690, 2024-01-016144, 2024-01-617244 ו- 2025-15-072723, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה. נפרע במלואו לתאריך הדוח.
ו'	S&P מעלות	07/03/2024	ilA-, Watch Neg	22/02/2024 07/03/2024 20/11/2024 29/09/2025 04/02/2026	ilA-, Watch Neg ilA-, Watch Neg ilA- ilA- ilA-, Watch Neg	לפרטים ראו דיווחי השותפות וחברת הדירוג מהימים 22 בפברואר, 2024, 7 במרץ, 2024, 20 לנובמבר, 2024, 29 בספטמבר, 2025 ו- 4 בפברואר, 2026 (אסמכתאות מספר: 2024-01-020410, 2024-01-016177, 2024-01-020440, 2024-01-617244, 2025-15-072723 ו- 2026-15-012446, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.
ז'	S&P מעלות	13/01/2025	ilBBB+	30/12/2024 13/01/2025 22/04/2025 31/07/2025 29/09/2025 04/02/2026	ilBBB+ ilBBB+ ilBBB+ ilBBB+ ilBBB+ ilBBB+, Watch Neg	לפרטים ראו דיווחי השותפות וחברת הדירוג מהימים 30 בדצמבר, 2024, 13 בינואר, 2025, 22 באפריל, 2025, 31 ביולי, 2025, 29 בספטמבר, 2025 ו- 4 בפברואר, 2026 (אסמכתאות מספר: 2024-01-628399, 2025-01-003641, 2025-15-072723, 2025-15-056944, 2025-01-028414 ו- 2026-15-012446, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.
ח'	S&P מעלות	05/11/2025	ilBBB+	05/11/2025 04/02/2026 15/02/2026	ilBBB+ ilBBB+, Watch Neg ilBBB+, Watch Neg	לפרטים ראו דיווחי השותפות וחברת הדירוג מהימים 5 בנובמבר, 2025, 4 בפברואר, 2026 ו- 15 בפברואר, 2026 (אסמכתאות מספר: 2025-15-084012, 2026-01-014832, 2026-15-012446, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

נספח א' לדוח הדירקטוריון (המשך)

התחייבויות השותפות בהתאם לתנאי אגרות החוב

סדרה	אמת מידה פיננסית	יחס פיננסי לתאריך הדוח	סטטוס עמידה במהלך תקופת הדוח ובתאריך אישור הדוחות הכספיים	נכסים משועבדים
ג'	הון כלכלי מזערי לא יפחת מ-1,100 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	7,239 מיליון דולר	הסדרה נפרעה במלואה בחודש פברואר 2026	התחייבויות השותפות על-פי שטר הנאמנות מובטחות בבטחונות ובשעבודים הבאים: כתב ערבות מאת החברה הייעודית לטובת הנאמן עבור מחזיקי אגרות החוב להבטחת הקיום המלא והמזויק של מלוא התחייבויות השותפות על פי שטר הנאמנות; שעבוד על פי שטר המחאה של זכויות החברה הייעודית מכוח הסכם המימון הפרויקטלי; שעבוד זכויות השותפות בחשבון הנאמנות; שעבוד זכויות החברה הייעודית בחשבון החזר ההלוואה; שעבוד מניות החברה הייעודית (לדוחות הכספיים של החברה הייעודית, ראו נספח ג' לדוח); שעבוד זכויות השותפות בהסכם הלוואת השותפות. כהגדרת מונחים אלו בשטר הנאמנות. לפרטים ראו נספחים לשטר הנאמנות.
	יחס חוב פיננסי נטו ל-CAP נטו לא יעלה על 75% במשך שני רבעונים רצופים	48.24%		
	הון עצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים, לא יפחת מסך של 70 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	967 מיליון דולר		
ד'	הון כלכלי מזערי לא יפחת מ-1,100 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	7,239 מיליון דולר	✓	אגרות החוב אינן מובטחות בבטוחה או בשעבוד כלשהו.
	יחס חוב פיננסי נטו ל-CAP נטו לא יעלה על 75% במשך שני רבעונים רצופים	48.24%		
	הון עצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים, לא יפחת מסך של 70 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	967 מיליון דולר		
	מגבלת חוב סולו בשותפות - כלל חובות הסולו המוגבלים של השותפות עצמה (כהגדרתו בשטר), לא יעלה על 35% מסך מאזן השותפות על פי הדוחות הכספיים המאוחדים הרבעוניים והשנתיים	0%		
ה'	הון כלכלי מזערי לא יפחת מ-1,100 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	5,219 מיליון דולר	הסדרה נפרעה במלואה בחודש פברואר 2026	התחייבויות השותפות על-פי שטר הנאמנות מובטחות בשעבודים מדרגה שנייה על זכויות טאוויטס בקסקין ו-NPO בנכסי הנפט בקסקין צפון והנכסים היבשתיים, בהתאמה, והכל כמפורט בנספח הבטוחות המצורף כנספח א' לשטר הנאמנות.
	יחס חוב פיננסי נטו ל-CAP נטו לא יעלה על 70% במשך שני רבעונים רצופים	43.33%		
	הון עצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים, לא יפחת מסך של 130 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	967 מיליון דולר		
	יחס הלוואה לבטוחה, לא יעלה על שיעור של 75% במשך שני רבעונים רצופים	42%		

התחייבויות השותפות על-פי שטר הנאמנות מובטחות בשעבוד על זכויות נאויטס בקסקין (כהגדרתה בשטר הנאמנות) בנכס הנפט בקסקין, ובחשבון הפרויקט לפי הסכם השעבוד, ההסכם לשעבוד החשבון, הסכם השליטה בחשבון וההסכם בין המלווים (כהגדרתם בשטר הנאמנות). לפרטים ראו נספח הבטוחות המצורף כנספח א' לשטר הנאמנות.	✓	1,400 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	5,219 מיליון דולר
		יחס חוב פיננסי נטו ל-CAP נטו לא יעלה על 70% במשך שני רבעונים רצופים	43.33%
		הון עצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים, לא יפחת מסך של 140 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	967 מיליון דולר
		יחס הלוואה לבטוחה, לא יעלה על שיעור של 73% במשך שני רבעונים רצופים	59.86%
אגרות החוב אינן מובטחות בבטוחה או בשעבוד כלשהו.	✓	1,400 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	5,219 מיליון דולר
		יחס חוב פיננסי נטו ל-CAP נטו לא יעלה על 70% במשך שני רבעונים רצופים	48.24%
		הון עצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים, לא יפחת מסך של 160 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	967 מיליון דולר
אגרות החוב אינן מובטחות בבטוחה או בשעבוד כלשהו.	✓	1,400 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	5,219 מיליון דולר
		יחס חוב פיננסי נטו ל-CAP נטו לא יעלה על 70% במשך שני רבעונים רצופים	48.24%
		הון עצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים, לא יפחת מסך של 160 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	967 מיליון דולר

פרק ג'

דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2025



נאויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת

דוחות כספיים מאוחדים ליום 31 בדצמבר, 2025

באלפי דולר של ארה"ב

תוכן העניינים

עמוד

2-5	דוח רואה החשבון המבקר
6	דוח רואה החשבון המבקר בדבר ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי
7-8	דוחות מאוחדים על המצב הכספי
9-10	דוחות מאוחדים על הרווח הכולל
11-13	דוחות מאוחדים על השינויים בהון השותפות
14-15	דוחות מאוחדים על תזרימי המזומנים
16-81	באורים לדוחות הכספיים המאוחדים
82	נספח לדוחות הכספיים המאוחדים- רשימת חברות ושותפויות מוחזקות עיקריות

דוח רואה החשבון המבקר הבלתי תלוי

לשותפים של נאויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת

חוות הדעת

ביקרנו את הדוחות הכספיים המאוחדים של נאויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") הכוללים את הדוח המאוחד על המצב הכספי ליום 31 בדצמבר 2025, ואת הדוחות המאוחדים על הרווח הכולל, על השינויים בהון ועל תזרימי המזומנים לשנה שהסתיימה באותו תאריך ואת הביאורים לדוחות הכספיים המאוחדים, לרבות עיקרי המדיניות החשבונאית.

לדעתנו, הדוחות הכספיים המאוחדים המצורפים משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי המאוחד ליום 31 בדצמבר 2025 ואת התוצאות הכספיות המאוחדות ותזרימי המזומנים המאוחדים לשנה שהסתיימה באותו תאריך בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים חשבונאיים (Standards Accounting IFRS) ולהוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.

בסיס לחוות הדעת

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, לרבות תקנים שנקבעו בתקנות רואי חשבון (דרך פעולתו של רואה חשבון), התשל"ג-1973. חובותינו על פי תקנים אלו מתוארות בפיסקת חובות רואה החשבון המבקר לביקורת של הדוחות הכספיים המאוחדים בדוח זה. אנו בלתי תלויים בשותפות ובחברות המאוחדות שלה בהתאם להוראות הדין החלות בישראל בעניין אי תלות ומניעת ניגוד עניינים של רואה החשבון המבקר בישראל. כמו כן, קיימנו את חובות האתיקה האחרות שלנו בהתאם לחוק רואי חשבון, תשט"ו-1955, ותקנות מכוחו. אנו סבורים שראיות הביקורת אשר הושגו הן נאותות ומספיקות על מנת להוות בסיס לחוות דעתנו.

ענייני מפתח בביקורת

ענייני מפתח בביקורת המפורטים להלן הם העניינים אשר תוקשרו, או שנדרש היה לתקשרם, לדירקטוריון השותף הכללי ואשר, לפי שיקול דעתנו המקצועי, היו משמעותיים ביותר בביקורת הדוחות הכספיים המאוחדים לתקופה השוטפת. עניינים אלה כוללים, בין היתר, כל עניין אשר: (1) מתייחס, או עשוי להתייחס, לסעיפים או לגילויים מהותיים בדוחות הכספיים המאוחדים וכן (2) שיקול דעתנו לגביהם היה מאתגר, סובייקטיבי או מורכב במיוחד. לעניינים אלה ניתן מענה במסגרת ביקורתנו וגיבוש חוות דעתנו על הדוחות הכספיים המאוחדים בכללותם, התקשור של עניינים אלה להלן, אינו משנה את חוות דעתנו על הדוחות הכספיים המאוחדים בכללותם ואין אנו נותנים באמצעות חוות דעת נפרדת על עניינים אלה או על הסעיפים או הגילויים שאליהם הם מתייחסים.

הערכת עתודות הנפט והגז והתחייבות לסילוק נכסי נפט וגז

בהתאם למתואר בבאור 12' ובבאור 7 בדוחותיה הכספיים המאוחדים של השותפות, יתרת השקעות בנכסי נפט וגז ליום 31 בדצמבר, 2025 הינה בסך 1,946,098 אלפי דולר והוצאות האזילה בגין ההשקעות בנכסי נפט וגז לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2025 מסתכמות לסך 90,685 אלפי דולר. התחייבות לסילוק נכסים ליום 31 בדצמבר 2025 מסתכמת לסך של כ- 45,376 אלפי דולר.

בהתאם למדיניות החשבונאית של השותפות, נכסי נפט וגז מופחתים בשיטת האזילה המבוססת על הכמות המוערכת של העתודות המוכחות והצפויות מאותם נכסים (P2), כאשר במסגרת חישוב ההפחתה של נכסי הנפט והגז נדרשת השותפות להביא בחשבון גם את הסכום העתידי של ההשקעות הנדרשות לשם הפקתן של אותן כמויות.

הערכה של עתודות הנפט והגז והתחייבות לסילוק הינו תהליך סובייקטיבי הכרוך בשיקול דעת משמעותי המבוסס על אומדנים והנחות של ההנהלה, באמצעות מומחים חיצוניים בעלי ידע והבנה בתחום, בקשר עם נתונים גיאולוגיים, עלויות הפקה עתידיות, קצב הפקה צפוי, עלויות פיתוח עתידיות, ככל שנדרשות, עלויות סילוק נכסים ושיעור היוון ראוי.

בשל היקף השפעת אומדן עתודות הנפט והגז על הדוחות הכספיים, ובשל שיקולי הדעת והסובייקטיביות הכרוכים באומדן כאמור, זיהינו את הנושא כעניין מפתח בביקורת. השקעות בנכסי נפט וגז, הערכת העתודות, הוצאות האזילה ומחוייבות לסילוק נכסי נפט וגז המתוארים בבאור 7 בדוחות הכספיים.

להלן הנהלים העיקריים שביצענו בקשר לעניין מפתח זה במסגרת ביקורתנו:

- השגת הבנה לגבי התהליכים והנהלים הקיימים בשותפות בהתייחס לאומדן הערכת עתודות הנפט והגז, אומדן ההשקעות העתידיות הצפויות במאגרים הרלוונטיים, אומדן עלויות סילוק הנכסים וכן, ביקורת התכנון והיישום של בקורות בתהליך.
- הערכת כשירותם של המומחים מטעם השותפות, לרבות יכולתם והאובייקטיביות שלהם לערוך את אומדן הנפט והגז, ובחינה האם הם בעלי יכולות מקצועיות לבצע הערכת עתודות למאגרי נפט וגז.
- בדיקת שלמות הנתונים שבבסיס עבודת הערכת העתודות, בין היתר, על ידי ניתוח השינויים העיקריים בשנת 2025 והשוואת העתודות המוערכות על ידי השותפות והתאמתן למידע הכלול בדוח עתודות הנפט והגז שהוכן על ידי המומחים החיצוניים מטעם השותפות.
- בדיקה שאומדני עתודות הנפט והגז המעודכנים נכללו כראוי בטיפול החשבונאי לקביעת שיעור האזילה של נכסי נפט וגז והתחייבות לסילוק נכסי גז ונפט.
- בחינת התאמת החישובים ונאותות הגילויים בדוחות הכספיים של השותפות.

הכרה לראשונה בנכס מס נדחה

במהלך שנת 2025, השותפות הכירה לראשונה נכס מס נדחה בגין הפסדים לצורכי מס והפרשי עיתוי בסך כולל של כ-183 מיליון דולר הנובעים מהשקעותיה בפעילות חיפוש, פיתוח והפקה במסגרת פעילות הנפט והגז שלה באיי פוקלנד וזאת בהמשך להחלטת השקעה סופית (FID) בנכסי הנפט והגז באיי פוקלנד. ההכרה בנכס מס נדחה תלויה במידה משמעותית בהערכות הנהלה לגבי הסתברות ליצירת רווחים חייבים עתידיים, הנשענים, בין היתר, על אומדנים ללוחות זמנים להפקה, תחזיות תפוקה, מחירי סחורות, סכומי השקעה הנדרשים בפיתוח נכסי הנפט והגז ועלויות הפקה שוטפות. ההחלטה אם מתקיימים תנאי ההכרה בנכס מס נדחה לפי תקן חשבונאות בינלאומי IAS 12 נשענת כאמור על אומדנים ודורשת שיקול דעת ולראיות תומכות לכך שצפוי שההפסדים המועברים ינוצלו בעתיד.

בשל היקף השפעת אומדן הכרה בנכס מס נדחה לראשונה על הדוחות הכספיים, ובשל שיקולי הדעת והסובייקטיביות הכרוכים באומדן כאמור, זיהינו את הנושא כעניין מפתח בביקורת.

להלן הנהלים העיקריים שביצענו בקשר לעניין מפתח זה במסגרת ביקורתנו:

- בחנו את תחשיבי השותפות של יתרת נכס המס לרבות יתרת ההפסדים להעברה ויתרת ההפרשים הזמניים וזאת גם בסיוע מומחי מיסוי בינלאומיים.
- בחנו את תחזיות השותפות ויכולת המימוש של ההפסדים המועברים ואת הנחות העבודה העיקריות שהובאו בחשבון באומדני הנהלה השותפות בין היתר אומדנים בדבר (לוחות זמנים להפקה, תחזיות תפוקה, מחירי סחורות, סכומי השקעה הנדרשים בפיתוח נכסי הנפט והגז ועלויות הפקה שוטפות)

- בחנו את ניתוחי הרגישות לתרחישים שונים, לרבות תנודתיות במחירי הסחורות ושינויים בקצב ההפקה והשפעתם על יכולת ההכרה בנכס המס.
- בחנו את נאותות הגילוי בדוחות הכספיים באשר להכרה בנכס המס.

חובות של הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות לדוחות הכספיים המאוחדים

הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות אחראים להכנה ולהצגה נאותה של הדוחות הכספיים המאוחדים בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים חשבונאיים (Standards Accounting IFRS) ולהוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010; וכן הם אחראים לבקרה הפנימית הנחוצה בהתאם לקביעת הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות על מנת לאפשר הכנת דוחות כספיים מאוחדים ללא הצגה מוטעית מהותית, בין שמקורה בתרמית או בטעות.

בהכנת הדוחות הכספיים המאוחדים, הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות אחראים להעריך את יכולת השותפות להמשיך ולפעול כעסק חי, לתת גילוי, ככל שנדרש, לעניינים הקשורים לעסק חי וליישם בסיס חשבונאי של עסק חי, אלא אם הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות מתכוונים לפרק או להפסיק את פעילות השותפות, או שאין להם חלופה מציאותית אחרת מלבד זאת.

חובות רואה החשבון המבקר לביקורת של הדוחות הכספיים המאוחדים

המטרות שלנו הן להשיג מידה סבירה של ביטחון כי הדוחות הכספיים המאוחדים בכללותם אינם כוללים הצגה מוטעית מהותית, בין שמקורה בתרמית או בטעות, ולתת דוח רואה החשבון המבקר הכולל את חוות דעתנו. מידה סבירה של ביטחון היא רמה גבוהה של ביטחון, אך היא אינה מהווה ערובה לכך שביקורת הנערכת בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל תגלה תמיד הצגה מוטעית מהותית כאשר היא קיימת. הצגות מוטעות יכולות לנבוע מתרמית או מטעות והן נחשבות מהותיות אם, בנפרד או במצטבר, ניתן לצפות באופן סביר שהן ישפיעו על ההחלטות הכלכליות של משתמשים אשר התקבלו על בסיס דוחות כספיים מאוחדים אלו. בביקורת המבוצעת בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, אנו מפעילים שיקול דעת מקצועי ושומרים על ספקנות מקצועית במהלך הביקורת. בנוסף אנו:

- מזהים ומעריכים את הסיכונים להצגה מוטעית מהותית בדוחות הכספיים המאוחדים, בין שמקורה בתרמית או בטעות, מתכננים ומבצעים נוהלי ביקורת במענה לאותם סיכונים, ומשיגים ראיות ביקורת נאותות ומספיקות על מנת לבסס חוות דעתנו. הסיכון של אי גילוי הצגה מוטעית מהותית הנובעת מתרמית גבוה יותר מהסיכון של אי גילוי הצגה מוטעית מהותית הנובעת מטעות, שכן תרמית עלולה להיות כרוכה בקנוניה, זיוף, השמטות מכוונות, מצג שווא בזדון או עקיפה של בקרה פנימית.
- משיגים הבנה של הבקרה הפנימית הרלוונטית לביקורת על מנת לתכנן נוהלי ביקורת מתאימים בנסיבות העניין.
- מעריכים את נאותות המדיניות החשבונאית שיושמה ואת סבירותם של האומדנים החשבונאיים והגילויים הקשורים אשר נעשו על ידי הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות.
- מגיעים למסקנה בקשר לנאותות קביעת הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות בדבר קיומה של הנחת העסק החי, וכן, בהתבסס על ראיות הביקורת אשר השגנו, האם קיימת אי ודאות מהותית הקשורה לאירועים או מצבים העלולים להטיל ספקות משמעותיים ביכולתה של השותפות להמשיך כעסק חי. אם הגענו למסקנה כי קיימת אי ודאות מהותית, נדרש מאיתנו להפנות את תשומת הלב בדוח רואה החשבון המבקר שלנו לגילויים הקשורים בדוחות הכספיים המאוחדים או, אם גילויים אלו אינם מספקים, לכלול שינוי מהנוסח האחד בחוות דעתנו. מסקנותינו מבוססות על ראיות ביקורת אשר הושגו עד למועד דוח רואה החשבון המבקר שלנו. יחד עם זאת, אירועים או מצבים עתידיים עלולים לגרום לשותפות שלא להמשיך לפעול כעסק חי.
- מעריכים את ההצגה בכללותה, המבנה והתוכן של הדוחות הכספיים המאוחדים, לרבות הגילויים, והאם הדוחות הכספיים המאוחדים משקפים את העסקאות והאירועים העומדים בבסיסם באופן המשיג הצגה נאותה.

אנו מתפקשרים עם הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות, בין היתר, את ההיקף ועיתוי הביקורת המתוכננים וממצאי ביקורת משמעותיים, לרבות ליקויים משמעותיים בבקרה פנימית שרואה החשבון המבקר מזהה במהלך הביקורת.

כמו כן, אנו מספקים לדירקטוריון ולהנהלה של השותף הכללי של השותפות הצהרה כי קיימנו את דרישות האתיקה הרלוונטיות בנוגע לאי תלותנו, וכן מתקשרים איתם את כל הקשרים ועניינים אחרים שעשויים להיחשב, באופן סביר, כמשפיעים על אי תלותנו, וכאשר רלוונטי, אמצעי הגנה שיושמו על מנת לבטל איומים מזוהים על אי תלותנו. מתוך העניינים אשר תוקשרו, או שנדרש היה לתקשרם, עם הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות, קבענו את העניינים המשמעותיים ביותר בביקורת הדוחות הכספיים לתקופה השוטפת ולכן הם ענייני המפתח בביקורת. אנו מתארים עניינים אלו בדוח רואה החשבון המבקר שלנו, אלא אם הוראות חוק או רגולציה מונעות גילוי לצדדים חיצוניים לגבי אותו עניין.

פיסקת קישור

ביקרנו גם, בהתאם לתקן ביקורת (ישראל) 911 של לשכת רואי חשבון בישראל בדבר "ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי", רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות ליום 31 בדצמבר 2025, והדוח שלנו מיום 17 במרץ 2026 כלל חוות דעת בלתי מסויגת על קיומם של אותם רכיבים באופן אפקטיבי. שותף ההתקשרות של הביקורת נשוא דוח רואה החשבון המבקר הבלתי תלוי הוא רן שיר-עז.

קוסט פורר גבאי את קסירר
רואי חשבון

תל-אביב,
17 במרס, 2026

דוח רואה החשבון המבקר הבלתי תלוי לשותפים של נאווטס פטרוליום, שותפות מוגבלת

בדבר ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי

בהתאם לסעיף 9ב(ג) בתקנות ניירות ערך

(דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970

ביקרנו רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של נאווטס פטרוליום, שותפות מוגבלת (להלן - השותפות) ליום 31 בדצמבר 2025. רכיבי בקרה אלה נקבעו כמוסבר בפסקה הבאה. הדירקטוריון והנהלה של השותף הכללי של השותפות אחראים לקיום בקרה פנימית אפקטיבית על דיווח כספי ולהערכתם את האפקטיביות של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי המצורפת לדוח התקופתי לתאריך הנ"ל. אחריותנו היא לחוות דעה על רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות בהתבסס על ביקורתנו.

רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי שבוקרו נקבעו בהתאם לתקן ביקורת (ישראל) 911 של לשכת רואי חשבון בישראל "ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי" (להלן תקן ביקורת (ישראל) 911). רכיבים אלה הינם: (1) בקרות ברמת הארגון, לרבות בקרות על תהליך העריכה והסגירה של דיווח כספי ובקרות כלליות של מערכות מידע; (2) בקרות על תהליך ההכנסות (3) בקרות על תהליך ניהול החוב וניהול המזומנים (4) בקרות על תהליך ההתחשבונו עם מפעילות הפרויקטים (כל אלה יחד מכונים להלן רכיבי הבקרה המבוקרים).

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקן ביקורת (ישראל) 911. על-פי תקן זה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצעה במטרה לזהות את רכיבי הבקרה המבוקרים ולהשיג מידה סבירה של ביטחון אם רכיבי בקרה אלה קוימו באופן אפקטיבי מכל הבחינות המהותיות. ביקורתנו כללה השגת הבנה לגבי בקרה פנימית על דיווח כספי, זיהוי רכיבי הבקרה המבוקרים, הערכת הסיכון שקיימת חולשה מהותית ברכיבי הבקרה המבוקרים, וכן בחינה והערכה של אפקטיביות התכנון והתפעול של אותם רכיבי בקרה בהתבסס על הסיכון שהוערך. ביקורתנו, לגבי אותם רכיבי בקרה, כללה גם ביצוע נהלים אחרים כאלה שחשבנו כנחוצים בהתאם לנסיבות. ביקורתנו התייחסה רק לרכיבי הבקרה המבוקרים, להבדיל מבקרה פנימית על כלל התהליכים המהותיים בקשר עם הדיווח הכספי, ולפיכך חוות דעתנו מתייחסת לרכיבי הבקרה המבוקרים בלבד. כמו כן, ביקורתנו לא התייחסה להשפעות הדדיות בין רכיבי הבקרה המבוקרים לבין כאלה שאינם מבוקרים ולפיכך, חוות דעתנו אינה מביאה בחשבון השפעות אפשריות כאלה. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו בהקשר המתואר לעיל.

בשל מגבלות מובנות, בקרה פנימית על דיווח כספי בכלל, ורכיבים מתוכה בפרט, עשויים שלא למנוע או לגלות הצגה מוטעית. כמו כן, הסקת מסקנות לגבי העתיד על בסיס הערכת אפקטיביות נוכחית כלשהי חשופה לסיכון שבקורות תהפוכנה לבלתי מתאימות בגלל שינויים בנסיבות או שמידת הקיום של המדיניות או הנהלים תשתנה לרעה.

לדעתנו, השותפות קיימה באופן אפקטיבי, מכל הבחינות המהותיות, את רכיבי הבקרה המבוקרים ליום 31 בדצמבר 2025.

ביקרנו גם, בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, את הדוחות הכספיים המאוחדים של השותפות ליום 31 בדצמבר 2025 ולשנה שהסתיימה באותו תאריך והדוח שלנו, מיום 17 במרס, 2026, כלל חוות דעת ללא שינוי מהנוסח האחד על אותם דוחות כספיים.

ליום 31 בדצמבר			
2024	2025		
אלפי דולר		באור	
			<u>נכסים שוטפים</u>
118,829	591,906	5	מזומנים ושווי מזומנים
28,297	53,377	6	השקעות לזמן קצר
9,940	84,917	'19ה	לקוחות
16,139	24,253		חייבים ויתרות חובה
1,126	68,097	'19ג	נגזרים פיננסיים
174,331	822,550		
			<u>נכסים לא שוטפים</u>
1,369,917	1,946,098	7	השקעות בנכסי נפט וגז, נטו
22,124	1,680	8	סכומים מוגבלים
6,519	45,663	'10ב, '10ה	עלויות גיוס חוב נדחות
507	727	'19ג	נגזרים פיננסיים
-	183,000	17	מסים נדחים
2,737	3,498		נכסי זכות שימוש
314	384		רכוש קבוע, נטו
1,402,118	2,181,050		
1,576,449	3,003,600		

הבאורים והנספח המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

ליום 31 בדצמבר		באור	
2024	2025		
אלפי דולר			
<u>התחייבויות שוטפות</u>			
5,392	19,231		ספקים
28,431	198,047	9	זכאים ויתרות זכות
10,176	9,164		ריבית לשלם בגין אגרות חוב והלוואות לזמן ארוך
106	-	19 ג'	נגזרים פיננסיים
70,746	189,869	10	חלות שוטפת של הלוואות לזמן ארוך מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים
-	105,078	11	חלות שוטפת של אגרות חוב, נטו
1,277	997		חלות שוטפת של התחייבויות בגין חכירות
116,128	522,386		
<u>התחייבויות לא שוטפות</u>			
401,685	345,590	10	הלוואות לזמן ארוך מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים, נטו
511,206	979,033	11	אגרות חוב, נטו
22,858	45,376	12	הפרשה בגין מחויבות לסילוק נכסי נפט וגז
16,524	41,619	17	מסים נדחים
1,945	2,983		התחייבויות בגין חכירות
38,247	9,268	17 ד'	התחייבויות אחרות
992,465	1,423,869		
		14	<u>הון השותפות</u>
379,158	767,868		הון יחידות השתתפות
3,156	2,321		רכיב המרה של אגרות חוב
11,721	14,500		קרן הון בגין תשלום מבוסס מניות
8,004	8,004		קרן הון בגין עסקאות עם בעל שליטה
(1,576)	4,985		קרן הון בגין עסקאות גידור
3,135	16,805		כתבי אופציה
(15,735)	152,071		יתרת רווח (הפסד)
387,863	966,554		
79,993	90,791		<u>זכויות שאינן מקנות שליטה</u>
467,856	1,057,345		סה"כ הון
1,576,449	3,003,600		

הבאורים והנספח המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

17 במרס, 2026			
תאריך אישור	גדעון תדמור	עמית קורנהאוזר	תמר רוזנברג
הדוחות הכספיים	יו"ר הדירקטוריון	מנכ"ל ודירקטור	סמנכ"לית כספים
	פלר נפט וגז ניהול בע"מ	פלר נפט וגז ניהול בע"מ	פלר נפט וגז ניהול בע"מ
	השותף הכללי	השותף הכללי	השותף הכללי

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			באור	
2023	2024	2025		
אלפי דולר				
93,791	78,039	365,203	'א16	הכנסות ממכירת נפט וגז, נטו מתמלוגים
(30,872)	(28,611)	(84,456)	'ב16	עלות הפקת נפט וגז
(14,954)	(12,598)	(90,685)	7	הוצאות פחת ואזילה
47,965	36,830	190,062		רווח גולמי
(1,319)	(1,889)	(3,731)		הוצאות חיפושי נפט וגז וקידום פרויקטים
(5,510)	-	-		גריעת נכסי חיפוש והערכה
(14,483)	(15,601)	(19,965)	'ג16	הוצאות הנהלה וכלליות
(197)	(2,765)	(2,886)		הוצאות אחרות, נטו
26,456	16,575	163,480		רווח תפעולי
4,049	7,857	16,480	'ד16	הכנסות מימון
(4,791)	(11,876)	(66,327)	'ה16	הוצאות מימון
5,863	3,369	(89,508)		הכנסות (הוצאות) הפרשי שער, נטו
31,577	15,925	24,125		רווח לפני מסים על ההכנסה
(6,073)	(3,646)	154,479	17	הטבת מס (מסים על הכנסה)
25,504	12,279	178,604		רווח נקי

הבאורים והנספח המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2023	2024	2025
אלפי דולר		
(למעט נתוני רווח נקי ליחידת השתתפות)		

רווח (הפסד) כולל אחר (לאחר השפעת מס):

סכומים שיסווגו או המסווגים מחדש לרווח או הפסד בהתקיים
תנאים ספציפיים:

(1,673)	(2,392)	4,187
3,202	2,926	2,374
1,529	534	6,561
27,033	12,813	185,165

רווח (הפסד) בגין עסקאות גידור תזרימי מזומנים, נטו
העברה לרווח או הפסד בגין עסקאות גידור תזרימי מזומנים

סה"כ רווח כולל אחר

סה"כ רווח כולל

רווח נקי מיוחס ל:

14,674	1,418	167,806
10,830	10,861	10,798
25,504	12,279	178,604

בעלי יחידות השתתפות של השותפות
זכויות שאינן מקנות שליטה

סה"כ רווח כולל מיוחס ל:

16,203	1,952	174,367
10,830	10,861	10,798
27,033	12,813	185,165

בעלי יחידות השתתפות של השותפות
זכויות שאינן מקנות שליטה

רווח נקי ליחידת השתתפות המיוחס לבעלי יחידות השתתפות של
השותפות (בדולר) (ראה באור 21)

0.156	0.014	1.569
0.156	0.014	1.455

רווח בסיסי

רווח מדולל

הבאורים והנספח המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

מיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות									
הון השותפות	כתבי אופציה	רכיב המרה של אגרות חוב	קרן הון בגין עסקאות עם בעל שליטה	קרן הון בגין תשלום מבוסס מניות	קרן הון בגין עסקאות גידור	יתרת רווח (הפסד)	סה"כ	זכויות שאינן מקנות שליטה	סה"כ הון
אלפי דולר									
379,158	3,135	3,156	8,004	11,721	(1,576)	(15,735)	387,863	79,993	467,856
יתרה ליום 1 בינואר, 2025									
-	-	-	-	-	-	167,806	167,806	10,798	178,604
-	-	-	-	-	6,561	-	6,561	-	6,561
-	-	-	-	-	6,561	167,806	174,367	10,798	185,165
346,529	16,805	-	-	-	-	-	363,334	-	363,334
-	-	-	-	5,026	-	-	5,026	-	5,026
-	-	-	-	591	-	-	591	-	591
הנפקת יחידות השתתפות וכתבי אופציה, נטו									
25,757	(3,135)	-	-	-	-	-	22,622	-	22,622
2,505	-	-	-	(2,505)	-	-	-	-	-
עלות תשלום מבוסס מניות									
1,505	-	-	-	(333)	-	-	1,172	-	1,172
12,414	-	(835)	-	-	-	-	11,579	-	11,579
מסים נדחים בגין תשלום מבוסס מניות									
הנפקת יחידות השתתפות ממימוש כתבי אופציה									
סחירים									
הנפקת יחידות השתתפות מהבשלת יחידות RSU									
מימוש כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לעובדים									
המרת אגרות חוב ליחידות השתתפות									
767,868	16,805	2,321	8,004	14,500	4,985	152,071	966,554	90,791	1,057,345
יתרה ליום 31 בדצמבר, 2025									

הבאורים והנספח המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

מיוחס לבעלי יחידות השותפות של השותפות									
הון השותפות	כתבי אופציה	רכיב המרה של אגרות חוב	קרן הון בגין עסקאות עם בעל שליטה	קרן הון בגין תשלום מבוסס מניות	קרן הון בגין עסקאות גידור	יתרת הפסד	סה"כ	זכויות שאינן מקנות שליטה	סה"כ הון
אלפי דולר									
311,830	-	3,318	8,004	7,807	(2,110)	(17,153)	311,696	69,132	380,828
יתרה ליום 1 בינואר, 2024									
-	-	-	-	-	-	1,418	1,418	10,861	12,279
-	-	-	-	-	534	-	534	-	534
-	-	-	-	-	534	1,418	1,952	10,861	12,813
-	-	-	-	4,071	-	-	4,071	-	4,071
-	-	-	-	1,674	-	-	1,674	-	1,674
62,709	3,135	-	-	-	-	-	65,844	-	65,844
1,815	-	-	-	(1,815)	-	-	-	-	-
51	-	-	-	(16)	-	-	35	-	35
2,753	-	(162)	-	-	-	-	2,591	-	2,591
המרת אגרות חוב ליחידות השותפות									
379,158	3,135	3,156	8,004	11,721	(1,576)	(15,735)	387,863	79,993	467,856
יתרה ליום 31 בדצמבר, 2024									

עלות תשלום מבוסס מניות
מסים נדחים בגין תשלום מבוסס מניות
הנפקת יחידות השותפות וכתבי אופציה
הנפקת יחידות השותפות מהבשלת יחידות RSU
מימוש כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לעובדים
המרת אגרות חוב ליחידות השותפות

הבאורים והנספח המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

מיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות								
הון השותפות	רכיב המרה של אגרות חוב	קרן הון בגין עסקאות עם בעל שליטה	קרן הון בגין תשלום מבוסס מניות	קרן הון בגין עסקאות גידור אלפי דולר	יתרת הפסד	סה"כ	זכויות שאינן מקנות שליטה	סה"כ הון
309,957	3,318	8,004	5,271	(3,639)	(31,827)	291,084	58,302	349,386
-	-	-	-	-	14,674	14,674	10,830	25,504
-	-	-	-	1,529	-	1,529	-	1,529
-	-	-	-	1,529	14,674	16,203	10,830	27,033
-	-	-	4,409	-	-	4,409	-	4,409
1,873	-	-	(1,873)	-	-	-	-	-
311,830	3,318	8,004	7,807	(2,110)	(17,153)	311,696	69,132	380,828

יתרה ליום 1 בינואר, 2023

רווח נקי
רווח כולל אחר
סה"כ רווח כולל
עלות תשלום מבוסס מניות
הנפקת יחידות השתתפות מהבשלת יחידות RSU

יתרה ליום 31 בדצמבר, 2023

הבאורים והנספח המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2023	2024	2025
אלפי דולר		
25,504	12,279	178,604
15,539	13,233	91,380
5,510	745	-
-	-	6,522
4,169	4,078	5,026
5,892	701	(158,891)
(6,200)	(9,224)	140,442
3,789	5,773	(11,146)
28,699	15,306	73,333
173	(1,501)	(74,977)
(828)	552	(17,920)
(8,351)	2,989	(6,446)
(1,116)	3,415	44,189
(10,122)	5,455	(55,154)
4,048	7,250	14,868
(93)	(4,585)	(45,476)
(137)	(180)	(7,234)
47,899	35,525	158,941
(269,417)	(339,225)	(505,499)
(37,265)	(62,702)	(68,394)
56,580	33,498	3,570
(5,834)	(2,737)	5,427
(5,184)	(2,749)	-
(220)	(146)	(196)
(261,340)	(374,061)	(565,092)

תזרימי מזומנים מפעילות שוטפת

רווח נקי

התאמות הדרושות להצגת תזרימי מזומנים מפעילות שוטפת:

התאמות לסעיפי רווח והפסד:

אזילה, פחת והפחתות

גריעת נכסי נפט וגז ונכסי חיפוש והערכה

ירידת ערך נכסי נפט וגז

תשלום מבוסס מניות

מסים נדחים, נטו

הוצאות (הכנסות) מימון, נטו

הפרשי שער על יתרות מזומנים, נטו

שינויים בסעיפי נכסים והתחייבויות:

ירידה (עלייה) בלקוחות

ירידה (עלייה) בחייבים ויתרות חובה

גידור תזרימי מזומנים

עלייה (ירידה) בספקים, זכאים ויתרות זכות

ריבית שהתקבלה

ריבית ששולמה

מסים ששולמו

מזומנים נטו שנבעו מפעילות שוטפת

תזרימי מזומנים מפעילות השקעה

השקעה בנכסי נפט וגז

ריבית ששולמה והוונה לנכסי נפט וגז, נטו

תנועות בסכומים מוגבלים

תנועות בפקדונות, נטו

השקעות בניירות ערך סחירים

רכישת רכוש קבוע, נטו

מזומנים נטו ששימשו לפעילות השקעה

הבאורים והנספח המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2023	2024	2025
אלפי דולר		
202,547	243,421	147,038
(54,853)	(9,703)	(96,025)
(951)	(1,335)	(1,425)
100,473	279,565	479,390
(9,566)	(10,807)	(48,024)
-	(190,168)	-
-	35	1,172
-	-	22,956
-	68,272	368,366
-	(2,428)	(5,366)
237,650	376,852	868,082
(3,789)	(5,773)	11,146
20,420	32,543	473,077
65,866	86,286	118,829
86,286	118,829	591,906
9,473	65,365	118,803
-	2,591	11,579
-	11,183	-

<u>תזרימי מזומנים מפעילות מימון</u>
קבלת הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים
פירעון הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים
פירעון התחייבויות בגין חכירות
הנפקת אגרות חוב
עלויות גיוס הלוואות ואגרות חוב
פירעון אגרות חוב
מימוש כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לעובדים ליחידות השתתפות
מימוש כתבי אופציה סחירים ליחידות השתתפות
הנפקת יחידות השתתפות וכתבי אופציה
עלויות גיוס יחידות השתתפות וכתבי אופציה
מזומנים נטו שנבעו מפעילות מימון
השפעת השינויים בשערי חליפין על יתרות מזומנים המוחזקות במטבע חוץ
<u>עלייה במזומנים ושווי מזומנים</u>
<u>יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה</u>
<u>יתרת מזומנים ושווי מזומנים לסוף השנה</u>
<u>פעולות מהותיות שלא במזומן</u>
השקעה בנכסי נפט וגז כנגד ספקים, זכאים ויתרות זכות (כולל הוצאות ריבית שהונו)
המרת אגרות חוב ליחידות השתתפות
גידול בהלוואה לזמן ארוך מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים כנגד חייבים אחרים

הבאורים והנספח המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

באור 1: - כללי

- א. נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת (להלן - השותפות) נוסדה על פי הסכם שותפות מוגבלת שנחתם ביום 30 באוגוסט, 2015, וכפי שתוקן מעת לעת. השותפות נרשמה ביום 8 ספטמבר, 2015 לפי פקודת השותפויות, התשל"ה-1975. מטרת השותפות הינה לעסוק בתחום החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז.
- ב. למועד אישור הדוחות הכספיים לשותפות, באמצעות חברות מוחזקות, החזקה במספר נכסי נפט וגז מפיקים ובשלבי פיתוח שונים וכן במספר רשיונות לחיפושי נפט וגז.
- ג. ניהולה השוטף של השותפות נעשה על ידי פלר נפט וגז ניהול בע"מ (להלן - השותף הכללי). כתובת המשרד הרשום של השותפות הינה אבא אבן 12, הרצליה.
- ד. פעילותה של השותפות כרוכה מעצם טבעה בהשקעות כספיות משמעותיות ובדרגה גבוהה יחסית של סיכון כספי ואי וודאות. לפרטים בדבר גיוס מקורות מימון, ראו באורים 8, 11 ו-13.
- ה. בחודש אוקטובר 2023 פרצה מלחמת "חרבות ברזל" (להלן: "המלחמה") במדינת ישראל. הימשכות המלחמה הובילה להאטה בפעילות העסקית במשק הישראלי בין היתר בעקבות סגירת מפעלים בדרום ובצפון הארץ, פגיעה בתשתיות, גיוס אנשי מילואים לתקופה שאינה ידועה מראש וכן, לשיבוש הפעילות הכלכלית בישראל. בחודש יוני 2025 התקיים מבצע "עם כלביא", מבצע צבאי רחב היקף של מדינת ישראל נגד איראן ובחודש אוקטובר 2025 נחתם הסכם הפסקת אש בין מדינת ישראל לחמאס.
- לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 28 בפברואר, 2026 נפתחה מתקפה משולבת על ידי מדינת ישראל וארצות הברית, בשם שאגת הארי, כנגד מטרות ממשל באיראן.
- אירועים אלו הביאו, בין היתר, לעלייה בתנודתיות במחירי הנפט והגז בשווקים הבינלאומיים. נכון למועד פרסום הדוחות, אין ביכולתה של השותפות להעריך את היקף ההשלכות האפשריות של אירוע זה על פעילותה ותוצאותיה.

ה. הגדרות בדוחות כספיים אלה

- השותפות - נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת.
- הקבוצה - השותפות והחברות המאוחדות שלה.
- חברות מאוחדות - ישויות אשר לשותפות שליטה בהן (כהגדרתה ב- IFRS 10) ואשר דוחותיהן מאוחדים עם דוחות השותפות.
- ראו גם נספח לדוחות הכספיים בדבר חברות מאוחדות עיקריות.
- בעל השליטה - גדעון תדמור.
- בעלי עניין ובעלי שליטה - כהגדרתם בתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.
- צדדים קשורים - כהגדרתם ב- IAS 24 (מתוקן).
- דולר - דולר של ארה"ב.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית

המדיניות החשבונאית המפורטת להלן יושמה בדוחות הכספיים בעקביות, בכל התקופות המוצגות, למעט אם נאמר אחרת.

א. בסיס הצגת הדוחות הכספיים

הדוחות הכספיים ערוכים בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים חשבונאיים (Accounting IFRS Standards (להלן - IFRS)). כמו כן, הדוחות הכספיים ערוכים בהתאם להוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.

הדוחות הכספיים ערוכים על בסיס העלות, למעט נכסים והתחייבויות פיננסיות מסויימים (כולל מכשירים נגזרים והשקעה בניירות ערך סחירים) המוצגים בשווי הוגן דרך רווח והפסד.

השותפות בחרה להציג את פריטי הרווח או ההפסד לפי שיטת מאפיין הפעילות.

ב. תקופת המחזור התפעולי

המחזור התפעולי של הקבוצה הינו שנה.

ג. דוחות כספיים מאוחדים

הדוחות הכספיים המאוחדים כוללים את הדוחות של ישויות שלשותפות יש שליטה בהן (חברות בנות). שליטה מתקיימת כאשר לשותפות יש כוח השפעה על הישות המושקעת, חשיפה או זכויות לתשואות משתנות כתוצאה ממעורבותה בישות המושקעת וכן היכולת להשתמש בכוח שלה כדי להשפיע על סכום התשואות שינבע מהישות המושקעת. בבחינת שליטה מובאת בחשבון השפעת זכויות הצבעה פוטנציאליות רק אם הן ממשיות. איחוד הדוחות הכספיים מתבצע החל ממועד השגת השליטה, ועד למועד בו הופסקה השליטה.

זכויות שאינן מקנות שליטה בגין חברות בנות מייצגות את ההון בחברות הבנות שאינן ניתן לייחוס, במישרין או בעקיפין, לשותפות. הזכויות שאינן מקנות שליטה מוצגות בנפרד במסגרת ההון של השותפות. רווח או הפסד וכל רכיב של רווח כולל אחר מיוחסים לשותפות ולזכויות שאינן מקנות שליטה (ראה גם באור 13א').

הדוחות הכספיים של השותפות והחברות המאוחדות ערוכים לתאריכים ולתקופות זהים. המדיניות החשבונאית בדוחות הכספיים של החברות המאוחדות יושמה באופן אחיד ועקבי עם זו שיושמה בדוחות הכספיים של השותפות.

ד. עסקאות משותפות

1. עיסקה משותפת מהווה הסדר חוזי, אשר על פיו, שני צדדים או יותר נוטלים על עצמם פעילות כלכלית של חיפוש נפט וגז בנכס הנמצא בבעלות משותפת. עסקאות משותפות מסוימות, כרוכות לעיתים קרובות בבעלות משותפת בנכס אחד או יותר. עסקאות בהן לא קיימת דרישה פורמלית להסכמה פה אחד של הצדדים השותפים לעסקה אינן מקיימות את הגדרה שליטה משותפת בהתאם לתקן דיווח כספי בינלאומי מספר 11 (IFRS 11). למרות זאת בחינת העסקאות המשותפות בהן מעורבת השותפות מלמדת כי לעסקאות עצמן אין זכויות כלשהן בנכסים, והעסקאות אינן מתחייבות בהתקשרויות בשם המשותפים. כל משתתף רשאי לשעבד את זכויותיו בנכסים וכל משתתף זכאי להטבות הכלכליות מהעסקה. כפועל יוצא, למשתתפים יש חלק יחסי בנכסים ובהתחייבויות המיוחסים לעסקה המשותפת. בגין זכויות השותפות בפעילות העסקאות המשותפות, הכירה השותפות בדוחותיה הכספיים המאוחדים בחלקה היחסי בנכסים בבעלות משותפת, בהתחייבויות שהתהוו לה ושהתהוו במשותף, בהקשר לפעילות בנכסים בבעלות משותפות, בהכנסות ובהוצאות של העסקה המשותפת.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

ד. עסקאות משותפות (המשך)

2. השותפות מציגה את חלקה בתשלומים שהועברו למפעילות העסקאות המשותפות ושרם נעשה בהם שימוש, במסגרת סעיף חייבים ויתרות החובה וזאת מאחר והסכומים כאמור אינם עונים להגדרת מזומנים ושווי מזומנים.

3. השותפות מציגה את חלקה בהתחייבויות של העסקאות המשותפות לצד שלישי, במסגרת סעיף זכאים ויתרות זכות.

ה. מטבע הפעילות ומטבע ההצגה

מטבע הפעילות של השותפות הינו דולר. מטבע ההצגה של הדוחות הכספיים הינו דולר. השותפות בוחנת את מטבע הפעילות של כל ישות בקבוצה באופן נפרד.

ו. נכסי חיפוש, הערכה ופיתוח בגין נפט וגז והשקעות במאגרים מוכחים

1. נכסי חיפוש והערכה

הוראות תקן דיווח כספי בינלאומי מספר 6 בדבר חיפוש משאבים, מינרלים והערכתם (IFRS 6) קובעות את הטיפול החשבונאי בהשקעות בחיפוש נפט וגז. הקבוצה מודדת את נכסי הנפט והגז במועד ההכרה לפי עלות. לפיכך, הטיפול החשבונאי בו נוקטת הקבוצה הינו כדלקמן:

(א) השקעות בנכסי חיפוש והערכה כוללות, בין היתר, עלות הרישיונות, סקרים גיאולוגיים וססמיים, קידוחי חיפוש, תכנון הנדסי וכו'. הוצאות שהתהוו טרם רכישת הרישיון נזקפות לדוח על הרווח הכולל.

(ב) הוצאות השתתפות בביצוע מבדקים וסקרים גיאולוגיים וססמיים מוגדרות כנכסי חיפוש והערכה ומוצגות בדוח על המצב הכספי לפי העלות במסגרת השקעות בנכסי חיפוש והערכה.

(ג) השקעות בקידוחי נפט וגז, הנמצאות בשלבי קידוח בגין מאגרים שטרם הוכח לגביהם באם מפיקים נפט או גז או שטרם נקבעו כבלתי מסחריים, מוגדרות כנכסי חיפוש והערכה והן אינן מופחתות באופן שיטתי.

(ד) השקעות בקידוחי נפט וגז, בגין מאגרים שהוכחו כיבשים וננטשו או שנקבעו כבלתי מסחריים או שלא נקבעו לגביהן תוכניות פיתוח בתקופה הקרובה, מופחתות במלואן מסעיף השקעה בנכסי חיפוש והערכה לדוח על הרווח הכולל.

(ה) השקעות במאגרים לגביהם נקבע שקיימת היתכנות טכנית ויכולת קיום מסחרית של הפקת גז או נפט אשר נכללות במכלול של ארועים ונסיבות מסווגות, בכפוף לביצוע בחינה לירידת ערך, מסעיף "נכסי חיפוש והערכה" לסעיף "נכסי נפט וגז".

2. נכסי נפט וגז

הסעיף "נכסי נפט וגז" במאזן כולל עלויות שנצברו בגין נכסי נפט וגז מוכחים של הקבוצה. עלויות אלה כוללות בעיקר עלויות לרכישת זכויות בשטחים, קידוחי חיפוש, תכנון הנדסי, קידוחי פיתוח ועלויות פיתוח, רכישת והקמה של מתקני הפקה וצנרת להולכת הנפט והגז, את אומדן העלויות הצפויות לסילוק נכסים (ראה סעיף 6 להלן) וכן היוון עלויות אשראי (ראה סעיף יד להלן). העלויות שנצברו בסעיף זה מופחתות לדוח רווח או הפסד לפי שיטת יחידות ייצור (units of production method) על בסיס כמות ההפקה בפועל במהלך התקופה ביחס לסך הרזרבות המוכחות והצפויות (Proved and Probable) כפי שהוערכו על ידי מומחה חיצוני. במסגרת חישוב ההפחתה של נכסי הנפט והגז בהתבסס על סך הרזרבות המוכחות והצפויות מביאה הקבוצה בחשבון גם את הסכום העתידי (בערכים לא מהווים) של ההשקעות הנדרשות לשם הפקתן של אותן כמויות.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

1. נכסי חיפוש, הערכה ופיתוח בגין נפט וגז והשקעות במאגרים מוכחים (המשך)

3. הסכמי הצטרפות Farm-in

הצטרפות Farm-in היא רכישה של חלק מזכות בשדה נפט ו/או גז בתמורה להסכמת הבעלים (להלן - המצרף - Farmor) למכירת חלק מהזכויות למצטרף (להלן - המצטרף - Farmee). בעסקאות Farm-in בהן הנכס הנרכש אינו מהווה עסק, הטיפול החשבונאי הינו כדלקמן:

עם התהוות העלויות, המצטרף מכיר בהוצאה או בנכס, בהתאם לעניין, בגין חלקו בנכסי הנפט וגז ובגין הזכויות שנותרות בידי המצרף, וזאת באופן עקבי למדיניות החשבונאית שלו לטיפול בנכסי חיפוש והערכה.

המצטרף מדווח על הסדר הצטרפות כדלקמן:

- המצטרף מכיר בחלקו בהוצאות על פי הסכם ההצטרפות וזאת לרבות ההוצאות הנובעות מהחלק שהמצטרף הטיל על המצטרף במסגרת הסכם ההצטרפות.
- המצרף מכיר בהוצאות על פי הסכם ההצטרפות באותו אופן שבו הוא מטפל בעלויות חיפוש והערכה שהוא נושא בהן באופן ישיר.

4. הסכמי הצטרפות Farm-out

הצטרפות Farm-out היא העברה של חלק מזכות בשדה נפט ו/או גז בתמורה להסכמת הנובער (להלן - המצטרף - Farmee) לשאת, באופן מוחלט, בחלק מההוצאות אשר במצב אחר היה על הבעלים (להלן - המצרף - Farmor) לשאת בהן.

המצטרף מדווח על הסדר הצטרפות כדלקמן:

- המצרף אינו רושם כל הוצאה אשר הוצאה על ידי המצטרף במקומו.
- המצרף יגרע מהספרים את החלק בזכויות הגז והנפט שנמכרו למצטרף.
- המצרף מכיר ברווח או הפסד מהסדר ההצטרפות וזאת בגובה ההפרש שבין התמורה שהתקבלה או שהוא זכאי לקבל לבין הערך בספרים של הזכויות שנגרעו.

5. נשיאה בעלויות (Carried interest)

הסכם נשיאה בעלויות הוא הסכם לפיו צד אחד (נושא העלויות) מסכים לשאת בחלק או במלוא עלויות טרום הפקה של הצד השני, ברישיון ששני הצדדים מחזיקים בו. למעשה, הצד עבורו נושאים בעלויות מוותר על חלק מחלקו בגז והנפט שיופקו בתמורה לכך שהצד השני ישא את חלקו בעלויות בחלק משלבי החיפוש/הקידוח. אם הפרויקט לא מצליח, הצד שנשא בעלויות לא יפוצה על ידי הצד השני. אם הפרויקט מצליח, הצד שנשא בעלויות יפוצה במזומן מתוך חלקו של הצד השני בגז והנפט שימכרו או שהוא יהיה זכאי לחלק גדול יותר מחלקו המקורי בגז והנפט שיופקו.

במסגרת זו, וכחלק מהסדר רכישת הזכויות בפרויקט, התקשרה השותפות בהסכם מול השותפה הנוספת בפרויקט סי ליון לפיו תישא השותפות גם במרבית עלויות הפיתוח וההערכה של השותפה השנייה. ההחזר בגין הנשיאה צפוי להתבצע מתוך הכנסות עתידיות ממכירת נפט וגז, בהתאם להסכמים שנחתמו בין הצדדים.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

1. נכסי חיפוש, הערכה ופיתוח בגין נפט וגז והשקעות במאגרים מוכחים (המשך)

6. נשיאה בעלויות (Carried interest) (המשך)

בהתאם למהות הכלכלית של העסקה, השותפות סיווגה את המימון העודף כהשקעה כנכס חיפוש והערכה או כנכס נפט וגז, ולא כנכס פיננסי.

7. בחינת ירידת ערך נכסי חיפוש והערכה ונכסי נפט וגז

בחינת ירידת ערך בנכסי חיפוש והערכה ובנכסי נפט וגז, מתבצעת כאשר עובדות ונסיבות מצביעות על כך שיתכן שהערך בספרים של נכס חיפוש והערכה ונכס נפט וגז עולה על הסכום בר השבה שלו בהתאם ל- IFRS 6 או IAS36 (ראו סעיף ט').

8. עלויות בגין מחויבות לסילוק נכסים

הקבוצה מכירה בהתחייבות בגין חלקה במחויבות לסילוק נכסים ובמקביל בנכס בגין חלקה של הקבוצה במחויבות לסילוק נכסים. ההתחייבות נמדדת לראשונה בערכה הנוכחי וההוצאות הנובעות מחלוף הזמן נזקפות לרווח או הפסד. שינויים בעיתוי ובסכום המשאבים הכלכליים הדרושים לסילוק המחויבות, וכן שינוי בשיעור ההיוון מתווספים או נגרעים מהנכס בתקופה השוטפת במקביל לשינוי בהתחייבות.

2. הכרה בהכנסה

הכנסות מחוזים עם לקוחות מוכרות ברווח או הפסד כאשר השליטה בנכס או בשירות מועברות ללקוח. מחיר העסקה הוא סכום התמורה שצפוי להתקבל בהתאם לתנאי החוזה, בניכוי הסכומים שנגבו לטובת צדדים שלישיים (כגון מסים ותמלוגים).

השותפות פועלת כספק עיקרי ולכן מכירה בהכנסות ברוטו של התמורה.

הכנסות ממכירת נפט וגז מוכרות ברווח או הפסד בנקודת זמן, עם העברת השליטה על הסחורות הנמכרות ללקוח. בדרך כלל השליטה מועברת במועד מסירת הסחורה ללקוח.

ח. מסים על ההכנסה

תוצאות המס בגין מסים שוטפים או נדחים נזקפות לרווח או הפסד, למעט אם הן מתייחסות לפריטים הנזקפים לרווח כולל אחר או להון.

1. מסים שוטפים

חבות בגין מסים שוטפים נקבעת תוך שימוש בשיעורי המס וחוקי המס שחוקקו או אשר חקיקתם הושלמה למעשה, עד לתאריך הדיווח, וכן התאמות נדרשות בקשר לחבות המס לתשלום בגין שנים קודמות.

2. מסים נדחים

מסים נדחים מחושבים בגין הפרשים זמניים בין הסכומים הנכללים בדוחות הכספיים לבין הסכומים המובאים בחשבון לצורכי מס.

יתרות המסים הנדחים מחושבות לפי שיעור המס הצפוי לחול כאשר הנכס ימומש או ההתחייבות תסולק, בהתבסס על חוקי המס שחוקקו או אשר חקיקתם הושלמה למעשה עד לתאריך הדיווח.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

ח. מסים על ההכנסה (המשך)

2. מסים נדחים (המשך)

בכל תאריך דיווח נכסי מסים נדחים נבחנים בהתאם לצפי ניצולם. הפסדים מועברים והפרשים זמניים ניתנים לניכוי בגינם לא הוכרו נכסי מסים נדחים נבחנים בכל תאריך דיווח ומוכר בגינם נכס מס נדחה מתאים אם צפוי שינוצלו.

מסים נדחים מקוזזים אם קיימת זכות חוקית לקיזוז נכס מס שוטף כנגד התחייבות מס שוטפת והמסים הנדחים מתייחסים לאותה ישות החייבת במס ולאותה רשות מס.

בחישוב המסים הנדחים לא מובאים בחשבון המסים שהיו חלים במקרה של מימוש ההשקעות בחברות מוחזקות, כל עוד מכירת ההשקעות בחברות מוחזקות אינה צפויה בעתיד הנראו לעין. כמו כן, לא הובאו בחשבון מסים נדחים בגין חלוקת רווחים על ידי חברות מוחזקות כדידינדים, כל עוד שחלוקת הדידינדים אינה כרוכה בחבות מס נוספת, או בשל מדיניות השותפות שלא ליזום חלוקת דידינדים על ידי השותפות המאוחדת הגוררת חבות מס נוספת.

ט. ירידת ערך נכסים לא פיננסיים

הקבוצה בוחנת את הצורך בירידת ערך נכסים לא פיננסיים כאשר ישנם סימנים כתוצאה מאירועים או שינויים בנסיבות המצביעים על כך שהיתרה בדוחות הכספיים אינה בר-השבה. במקרים בהם לאור בחינת ירידת ערך כאמור, מתברר שהיתרה בדוחות הכספיים של הנכסים הלא פיננסיים עולה על הסכום בר ההשבה שלהם, מופחתים הנכסים לסכום בר ההשבה שלהם. הפסדים מירידת ערך נטו, ככל שקיימים, נזקפים לרווח או הפסד.

הפסד מירידת ערך של נכס, מבוטל רק כאשר חלו שינויים באומדנים ששימשו בקביעת הסכום בר ההשבה של הנכס מהמועד בו הוכר לאחרונה ההפסד מירידת הערך.

באשר לנכסים שסווגו כנכסי חיפוש והערכה (ראו 12' לעיל) מיושמים קריטריונים ייחודיים אשר פורטו במסגרת IFRS 6 לשם בחינת ירידה בערכם.

בחינת ירידת ערך של נכסים אלו נערכת כאשר עובדות ונסיבות עשויות להעיד על כך שערכם בספרים עולה על סכום בר ההשבה המיוחס להם. עובדות ונסיבות כאמור עשויות לכלול בין היתר:

1. התקופה שבה יש לישות את הזכות לחפש באזור מסוים פקעה במהלך התקופה או תפקע בעתיד הקרוב, ולא חזוי שהיא תחודש.
2. לא מתקצבות וגם לא מתוכננות יציאות מהותיות (Substantive) בגין המשך החיפוש של משאבים מינרליים באזור המסוים ובגין הערכתם.
3. חיפוש משאבים מינרליים באזור המסוים והערכתם לא הובילו לגילוי של כמויות מסחריות מוכחות (Commercially viable quantities) של משאבים מינרליים והישות החליטה להפסיק את הפעילויות האלה באזור המסוים.
4. למרות שסביר (Likely) שהפיתוח באזור המסוים ימשך, קיים מידע מספיק שמצביע על כך שלא סביר שהערך בספרים של נכס החיפוש וההערכה יושב במלואו בשל פיתוח מוצלח או באמצעות מכירה.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

י. מכשירים פיננסיים

1. נכסים פיננסיים

נכסים פיננסיים נמדדים במועד ההכרה לראשונה בשווים ההוגן ובתוספת עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין לרכישה של הנכס הפיננסי, למעט במקרה של נכס פיננסי אשר נמדד בשווי הוגן דרך רווח או הפסד, לגביו עלויות עסקה נזקפות לרווח או הפסד.

השותפות מודדת מכשירי חוב בעלות מופחתת כאשר

המודל העסקי של השותפות הינו החזקת הנכסים הפיננסיים על מנת לגבות תזרימי מזומנים חוזיים; וכן התנאים החוזיים של הנכס הפיננסי מספקים זכאות במועדים מוגדרים לתזרימי מזומנים שהם רק תשלומי קרן וריבית בגין סכום הקרן שטרם נפרעה.

לאחר ההכרה הראשונית, מכשירים בקבוצה זו יוצגו על פי תנאיהם לפי העלות המופחתת בתוספת עלויות עסקה ישירות, תוך שימוש בשיטת הריבית האפקטיבית ובניכוי הפרשה לירידת ערך.

2. התחייבויות פיננסיות

במועד ההכרה לראשונה, השותפות מודדת את ההתחייבויות הפיננסיות שבתחולת התקן בשווי הוגן בניכוי עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין להנפקה של ההתחייבות הפיננסית.

לאחר ההכרה הראשונית, השותפות מודדת את כל ההתחייבויות הפיננסיות לפי שיטת העלות המופחתת.

3. גריעת התחייבויות פיננסיות

השותפות מכירה בעלויות ועמלות ששולמו בגין הבטחת מסגרות אשראי לזמן ארוך שטרם נוצלו כעלויות גיוס חוב נדחות וזאת במידה והשותפות צופה שהיא תנצל את מסגרות האשראי האמורות. במועד ניצול מסגרות האשראי שהועמדו, השותפות מקזזת חלק יחסי מסכום העלויות הנדחות כנגד ההלוואה שנמשכה ובכך משפיעה על הריבית האפקטיבית של ההלוואות שניטלו. במידה והשותפות לא צופה לנצל מסגרת אשראי כלשהי, העלויות הנדחות שהוכרו בקשר עם אותה מסגרת אשראי נזקפות לדוח על הרווח הכולל.

השותפות גורעת התחייבות פיננסית כאשר ורק כאשר, היא מסולקת - דהיינו, כאשר המחויבות שהוגדרה בחוזה נפרעת או מבוטלת או פוקעת.

התחייבות פיננסית מסולקת כאשר החייב פורע את ההתחייבות על ידי תשלום במזומן, בנכסים פיננסיים אחרים, בסחורות או שירותים, או משוחרר משפטית מההתחייבות.

במקרה של שינוי תנאים בגין התחייבות פיננסית קיימת, השותפות בוחנת האם תנאי ההתחייבות שונים מהותית מהתנאים הקיימים.

כאשר נעשה שינוי מהותי בתנאי התחייבות פיננסית קיימת, השינוי מטופל כגריעה של ההתחייבות המקורית והכרה של התחייבות חדשה. ההפרש בין היתרה של שתי ההתחייבויות הנ"ל בדוחות הכספיים נזקף לרווח או הפסד.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

י. מכשירים פיננסיים (המשך)

3. גריעת התחייבויות פיננסיות (המשך)

במקרה בו השינוי אינו מהותי, השותפות נדרשת לעדכן את סכום ההתחייבות, קרי להוון את תזרימי המזומנים החדשים בשיעור הריבית האפקטיבית המקורית, כאשר ההפרשים ייזקפו לרווח או הפסד. בעת הבחינה האם מדובר בשינוי מהותי בתנאי התחייבות קיימת, מביאה השותפות בחשבון שיקולים איכותיים וכמותיים.

4. מכשירים פיננסיים מורכבים

אגרות חוב להמרה, הכוללות רכיב המרה הוני ורכיב של התחייבות, מפוצלות לשני רכיבים. הפיצול כאמור, מחושב על ידי קביעה תחילה של הרכיב ההתחייבתי בהתבסס על השווי ההוגן של התחייבות דומה ללא אופציית המרה, כאשר הערך של רכיב ההמרה ההוני נקבע כערך שייר. עלויות עסקה ישירות הוקצו בין רכיב ההון ורכיב ההתחייבות על בסיס יחס ההקצאה של התמורה לרכיבי ההון וההתחייבות.

5. הנפקת ניירות ערך בחבילה

בהנפקה של ניירות ערך בחבילה, מוקצית התמורה שהתקבלה (לפני הוצאות הנפקה) לניירות הערך שהונפקו בחבילה בהתאם לסדר ההקצאה להלן: נגזרים פיננסיים ומכשירים פיננסיים אחרים המוצגים בשווי הוגן מידי תקופה. לאחר מכן נקבע השווי ההוגן עבור התחייבויות פיננסיות הנמדדות בעלות מופחתת, כאשר התמורה המוקצית עבור מכשירים הוניים נקבעת כערך שייר. עלויות ההנפקה מוקצות לכל רכיב בהתאם ליחס הסכומים שנקבע לכל רכיב בחבילה.

6. מכשירים פיננסיים נגזרים לצורכי גידור

הקבוצה מבצעת לעתים התקשרויות במכשירים פיננסיים נגזרים כדי להגן על עצמה מפני הסיכונים הכרוכים בתנודות במחירי הנפט ובשער החליפין של הדולר לעומת השקל. רווחים או הפסדים הנובעים משינויים בשווי ההוגן של נגזרים שאינם משמשים למטרות גידור נזקפים מידית לרווח או הפסד.

עסקאות גידור כשירות לחשבונאות גידור בין היתר כאשר במועד יצירת הגידור קיים ייעוד ותיעוד פורמלי של יחסי הגידור ושל מטרת ניהול הסיכונים והאסטרטגיה של הקבוצה לבצע גידור. הגידור נבחן על בסיס מתמשך ונקבע בפועל שהוא בעל אפקטיביות גבוהה במהלך תקופת הדיווח הכספי שאליו יועד הגידור. עסקאות גידור (הגנה) מטופלות כדלקמן:

גידור תזרימי מזומנים

החלק האפקטיבי של השינויים בשווי ההוגן של המכשיר המגדר מוכר ברווח (הפסד) כולל אחר בעוד שהחלק הלא אפקטיבי מוכר מידית לרווח או הפסד.

רווח (הפסד) כולל אחר מועבר לרווח או הפסד כאשר תוצאות עסקת הגידור נזקפות לרווח או הפסד, לדוגמה, בתקופות שהכנסת ריבית או הוצאת ריבית מוכרות או כאשר מכירה חזויה מתרחשת. כאשר הפריט המגודר הוא נכס או התחייבות לא פיננסיים, עלותם כוללת גם את סכום הרווח (הפסד) מהמכשיר המגדר.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

י. מכשירים פיננסיים (המשך)

6. מכשירים פיננסיים נגזרים לצורכי גידור (המשך)

גידור תזרימי מזומנים

השותפות מפסיקה ליישם חשבונאות גידור מכאן ולהבא רק כאשר יחסי הגידור או חלקם, מפסיקים לקיים את הקריטריונים המזכים (לאחר הבאה בחשבון של איזון מחדש כלשהו של יחסי הגידור, אם רלוונטי) כולל מקרים בהם המכשיר המגדר פוקע, נמכר, מבוטל או ממומש. כאשר השותפות מפסיקה ליישם חשבונאות גידור, הסכום שהצטבר בקרן הגידור יישאר בקרן הגידור עד שתזרים המזומנים יתרחש או יסווג לרווח או הפסד אם תזרימי המזומנים העתידיים המגודרים אינם חזויים עוד להתרחש.

יא. מדידת שווי הוגן

שווי הוגן הוא המחיר שהיה מתקבל במכירת נכס או המחיר שהיה משולם להעברת התחייבות בעסקה רגילה בין משתתפים בשוק במועד המדידה.

מדידת שווי הוגן מבוססת על ההנחה כי העסקה מתרחשת בשוק העיקרי של הנכס או ההתחייבות, או בהיעדר שוק עיקרי, בשוק הכדאי (Advantageous) ביותר.

הקבוצה משתמשת בטכניקות הערכה שהן מתאימות לנסיבות ושקיימים עבורן מספיק נתונים שניתנים להשגה כדי למדוד שווי הוגן, תוך מיקסום השימוש בנתונים רלוונטיים שניתנים לצפייה ומיזעור השימוש בנתונים שאינם ניתנים לצפייה.

כל הנכסים וההתחייבויות הנמדדים בשווי הוגן או שניתן גילוי לשווי ההוגן שלהם מחולקים לקטגוריות בתוך מידרג השווי ההוגן, בהתבסס על רמת הנתונים הנמוכה ביותר, המשמעותית למדידת השווי ההוגן בכללותה:

- רמה 1: מחירים מצוטטים (ללא התאמות) בשוק פעיל של נכסים והתחייבויות זהים.
- רמה 2: נתונים שאינם מחירים מצוטטים שנכללו ברמה 1 אשר ניתנים לצפייה במישרין או בעקיפין.
- רמה 3: נתונים שאינם מבוססים על מידע שוק ניתן לצפייה (טכניקות הערכה ללא שימוש בנתוני שוק ניתנים לצפייה).

יב. רווח (הפסד) ליחידת השתתפות

רווח (הפסד) ליחידת השתתפות חושב בהתאם להוראות תקן חשבונאות בינלאומי מספר 33 (IAS 33) הקובע, בין היתר, כי השותפות תחשב את סכומי הרווח הבסיסי ליחידת השתתפות לגבי רווח או הפסד, המיוחס לבעלי יחידות השתתפות וכן תחשב את סכומי הרווח הבסיסי ליחידת השתתפות לגבי רווח או הפסד מפעולות נמשכות, המיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות, במידה שמוצג רווח כזה.

יחידות השתתפות רגילות פוטנציאליות נכללות בחישוב הרווח המדולל ליחידת השתתפות אם השפעתן מדללת את הרווח ליחידת השתתפות מפעילויות נמשכות. יחידות השתתפות פוטנציאליות שהומרו במהלך התקופה נכללות ברווח המדולל ליחידת השתתפות רק עד למועד ההמרה ומאותו מועד נכללות ברווח הבסיסי ליחידת השתתפות. חלקה של השותפות ברווחי חברות מוחזקות מחושב לפי חלקה ברווח למניה של אותן חברות מוחזקות מוכפל במספר מניות המוחזקות על ידי השותפות.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

יג. עסקאות תשלום מבוסס מניות

עובדים של הקבוצה זכאים להטבות בדרך של תשלום מבוסס מניות המסולקות במכשירים הוניים של השותפות (יחידות השתתפות).

עלות העסקאות עם עובדים המסולקות במכשירים הוניים נמדדת לפי השווי ההוגן של המכשירים ההוניים במועד ההענקה. השווי ההוגן נקבע באמצעות שימוש במודל תמחור מקובל.

עלות העסקאות המסולקות במכשירים הוניים מוכרת ברווח או הפסד יחד עם גידול מקביל בהון על פני התקופה שבה תנאי השירות מתקיימים ומסתיימת במועד שבו העובדים הרלוונטיים זכאים לגמול (להלן - תקופת ההבשלה). ההוצאה המצטברת המוכרת בגין עסקאות המסולקות במכשירים הוניים בתום כל מועד דיווח עד למועד ההבשלה משקפת את מידת חלוף תקופת ההבשלה ואת האומדן הטוב ביותר של הקבוצה לגבי מספר המכשירים ההוניים שיבשילו בסופו של דבר.

הוצאה בגין הענקות שאינן מבשילות בסופו של דבר אינה מוכרת, למעט הענקות שההבשלה שלהן תלויה בתנאי שוק אשר מטופלות כהענקות שהבשילו ללא קשר לקיום תנאי השוק, בהנחה שכל שאר תנאי ההבשלה התקיימו.

כאשר השותפות מבצעת שינויים בתנאים של הענקה המסולקת במכשירים הוניים, מוכרת הוצאה נוספת מעבר להוצאה המקורית שחושבה בגין כל שינוי המגדיל את השווי ההוגן הכולל של התגמול המוענק או שמיטיב עם העובד לפי השווי ההוגן במועד השינוי.

ביטול הענקה המסולקת במכשיר הוני, מטופלת כאילו הבשילה לתאריך הביטול וההוצאה שטרם הוכרה בגין ההענקה מוכרת מיידית. עם זאת, אם ההענקה שבוטלה מוחלפת בהענקה חדשה ומיועדת כהענקה תחליפית לתאריך בו הוענקה, ההענקה המבוטלת וההענקה החדשה תטופלנה שתיהן כשינוי של ההענקה המקורית כמתואר לעיל.

יד. עלויות אשראי

הקבוצה מהוונת עלויות אשראי הקשורות לפיתוח נכסי נפט וגז אשר נדרשת תקופת זמן משמעותית לפיתוחם, לשימושם המיועד או מכירתם.

היוון עלויות האשראי מתחיל במועד שבו הוצאו עלויות בגין הנכס עצמו, התחילו הפעולות להכנת הנכס ונגרמו עלויות אשראי, ומסתיים כאשר הושלמו מהותית כל הפעולות להכנת הנכס הכשיר לשימוש המיועד או למכירתו. הסכום של עלויות האשראי המהוון בתקופת הדיווח כולל עלויות אשראי ספציפיות ועלויות אשראי שאינן ספציפיות על פי שיעור היוון משוקלל. עלויות אשראי אחרות נזקפות עם התהוותן להוצאות מימון ברווח או הפסד.

באור 3: - גילוי לתקני IFRS חדשים בתקופה שלפני יישומם

א. תקן דיווח כספי בינלאומי 18, הצגה וגילוי בדוחות כספיים

בחודש אפריל 2024 פרסם המוסד הבינלאומי לתקינה בחשבונאות (IASB) את תקן דיווח כספי בינלאומי 18 (IFRS 18), הצגה וגילוי בדוחות כספיים (להלן: "התקן החדש") אשר מחליף את תקן חשבונאות בינלאומי 1 (IAS 1), הצגת דוחות כספיים (להלן: "IAS 1").

מטרת התקן החדש הינה לשפר את יכולת ההשוואה והשקיפות בדוחות הכספיים.

התקן החדש יכלול דרישות קיימות של IAS 1 ודרישות חדשות להצגה בדוח רווח או הפסד לרבות הצגת סכומים וסיכומי משנה אשר נדרשים בהתאם לתקן החדש, מתן גילוי על מדדי ביצוע המוגדרים על ידי ההנהלה (management-defined performance measures) ודרישות חדשות להקבצה ופיצול של מידע פיננסי.

התקן החדש אינו משנה את הוראות ההכרה והמדידה של פריטים בדוחות הכספיים. עם זאת, מאחר ופריטים בדוח רווח או הפסד יצטרכו להיות מסווגים לאחת מחמש קטגוריות (פעילות תפעולית, פעילות השקעה, פעילות מימון, מסים על הכנסה ופעילות שהופסקה) הוא עשוי לשנות את הרווח התפעולי של הישות. כמו כן, פרסום התקן החדש גרם לתיקונים בהיקף מצומצם לתקני חשבונאות נוספים אשר ביניהם IAS 7, דוח על תזרימי מזומנים ו-IAS 34, דיווח כספי לתקופות ביניים.

התקן החדש ייושם למפרע החל מתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר, 2027 או לאחריו. ישום מוקדם אפשרי, תוך מתן גילוי.

השותפות בוחנת את השפעת התקן החדש, לרבות השפעת התיקונים לתקני חשבונאות נוספים כתוצאה מהתקן החדש, על הדוחות הכספיים המאוחדים.

באור 4: - עיקרי האומדנים וההנחות בעריכת הדוחות הכספיים

להלן ההנחות העיקריות שנעשו בדוחות הכספיים בקשר לאי הוודאות לתאריך הדיווח ואומדנים קריטיים שחושבו על ידי השותפות ואשר שינוי מהותי באומדנים ובהנחות עשוי לשנות את ערכם של נכסים והתחייבויות בדוחות הכספיים בשנה העוקבת:

א. הפחתת נכסי נפט וגז

השקעות בנכסי נפט וגז מופחתות לדוח רווח או הפסד בהתאם לשיטת יחידות הייצור (units of production method) על בסיס כמות ההפקה בפועל במהלך התקופה ביחס לסך הרזרבות המוכחות והצפויות (Proved and Probable) כפי שהוערכו על ידי מומחה חיצוני. במסגרת חישוב הפחתה של נכסי הנפט והגז בהתבסס על סך הרזרבות המוכחות והצפויות מביאה הקבוצה בחשבון גם את הסכום העתידי (בערכים לא מהוונים) של ההשקעות הנדרשות לשם הפקתן של אותן כמויות. אומדן רזרבות הנפט והגז המוכחות והצפויות משמש בקביעת שיעור הפחתת הנכסים אשר משמשים את הפעילות במהלך התקופה המדווחת. הפחתת ההשקעות (בהתחשב גם בעלויות עתידיות צפויות לצורך הפקת הרזרבות המוכחות והצפויות) הקשורות לגילוי והפקה של רזרבות נפט וגז מוכחות וצפויות נעשית בשיטת האזילה, לפיה בכל תקופה חשבונאית מופחתים הנכסים בשיעור הנקבע על פי כמות יחידות הנפט והגז שהופקו בפועל מחולק ברזרבות הנפט והגז המוכחות והצפויות שנותרו על פי הערכות. כמות הרזרבות של הנפט והגז המוערכת במאגרים המפיקים בתקופה המדווחת, וכן העלויות העתידיות הצפויות, נקבעות מדי שנה, בין היתר, על פי חוות דעת של מומחים חיצוניים להערכת רזרבות של מאגרי נפט וגז.

באור 4: - עיקרי האומדנים וההנחות בעריכת הדוחות הכספיים (המשך)

א. הפחתת נכסי נפט וגז (המשך)
הערכה של הרזרבות המוכחות והצפויות וכן העלויות העתידיות הצפויות על פי העקרונות הנ"ל הינו תהליך סובייקטיבי והערכות של מומחים שונים עשויות לעיתים להיות שונות באופן מהותי. לאור המהותיות של הוצאות ההפחתה יכולה להיות לשינויים המתוארים לעיל, השפעה מהותית על תוצאות הפעולות והמצב הכספי של השותפות (לרבות בקשר עם בחינת ירידת ערך נכסי גז ונפט).

ב. בחינת ירידת ערך נכסי חיפוש והערכה ונכסי נפט וגז

נכסי חיפוש, הערכה ופיתוח אינם מופחתים באופן שיטתי, נכסים אלה נבחנים לירידת ערך כאשר עובדות ונסיבות עשויות להעיד על כך שערכם בספרים עולה על סכום בר השבה המיוחס להם.

קביעת סכום בר השבה של נכסי חיפוש והערכה ונכסי נפט וגז נעשית באמצעות הוון תזרימי מזומנים חזויים, וכוללת הנחות ואומדנים שונים לגבי מחירי המכירה הצפויים, כמות הבארות ששימשו להפקה, עלויות ההפקה וקביעת שיעורי ההיוון. שינוי בהנחות ואומדנים כאמור עשוי להשפיע על סכום בר השבה של נכסי חיפוש, הערכה ופיתוח השונים.

ג. מחויבות בגין סילוק נכסים

השותפות מכירה בנכס ובמקביל בהתחייבות בגין מחויבותה לסילוק נכסי נפט וגז בתום השימוש בהם. עיתוי וסכום המשאבים הכלכליים הדרושים לסילוק המחויבות נבחן מדי תקופה לצורך בחינת נאותותם.

ד. נכסי מסים נדחים

נכסי מיסים נדחים מוכרים בגין הפסדים מועברים לצורכי מס ובגין הפרשים זמניים ניתנים לניכוי, שטרם נוצלו, אם צפוי שתהיה הכנסה חייבת עתידית שכנגדה ניתן יהיה לנצלם. נדרש אומדן של ההנהלה על מנת לקבוע את סכום נכס המיסים הנדחים שניתן להכיר בו בהתבסס על העיתוי, סכום ההכנסה החייבת במס הצפויה אשר כנגדה ניתן יהיה לנצל הפסדים מועברים, מקורה ואסטרטגיית תכנון המס. בהתאם לשינויים בהנחות אלו, השותפות יוצרת או מבטלת הכרה בנכס מס נדחה.

באור 5: - מזומנים ושווי מזומנים

31 בדצמבר	
2024	2025
אלפי דולר	
85,583	83,528
33,246	508,378
118,829	591,906

מזומנים למשיכה מיידית
שווי מזומנים - פקדונות לזמן קצר (1)

סה"כ

(1) הפקדונות מוחזקים בתאגידים בנקאיים. ליום 31 בדצמבר, 2025 נושאים ריבית בשיעור שנתי ממוצע של כ- 4.0% (ליום 31 בדצמבר 2024: 4.1%).

באור 6: - השקעות לזמן קצר

31 בדצמבר	
2024	2025
אלפי דולר	

		א. פקדונות בתאגידים בנקאיים
1,252	-	פקדונות לזמן קצר בתאגידים בנקאיים (*)
18,116	42,515	פקדונות ומזומנים מוגבלים (**)
19,368	42,515	סה"כ פקדונות בתאגידים בנקאיים

ב. נכסים פיננסיים הנמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד

		קרנות נאמנות (אגרות חוב בישראל)
8,929	10,862	
28,297	53,377	סה"כ

- (*) פקדונות בתאגידים בנקאיים. ליום 31 בדצמבר, 2024 נשאו ריבית בשיעור שנתי ממוצע של כ- 4.0%.
- (**) מזומנים ופקדונות מוגבלים בתאגידים בנקאיים. הפקדונות ליום 31 בדצמבר, 2025 נושאים ריבית בשיעור שנתי ממוצע של כ- 4.25% (ליום 31 בדצמבר 2024: 5.3%).

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז

א. הרכב

31 בדצמבר	
2024	2025
אלפי דולר	

		נכסי נפט וגז
1,090,005	1,427,214	1'ד7 פרויקט שננדואה
-	132,967	2'ד7 פרויקט סי-ליון
-	77,440	'ב13 פרויקט סי-ליון (הלוואות ל- RKH)
79,176	91,510	3'ד7 פרויקט בקסקין
31,424	94,757	4'ד7 פרויקט מוניומנט
94,001	88,271	5'ד7 פרויקט דנברי
17,763	21,974	6'ד7 פרויקט נצ'ס
1,098	4,064	7'ד7 פרויקט שננדואה דרום (לשעבר יוקטון)
1,313,467	1,938,197	

		נכסי חיפוש והערכה
33,421	-	2'ד7 פרויקט סי-ליון
17,914	-	'ב12 פרויקט סי-ליון (הלוואות ל- RKH)
5,115	7,901	8'ד7, 10'ד7 אחרים
56,450	7,901	
1,369,917	1,946,098	

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך)

ב. תנועה

סה"כ	נכסי חיפוש והערכה אלפי דולר	נכסי נפט וגז	
972,820	23,568	949,252	<u>עלות</u> יתרה ליום 1 בינואר, 2024
391,352	40,292	351,060	השקעה בנכסים קיימים
(10,336)	(7,410)	(2,926)	עדכון הפרשה בגין מחויבות לסילוק נכסי נפט
82,249	-	82,249	וגז
(1,239)	-	(1,239)	עלויות אשראי שהונו
			גריעה
1,434,846	56,450	1,378,396	יתרה ליום 31 בדצמבר, 2024
570,968	82,261	488,707	השקעה בנכסים קיימים
21,038	-	21,038	עדכון הפרשה בגין מחויבות לסילוק נכסי נפט
81,481	-	81,481	וגז
(99)	(99)	-	עלויות אשראי שהונו
-	(130,711)	130,711	גריעה
			סיווג לנכסי נפט וגז (סי ליון)
2,108,234	7,901	2,100,333	יתרה ליום 31 בדצמבר, 2025
(52,825)	-	(52,825)	<u>פחת, אזילה והפחתות שנצברו</u> יתרה ליום 1 בינואר, 2024
(12,598)	-	(12,598)	אזילה
494	-	494	גריעה
(64,929)	-	(64,929)	יתרה ליום 31 בדצמבר, 2024
(90,685)	-	(90,685)	אזילה
(6,522)	-	(6,522)	ירידת ערך (ראה באור 5'ד7)
(162,136)	-	(162,136)	יתרה ליום 31 בדצמבר, 2025
1,369,917	56,450	1,313,467	<u>עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר, 2024</u>
1,946,098	7,901	1,938,197	<u>עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר, 2025</u>

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך)

ג. פרטים לגבי זכויות השותפות בנכסי נפט וגז

סוג	הזכות בתוקף עד	חלקה של השותפות	תמלוגים למדינה	תמלוגים לאחרים (1)
<u>מפרץ אמריקה</u>				
שננדואה	ימי	(2) HBP	16.67%-12.5%	3%-2%
בקסקין	ימי	(2) HBP	12.5%	1%
מוניומנט	ימי	(3) SOP	18.75%	כ-2.7%
דנברי	יבשתי	(2) HBP	-	כ-18%
נצ'ס	יבשתי	(2) HBP	-	כ-15%
שננדואה דרום	ימי	30.6.2028	18.75%	-
<u>דרום מערב</u>				
<u>האוקיינוס האטלנטי</u>				
סי-ליון	ימי	כניסה לתקופת היתר הפקה (Production Consent) של 35 שנים	9%	-

(1) לא כולל תמלוג על בשיעור של 6% לבעלי המניות בשותף הכללי. לפרטים נוספים ראו באור 18ד'.

(2) מאז שהחלה ההפקה, כל הרישיונות בשטח נכס הנפט הינם בסטטוס Held By Production (HBP), ויוסיפו לעמוד בתוקף כל עוד מתקיימת הפקה. שטחי נכס הנפט בהם קיימת זכות בעלות במינרלים אינם מותנים בקיומה של הפקה, ויוותרו בתוקפם.

(3) SOP – Suspension of Production - במקרה שלא החלה הפקת נפט מהרישיון בתקופת הרישיון (המקורי או המוארך), ניתן לקבל אישור על "השהיית הפקה" (SOP). במסגרת הענקת ה-SOP תיקבע תכנית עבודה מחייבת הכוללת אבני דרך לפיתוח הנכס, ממועד ההענקת ועד לתחילת הפקה. הארכת תוקף הרישיון על בסיס SOP ניתנת לתקופות קצובות בלבד – לרוב, בנות כשנה בכל פעם. כל עוד בעלי הרישיון עומדים בתכנית העבודה, ה-SOP יוארך לתקופה קצובה נוספת עד לתחילת ההפקה.

ד. פעילות השותפות בנכסי נפט וגז

1. שננדואה

א. נכס הנפט שננדואה ממוקם כ- 390 ק"מ דרומית מניו אורלינס, ארה"ב, במים העמוקים מפרץ אמריקה. שטחו הכולל מוערך בכ- 116.9 קמ"ר. במהלך השנים 2018 ו- 2019 השלימה הקבוצה עסקה לרכישת 49% מהזכויות בפרויקט שננדואה.

ביום 25 באוגוסט, 2021 קיבלו השותפים בנכס הנפט שננדואה החלטת השקעה סופית לפיתוח פרויקט שננדואה בתקציב כולל של כ- 1.8 מיליארד דולר (בגין 100% מהזכויות בפרויקט).

ביום 25 ביולי, 2025 החלה הפקה מסחרית של נפט וגז בפרויקט. תחילת ההפקה בפרויקט בוצעה באופן מדורג, מבוקר ובשלב (ramp-up), שכללו פתיחה מבוקרת של בארות ההפקה, ניקוי הבארות וכיול המערכת. בתחילת חודש אוקטובר 2025, הושלם בהצלחה תהליך ה-ramp-up של ארבעת בארות ההפקה שנקדחו במסגרת פיתוח שלב א' של הפרויקט, עם ההגעה לקצב ההפקה של 100,000 חביות נפט ליום (BOPD) / 117,000 חביות נפט אקוויולנטיות ליום (BOEPD).

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך)

ד. פעילות השותפות בנכסי נפט וגז (המשך)

1. שננדואה (המשך)

א. (המשך):

בהתאם לעדכון שמסרה המפעילה בפרויקט, הביצועים בפועל של בארות ההפקה, מתקן הטיפול וההפקה של הפרויקט FPS ושל יתר מערכות ההפקה, הטיפול וההולכה תואמים את ציפיותיה.

עבודות פיתוח שלב א' של הפרויקט כללו קידוח והשלמה של ארבעה קידוחי פיתוח והפקה - SA008, SA009, SA010 ו-SA007, התקנת ציוד וצנרת תת ימיים להולכה, שליטה ובקרה של הנפט והגז מבארות ההפקה למתקן הטיפול וההפקה, הקמת מתקן טיפול והפקה (Floating Production System - להלן FPS) (בעל כושר הפקה וטיפול של כ- 120,000 חביות נפט ליום, 140 מיליון רגל מעוקב גז טבעי ליום ו-40 אלף חביות מים הפקה ליום) והתקנת צנרות יצוא של הנפט והגז ממתקן הטיפול וההפקה וחיבורן לצנרת הולכה ראשית קיימת אל החוף.

המפעילה ושותפי הפרויקט פועלים ליישום שלב ב' לתוכנית הפיתוח של הפרויקט, הכולל בין היתר, הקדמת שלבי ביצוע עתידיים, במטרה לשפר את השאת הערך מהפרויקט תוך ניצול אופטימלי של ה-FPS. שלב ב' בפיתוח הפרויקט כולל את הרכיבים העיקריים שלהלן:

1. הגדלת קיבולת ה-FPS מ-120,000 חביות נפט ליום, לכ-140,000 חביות נפט ליום, שתאפשר מתן מענה להיקפי ההפקה הנוספים משננדואה ומנכסי הנפט מוניומנט ושננדואה דרום. הגדלת קיבולת ה-FPS כאמור, צפויה להסתיים לקראת סוף שנת 2026.

2. קידוח שתי בארות פיתוח והפקה נוספות, כאשר הקידוח החמישי צפוי להתבצע ברבעון הראשון של שנת 2027 והקידוח השישי צפוי להתבצע ברבעון השלישי של שנת 2028.

3. התקנת משאבה בקרקעית הים, אשר תאפשר החל משנת 2028 הגברה של קצב זרימת הנפט מבארות ההפקה ל-FPS וכן הארכת משך ההפקה הצפוי מהן.

תקציב שלב ב' של תוכנית הפיתוח, אשר עתיד לשמש להשקעות ההוניות עד לסוף שנת 2028, מסתכם בכ-753 מיליון דולר (חלק השותפות כ-369 מיליון דולר), מתוכו סך של כ-319 מיליון דולר אושר במועד אישור שלב ב' של תוכנית הפיתוח (חלק השותפות כ-156 מיליון דולר) והיתר יחייב אישור נוסף של שותפי הפרויקט.

ב. ליום 31 בדצמבר 2025, כוללות ההשקעות בפרויקט סך של כ-36 מיליון דולר (לפני ריבית) שישולמו לספקים בשנים 2026-2027.

ג. בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2025, העתודות המוכחות (IP) בשננדואה (100%) נאמדו בכ-158.0 MMBBL של נפט וכ-174.2 BCF של גז טבעי. העתודות המוכחות והצפויות (2P) במאגר נאמדו בכ-335.1 MMBBL של נפט וכ-376.1 BCF של גז טבעי.

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך)

ד. פעילות השותפות בנכסי נפט וגז (המשך)

2. פרויקט סי-ליון

נכס הנפט Sea-Lion ממוקם כ-220 ק"מ צפונית לאיי פוקלנד, בדרום מערב האוקיינוס האטלנטי. שטחו של נכס הנפט (תגלית סי ליון והרישונות הסמוכים) הכולל מוערך בכ- 4,947 קמ"ר. במהלך שנת 2022 השלימה הקבוצה עסקה לרכישת 65% מהזכויות בפרויקט והיא מפעילת הפרויקט.

נכס הנפט סי ליון כולל מספר מאגרים אשר פיתוחם מתוכנן להתבצע בשלבים לפי שלושה אזורי פיתוח (אזור פיתוח צפוני, מרכזי ודרומי). הפיתוח הראשוני יהיה של אזור הפיתוח הצפוני (Noth Development Area - NDA). המפעילה, Navitas Petroleum Development and Production Ltd, חברה בת בבעלות מלאה של השותפות בשרשרת (להלן - NPDP), גיבשה תכנית פיתוח מדורגת המאפשרת הפחתה בעלויות ההקמה עד לתחילת ההפקה והכוללת בשלב זה חמישה שלבי פיתוח וקידוח של 64 בארות.

לפרטים נוספים אודות עסקת רכישת נכס הנפט ראו באור 13' להלן.

ביום 10 בדצמבר, 2025, קיבלו השותפות בפרויקט החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח שלב א', בתקציב כולל של כ- 1.8 מיליארד דולר (בגין 100% מהזכויות בפרויקט).

החלטת ההשקעה הסופית התקבלה בהמשך לקבלת האישור הסופי מממשלת פוקלנד לתכנית הפיתוח המפורטת לפרויקט - (FDP) Field Development Plan (תכנית פיתוח אשר כוללת את שני שלבי הפיתוח הראשונים בלבד (23 בארות מתוך 64 בארות בסך הכל)) וחתימה על הסכם הגנת השקעות (IPA).

בהתאם לתכנית הפיתוח, ההפקה משלב א' של הפרויקט צפויה להתבצע באמצעות מתקן הפקה אחסון ופריקה צף - (FPSO) Floating Production Storage and Offloading בעל כושר הפקה של כ- 55,000 חביות נפט ליום (100%). השותפות מקדמת חלופות לפיתוח יתרת המשאבים בנכס הנפט, שאינם כלולים בתכנית הפיתוח, כאשר ההפקה במסגרת שלבי הפיתוח הבאים יכול שתבוצע בשילוב FPSOs אחרים, אשר יאפשרו הגדלת היקף ההפקה לעד כ-200,000 חביות נפט ליום.

ראה באור 13' בדבר הסכמים עיקריים בקשר עם פיתוח הפרויקט.

להערכת השותפות, ובהתבסס על המודל הבנקאי, עלויות ההקמה של שלב א' בפיתוח הפרויקט יסתכמו בכ- 1.8 מיליארד דולר (עלויות אלו כוללות גם הפקדת כריות לתשלומי ריבית וחריגות בתקציב, ככל שתהיינה). בהמשך להסכם למתן הלוואות שנחתם עם חברות בנות של RKH, כאמור בבאור 13' להלן, השותפות נדרשת להעמיד הלוואה דולרית ללא ריבית בגובה 2/3 מחלקה של בעלת הרישיון מטעם RKH בהון הנדרש לפיתוח שלב א', אשר תיפרע מ-85% מהתזרים החופשי של הלוואה מטעם RKH משלב א' של הפרויקט. סך ההון העצמי שתעמיד השותפות בגין חלקה בפיתוח הפרויקט צפוי לעמוד על כ-743 מיליון דולר (כולל רכיב ההלוואה ל-RKH), וזאת בהתאם למודל הבנקאי העדכני ובהמשך לחתימה על ההסכמים המסחריים.

בחודש ספטמבר 2025, אישרה האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות חלק מגיוס ההון העצמי הנדרש לטובת הפרויקט בדרך של הצעות לא אחידות לניצעים מוסדיים (עם אפשרות לביצוע הצעות אחידות לציבור), וזאת בנוסף למקורות נוספים של הון ומימון קיימים ומתוכננים, אשר יהיו ברשותה לצורך ההשקעה בפרויקט.

בהמשך לאישור האסיפה כאמור, השותפות השלימה ביום 9 בספטמבר, 2025 הנפקה של 12,600,000 יחידות השתתפות ו- 4,284,000 כתבי אופציה (סדרה 6) בתמורה מיידית (ברוטו) של כ-1,228.5 מיליון ש"ח (כ-368.4 מיליון דולר) (לפרטים נוספים בדבר ההנפקה האמורה ראה באור 14' להלן).

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך)

ד. פעילות השותפות בנכסי נפט וגז (המשך)

2. פרויקט סי-ליון (המשך)

החלטת ה-FID התקבלה לאחר שהתקיימו כל התנאים המוקדמים לסגירה פיננסית (CLOSING) של הסכמי מימון פרויקטלי לצורך מימון פיתוח שלב א' של הפרויקט, שנחתמו בחודש דצמבר 2025, בין NPDP ו-RKH לבין המממנים. לאור זאת סווגו ההשקעות לנכסי נפט וגז חלף נכסי חיפוש והערכה. לפרטים אודות הסכם המימון הפרויקטלי ראו באור 10ב'.

בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2025, העתודות המוכחות (1P) בפרויקט סי ליון (100%) נאמדות בכ- MMBBL 230.7 של נפט וכ- BCF 73.1 של גז טבעי. העתודות המוכחות והצפויות (2P) במאגר (100%) נאמדות בכ- MMBBL 313.8 של נפט וכ- BCF 107.4 של גז טבעי. בנוסף, האומדן הטוב ביותר של המשאבים המותנים (2C) בפרויקט סי ליון (100%) מוערך בכ- MMBBL 603.2 של נפט ו- BCF 1949.1 של גז טבעי.

3. פרויקט בקסקין

נכס הנפט בקסקין ממוקם כ-267 מייל דרום מערבית לנוו אורלינס, ארה"ב, במים העמוקים של מפרץ אמריקה. שטחו הכולל מוערך בכ-151.5 קמ"ר. במהלך שנת 2017 השלימה הקבוצה שתי עסקאות לרכישת 7.5% מהזכויות בפרויקט בקסקין, תגלית נפט וגז.

בחודש יוני 2019 הסתיים פיתוח שלב וא' והחלה הפקת הנפט משתי בארות במאגר הצפוני. מפעילת הפרויקט גבשה תכנית פיתוח אחודה למאגר הצפוני והדרומי של נכס הנפט, המבוססת על חיבור לתשתיות ההולכה והטיפול הקיימות בפלטפורמת ההפקה Lucius וצנרת ההולכה ממנה לחוף, תוך ניצול מלוא קיבולת הטיפול הזמינה.

החל משנת 2022 ועד לשנת 2025 נקדחו בפרויקט 5 קידוחים נוספים (מתוכם 3 קידוחי פיתוח והפקה ו-2 קידוחי הערכה ואימות) כאשר פעולות ההשלמה בקידוח האחרון (קידוח הפיתוח החמישי במאגר הצפוני) הסתיימו לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודש ינואר, 2026. ההפקה מקידוח זה צפויה להתחיל בחודש אפריל, 2026.

בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2025, העתודות המוכחות (1P) בבקסקין (100%) נאמדות בכ- MMBBL 175.6 של נפט וכ- BCF של גז טבעי. העתודות המוכחות והצפויות (2P) במאגר נאמדות בכ- MMBBL 280.1 של נפט וכ- BCF 62.9 של גז טבעי. בנוסף, האומדן הטוב ביותר של המשאבים המותנים (2C) בבקסקין (100%) מוערך בכ- MMBBL 69.2 של נפט ו- BCF 24.7 של גז טבעי.

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך)

ד. פעילות השותפות בנכסי נפט וגז (המשך)

4. פרויקט מוניומנט

נכס הנפט מוניומנט ממוקם כ-415 ק"מ דרום מערבית לניו אורלינס, ארה"ב, במים העמוקים של מפרץ אמריקה, כ-27 ק"מ דרומית לפרויקט שננדואה (להלן - מוניומנט או נכס הנפט). שטחו הכולל מוערך בכ- 93 קמ"ר. במהלך השנים 2023 ו- 2024 השלימה הקבוצה עסקה לרכישת 28.57% מהזכויות בפרויקט מוניומנט.

נכס הנפט מוניומנט הינו תגלית מוכחת הנמצאת כ-27 קילומטרים דרומית לפרויקט שננדואה (להלן - מוניומנט או נכס הנפט).

ביום 15 ביולי, 2023, התקשרה השותפות באמצעות חברה בת בבעלות המלאה, ShenHai LLC (להלן - ShenHai), יחד עם יתר שותפי שננדואה בהסכם מחייב למתן שירותי הפקה וטיפול לנפט וגז טבעי שיופקו ממוניומנט וזאת באמצעות פלטפורמת ההפקה הצפה (להלן - FPS) של פרויקט שננדואה (להלן - שירותי ההפקה והטיפול). שירותי ההפקה והטיפול יינתנו לאורך חיי נכס הנפט.

לפרטים נוספים אודות עסקת הרכישה וההסכם למתן שירותי ההפקה והטיפול ראו באור 12' להלן.

ביום 1 במרס, 2024, התקבלה החלטת השקעה סופית (FID) Final Investment Decision לפיתוח פרויקט מוניומנט. במסגרת ה- FID אושר תקציב ראשוני לפיתוח הפרויקט, שההפקה ממנו תבוצע באמצעות מתקן ההפקה והטיפול (FPS) של פרויקט שננדואה, בסך של כ- 259 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ- 74 מיליון דולר). סך התקציב המוערך הכולל לפיתוח הפרויקט מסתכם בכ- 855 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ- 244 מיליון דולר).

להערכת מפעילת הפרויקט, קדיחת שני קידוחי הפיתוח וההפקה בפרויקט צפויה להתחיל בחודש אפריל 2026 כאשר ההפקה מהקידוח הראשון צפויה עד לסוף שנת 2026.

לפרטים בדבר הסכם למימון הפרויקט ראו באור 8'ד.

בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2025, העתודות המוכחות (1P) בפרויקט מוניומנט (100%) נאמדו בכ- 62.5 MMBBL של נפט וכ- 34.6 BCF של גז טבעי. העתודות המוכחות והצפויות (2P) במאגר נאמדו בכ- 103.7 MMBBL של נפט וכ- 59.1 BCF של גז טבעי.

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך)

ד. פעילות השותפות בנכסי נפט וגז (המשך)

5. פרויקט דנברי

שדות דנברי כוללים 4 שדות נפט יבשתיים מפיקים: Thompson, Manvel, East Hastings ו- Webster, הנמצאים במדינת טקסס, ארה"ב (להלן - נכסי דנברי). בחודש מרס, 2020, השלימה השותפות עסקה לרכישת 50% מהזכויות בנכסי דנברי.

בשנת 2025, השותפות רשמה ירידת ערך בגין נכסי Manvel ו- East Hastings בסך כולל של כ- 6.5 מיליון דולר.

בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2025, העתודות המוכחות (1P) של פרויקט דנברי (100%) נאמדו בכ- 15.2 MMBBL של נפט וכ- 11.5 BCF של גז טבעי. העתודות המוכחות והצפויות (2P) של פרויקט דנברי (100%) נאמדו בכ- 19.3 MMBBL של נפט וכ- 13.4 BCF של גז טבעי.

6. נצ'ס

שדה הנפט נצ'ס הינו שדה נפט יבשתי מפיק, המשתרע על שטח של כ- 38 קמ"ר, וממוקם במזרח טקסס (להלן - פרויקט נצ'ס). בחודש יולי, 2019 השותפות רכשה את מלוא זכויותיה של המוכרת בפרויקט נצ'ס וכן המחברים הנמצאים בשטח הפרויקט הכוללים את מתקני ההפקה והצנרת. שיעור החזקותיה הממוצע של השותפות ברישיונות הפרויקט הינו כ- 98% והיא משמשת כמפעילה בנכס הנפט.

בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2025, העתודות המוכחות (1P) של פרויקט נצ'ס (100%) נאמדו בכ- 2.5 MMBBL של נפט וכ- 2.2 BCF של גז טבעי. העתודות המוכחות והצפויות (2P) של פרויקט נצ'ס (100%) נאמדו בכ- 3.8 MMBBL של נפט וכ- 3.1 BCF של גז טבעי.

7. שננדואה דרום

נכס הנפט שננדואה דרום כולל רישיון אחד, הממוקם בסמוך לנכס הנפט שננדואה, דרום מערבית לניו אורלינס, ארה"ב, במים העמוקים של מפרץ אמריקה ושטחו הכולל משתרע על שטח של כ- 23.3 קמ"ר. במהלך השנים 2018 ו- 2019 השלימה הקבוצה שתי עסקאות לרכישת 41.85% מהזכויות בפרויקט

בין השנים 2012-2014 התגלתה בשטח הרישיון תגלית נפט. בכוונת השותפות לפתח את נכס הנפט כשלב עתידי של פרויקט שננדואה, אשר במסגרתו שותפי שננדואה דרום יקבלו שירותי טיפול והולכה מהפלטפורמה אשר תשמש את נכס הנפט שננדואה.

ביום 25 ביולי, 2025, קיבלו שותפי הפרויקט החלטת השקעה סופית (להלן - FID) לפיתוח פרויקט שננדואה דרום.

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך)

ד. פעילות השותפות בנכסי נפט וגז (המשך)

7. שננדואה דרום (יוקטן) (המשך)

במסגרת ה-FID אושר תקציב ראשוני לפיתוח הפרויקט, בסך של כ- 184 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ- 77 מיליון דולר). סך התקציב המלא המוערך לפיתוח הפרויקט מסתכם ב- 713 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ- 299 מיליון). בנוסף, נחתם הסכם לקבלת שירותי הפקה וטיפול לאורך חיי הפרויקט באמצעות ה-FPS של פרויקט שננדואה. בעקבות ה-FID התקיימו ההתניות הנוגעות לשינוי סיווג של משאבים מותנים בפרויקט לעתודות. סך התקציב המלא המוערך לפיתוח הפרויקט מסתכם בכ- 713 מיליון דולר (חלק השותפות עומד על כ- 299 מיליון דולר). פיתוח הפרויקט יכלול קידוח של שתי בארות פיתוח והפקה שיחברו ל-FPS של פרויקט שננדואה. הקידוח הראשון צפוי להתחיל ברבעון הראשון של שנת 2028, והקידוח השני צפוי להתחיל ברבעון הראשון של שנת 2029. להערכת מפעילת הפרויקט BOE Exploration & Production, LLC, ההפקה מהבאר הראשונה בפרויקט תחל במהלך הרבעון השלישי של שנת 2028.

בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2025, העתודות המוכחות (1P) של פרויקט שננדואה דרום (100%) נאמדו בכ- 19.6 MMBBL של נפט וכ- 13.4 BCF של גז טבעי. העתודות המוכחות והצפויות (2P) של פרויקט שננדואה דרום (100%) נאמדו בכ- 41.7 MMBBL של נפט וכ- 28.3 BCF של גז טבעי.

8. בלוק 7 (קנדה)

בחודש נובמבר, 2016 זכתה השותפות, ביחד עם קבוצת דלק בע"מ (להלן - קבוצת דלק), במכרז לרישיון אקספלורציה בים באזור מזרח Newfoundland בקנדה. השותפים בקידוח התחייבו להשקיע יחד 48 מיליון דולר קנדי (כ- 36 מיליון דולר ארה"ב), חלק השותפות בהתחייבות להשקעה היה כ- 10.8 מיליון דולר ארה"ב (30%), מתוך זה התחייבה השותפות להעמיד ערבות בסך של כ- 3.6 מיליון דולר קנדי (כ- 2.7 מיליון דולר ארה"ב). הערבות תשוחר בגובה של עד 33% מההשקעות בפועל כמוגדר ברישיון. הרישיון ניתן לתקופה של שש שנים עם אפשרות להארכה בשלוש שנים נוספות. בתום התקופה יפקע הרישיון והשטחים הכלולים בו יוחזרו, למעט אותם שטחים בהם תוכרז תגלית, ככל שתוכרז, ויתקבל בגינה רישיון תגלית או פיתוח. בחודש דצמבר 2023 שילמה השותפות סך של כ- 2.5 מיליון דולר קנדי (כ- 1.8 מיליון דולר) עבור התחייבות להשקעה בקידוח בשנת 2023.

בחודש ינואר 2024 פג תוקף הרישיון ובהתאם הכירה השותפות בשנת 2023 בהפסד בסך של כ- 5.5 מיליון דולר ארה"ב בגין מלוא ההשקעות שהתהוו בגין נכס זה. ההפסד נכלל במסגרת סעיף גריעת נכסי חיפוש והערכה בדוח על הרווח הכולל.

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך)

ד. פעילות השותפות בנכסי נפט וגז (המשך)

9. PL001 הסמוך לתגלית סי-ליון שבאיי פוקלנד

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 27 בפברואר 2026 חתמה השותפות עם JHI Associates Inc. (חברה פרטית המאוגדת בקנדה) (להלן - JHI), על הסכם לרכישת 65% מהזכויות ברישיון PL001 הסמוך לתגלית סי-ליון (להלן - הרישיון) והינה מפעילת הרישיון.

בדומה לרישיונות הסמוכים הנוספים לפרויקט סי-ליון בהם מחזיקה השותפות, גם רישיון זה, ככל שתמצא בו תגלית, יכול שיפותח, בין היתר, בדרך של חיבור (Tie-back) לצנרת ההפקה ולמתקני ההפקה והאחסנה הצפים (FPSO), שימשו בשלבים השונים בפרויקט סי-ליון.

השותפות תעמיד ל-JHI הלוואה בגין חלקה בעלויות בקשר לעבודות אפשריות ברישיון (כולל, ככל שיהיו, קידוח אקספלורציה ובמקרה של תגלית - קידוח הערכה), ועלויות נלוות, וזאת עד לתקרה מצטברת של 14 מיליון דולר. סכומים אלו יישאו ריבית ויוחזרו לשותפות מ-85% מהתזרים החופשי של JHIF מההפקה מהרישיון, ככל שתהיה. כמו כן השותפות תישא בהחזר עלויות עבר של JHIF.

מועד הפקיעה הנוכחי של הרישיון הינו 31 בדצמבר, 2026. הסכם הרכישה קובע כי במידה שהרישיון יוארך לתקופה של לפחות חמש שנים ותנאי ההארכה יחייבו ביצוע קידוח אקספלורציה, וככל שהשותפות כמפעילה לא תתחיל בפעולות קידוח או לא תתקשר בהסכם מהותי עם קבלן לצורך ביצוע הקידוח עד 18 חודשים לפני המאוחר מבין מועד פקיעת הרישיון המוארך או המועד האחרון לביצוע הקידוח, על פי תנאי הרישיון JHIF, תהא זכאית לקבל בחזרה את הזכויות הנרכשות ללא תמורה.

10. נכסי חיפוש והערכה

בשנים 2024 ו-2025, השותפות השקיעה, באמצעות חברה בת סך של כ- 3.6 מיליון דולר ברישיון אקספלורציה ימי בפיליפינים.

באור 8: - סכומים מוגבלים

31 בדצמבר		באור	
2024	2025		
אלפי דולר			
13,697	-	10'ג	סכומים שגוייסו להעמדת הלוואה לפרויקט שנדוואה (*)
6,802	-	10'ד	סכומים לשירות הלוואות למימון חוב פרויקט דנברי (**)
1,625	1,680		כריות לטובת נאמן למחזיקי אגרות חוב
22,124	1,680		סה"כ

(*) בעיקר פקדונות בתאגיד בנקאי הנושאים ריבית ליום 31 בדצמבר, 2024 בשיעור שנתי ממוצע של כ- 4.9%.

(**) פקדון בתאגיד בנקאי הנושא ריבית ליום 31 בדצמבר, 2024 בשיעור שנתי ממוצע של כ- 4.5%.

באור 9: - זכאים ויתרות זכות

31 בדצמבר		
2024	2025	
אלפי דולר		
1,353	3,375	בעלי עניין (כולל תמלוגי על)
454	15,285	תמלוגים למדינה ולאחרים
15,898	95,832	התחייבויות למפעילות הפרויקטים
6,565	15,113	הוצאות לשלם
898	8,443	זכאים אחרים
-	52,548	פרמיות בגין עסקאות גידור
3,263	7,451	מסים לשלם
28,431	198,047	סה"כ

באור 10: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים

התחייבויות לא שוטפות ליום 31 בדצמבר		התחייבויות שוטפות ליום 31 בדצמבר		מטבע	
2024	2025	2024	2025		
אלפי דולר					
28,631	-	9,703	29,109	דולר	מימון פרויקטלי הלוואות למימון פרויקט דנברי ^(ד)
334,154	247,932	61,043	160,760	דולר	הלוואות למימון פרויקט שננדואה ^(ג)
38,900	97,658	-	-	דולר	אשראי ממוסד פיננסי ^(ה)
401,685	345,590	70,746	189,869		

א. התקשרות בהסכם מימון מבוסס עתודות (להלן - RBL)

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 19 בינואר, 2026 התקשרה Navitas Petroleum Holdings, LLC, חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות (להלן - הלווה), בהסכם RBL (Reserves Based Lending), להעמדת מסגרת אשראי מתחדשת, בהיקף כולל של 1.35 מיליארד דולר. ביום 21 בינואר, 2026 השולמה הסגירה הפיננסית של ההסכם והשותפות משכה את מלוא מסגרת המימון. המימון הועמד על ידי קונסורציום של בנקים ומוסדות פיננסיים זרים וישראלים (להלן - ההסכם, המלווים ו-מסגרת המימון, בהתאמה).

תמורת ההלוואה שימשה, בין היתר, לפירעון החובות והמכשירים הפיננסיים הבאים: (1) המימון הפרויקטלי לפיתוח פרויקט שננדואה (שיתרת הקרן והריבית שלו הייתה כ- 433 מיליון דולר) (ראה באור 10' להלן), וכן אגרות החוב (סדרה ג') של השותפות בהיקף של 274,989,000 ש"ח ע.ג. (כ- 88 מיליון דולר) (ראה באור 11' להלן); (2) אגרות החוב (סדרה ה') של השותפות בהיקף של 500,000,000 ש"ח ע.ג. (כ- 160 מיליון דולר) (ראה באור 11' להלן); (3) פדיון מניות בכורה בלווה שהוקצו לגוף מוסדי במסגרת העמדת סכום להון העצמי של הלווה לפיתוח פרויקט שננדואה (ראה באור 12' להלן); ו- (4) מסגרת אשראי בהיקף של 100 מיליון דולר שנטלה חברה בת של השותפות (ראה באור 10' להלן).

באור 10: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים (המשך)

א. התקשרות בהסכם מימון מבוסס עתודות (להלן - RBL) (המשך)

מסגרת המימון היא מסוג "אשראי מתחדש" (Revolving Credit Facility), כך שהחל ממועד הסגירה הפיננסית ועד לחודש ימים לפני מועד הפירעון הסופי (כפי שמתואר להלן), רשאית הלווה לחזור ולמשוך הלוואה שנמשכה ונפרעה, למעט משיכה מחודשת של סכומים שנפרעו בשל חובת פירעון מוקדם והם לא ניתנים למשיכה על פי תנאי ההסכם.

מסגרת המימון הכוללת תופחת בהדרגה, בשיעורים קבועים מראש, בכל 31 במרס ו-30 בספטמבר (החל מיום 31 במרס 2027) עד למועד הפירעון הסופי ביום 30 בספטמבר 2032 (או במועד בו יתרת העתודות הצפויה בנכסי הנפט המשועבדים תרד מתחת לרף שנקבע בהסכם, לפי המוקדם מבניהם) (להלן - מועד הפחתת מסגרת המימון).

ההסכם כולל מנגנון "אקורדיון" לפיו הלווה רשאית, בכל עת בתקופה של 36 חודשים לאחר מועד הסגירה הפיננסית, לבקש הגדלה של ההתחייבויות בסכום מצטבר של עד 500 מיליון דולר. מלווים קיימים או חדשים יכולים להיענות לבקשת ההגדלה, והגדלה תהיה כפופה, בין היתר, לכך שבמועד ההגדלה לא מתקיים אירוע הפרה ולא קיים אירוע הפרה פוטנציאלי שעתידי להתרחש בעקבות ההגדלה וכן שמירה על עמידה ביחסים פיננסיים.

בכפוף לעמידה בתנאים המתלים למשיכות כמפורט בהסכם, תוכל הלווה למשוך הלוואות ממסגרת המימון (בהיקפה כפי שיהיה במועד המשיכה) ממועד הסגירה ועד חודש לפני מועד הפירעון הסופי (להלן - תקופת הזמינות ו-ההלוואות, בהתאמה).

הסכום המקסימלי אותו תוכל הלווה למשוך בפועל יהיה הסכום הנמוך מבין: (א) הסכום הכולל של התחייבויות המלווים באותה העת; ו- (ב) סכום הבסיס להלוואה כהגדרתו להלן (Borrowing Base Amount) (להלן - הסכום המקסימלי למשיכה).

בהתאם לתנאי ההסכם, תוכל השותפות לשעבד נכסי נפט וגז נוספים בבעלותה בארה"ב כך שיכללו תחת נכסי הנפט המשועבדים ובכך להגדיל את הסכום המקסימלי למשיכה, וזאת באישור רוב מיוחד של המלווים.

סכום הבסיס להלוואה - יעודכן וייקבע מחדש מעת לעת באופן תקופתי (redetermination) בכל 30 בספטמבר ו-31 במרס (החל מיום 30 בספטמבר 2026) ועד למועד הפירעון הסופי על ידי המלווים בהתבסס על המודל הבנקאי, אשר יהיה הנמוך בין ה- NPV (Project Life) חלקי 1.5 ל- NPV (Loan Life) חלקי 1.3. כמו כן סכום הבסיס להלוואה עשוי להתעדכן גם במועדי ביניים, באמצעות אימוץ מודל בנקאי מעודכן, במקרים מוגדרים בהסכם (בין היתר, כאשר קיימת אינדיקציה להפחתה מהותית בסכום הבסיס להלוואה ו/או לקיומה של חריגה מסכום הבסיס להלוואה, וכן בקשר עם שינויים בנכסי בסיס ההלוואה), ובמועד הביניים שייקבע לכך.

ההלוואות תישאנה, החל ממועד העמדתן, ריבית שנתית משתנה המבוססת על ריבית CME Term SOFR בתוספת מרווח שנתי מדורג כדלקמן: (1) 4.25% עד לתום שנתיים ממועד החתימה על ההסכם; (2) 4.50% מתום שנתיים ועד לתום ארבע שנים ממועד החתימה; ו- (3) 4.75% החל מתום ארבע שנים ממועד החתימה ואילך.

הריבית תשולם בסוף כל תקופת ריבית הנקבעת לתקופות של חודש, 3 חודשים או 6 חודשים (לבחירת הלווה).

ההסכם קובע גם ריבית פיגורים בגין אי תשלום במועד בשיעור של 2% מעל הריבית הרלוונטית.

באור 10: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים (המשך)

א. התקשרות בהסכם מימון מבוסס עתודות (להלן - RBL) (המשך)

במועד העמדת כל הלוואה הלווה רשאית לקבוע ביחס אליה תקופת ריבית, אשר בסימה ישולמו הן הקרן והן הריבית בגין אותה הלוואה. הלווה רשאית לבחור תקופת ריבית של חודש, שלושה חודשים או שישה חודשים (או תקופה אחרת בהסכמת המלווים), ובלבד שתקופת הריבית לא תחרוג ממועד הפירעון הסופי של מסגרת האשראי. במועד תשלום קרן וריבית של הלוואה, הלווה רשאית למחזר את ההלוואה על ידי נטילת הלוואה חדשה תחת המסגרת.

כמו כן, ככל שבמועד הפחתת מסגרת המימון, סך קרן ההלוואות שנמשכו יעלה על תקרת מסגרת המימון המופחתת באותה העת, תידרש הלווה לפרוע את סכום ההפרש על מנת שלא תחרוג מהמסגרת המופחתת.

בטוחות עיקריות

להבטחת פירעון ההלוואות ועמידה בחביות הקיימות במסגרת ההסכם ישועבדו בשעבוד קבוע ראשון בדרגה, בין היתר:

(1) זכויותיה של הלווה וזכויות חברות הבת המחזיקות בנכסי הנפט המשועבדים (להלן - חברות הפרויקט ו-נכסי הנפט המשועבדים, בהתאמה), הכוללים את: (א) נכס הנפט שנדואה; (ב) שדות הנפט היבשתיים בפרויקט דנברי ושדה הנפט היבשתי נצ'ס (להלן - הנכסים היבשתיים), וכן הנכסים הקשורים לנכסי הנפט המשועבדים (לרבות זכויות בציד ובמתקני הפרויקטים והסכמי הפרויקטים, הכל כפי שהוגדר בהסכם);

(2) שעבוד על כלל נכסי הלווה וחברות הפרויקט, לרבות זכויותיהם על פי הסכמים מהותיים, פוליסות ביטוח וחשבונות בנק, ועל החזקות הלווה בכל אחת מחברות הפרויקט (equity interest) הכל בכפוף לחריגים מקובלים;

בנוסף, השותפות תשעבד לטובת המלווים את מלוא החזקותיה בלווה (equity interest).

בהתאם להוראות ההסכם, במקרה בו סך קרן ההלוואות הקיימות עולה על הסכום המקסימלי למשיכה, הלווה נדרשת לבצע פירעון מוקדם של ההלוואות עד לגובה החריגה תוך פרק הזמן המוגדר בהסכם.

כמו כן, ההסכם קובע חובה לביצוע פירעון מוקדם, מלא או חלקי, במקרים הבאים: מכירת זכויות בכל נכסי הנפט המשועבדים; שינוי שליטה; במקרה בו אירע אירוע סנקציה (כדוגמת מצג או הצהרה של חייב בנוגע לסנקציות שנמצאו לא נכונים, הפיכתו של חייב לגורם המופיע ברשימת הסנקציות או הפרת התחייבויות חייב הנוגעות לסנקציות); או שהמשך העמדת מסגרת האשראי הופך לבלתי חוקי עבור מלווה כלשהו או חברה הקשורה אליו.

אמות מידה פיננסיות

ההסכם קובע אמת מידה פיננסית בה נדרשת הלווה לעמוד, ואשר הפרתה מעמידה למלווים זכות להעמדת ההלוואות לפירעון מיידי (אלא אם בוצע תיקון כמתואר להלן), כמפורט להלן: יחס מינוף - היחס בין סך החוב נטו ל-EBITDAX מתואמת (כהגדרתה בהסכם) של החייבים לא יעלה במועד הבדיקה על 3.5. יחס המינוף יבחן כל 30 ביוני ו-31 בדצמבר (ביחס ל-12 חודשים שהסתיימו באותו המועד); ניתן לבצע תיקון של האמור לעיל על ידי הזרמת הון במועדים ובכפוף למגבלות כמפורט בהסכם.

בהסכם נקבעה התחייבות לביצוע עסקאות גידור למחירי הנפט והגז (נטו מתמלוגים) בהיקפים המפורטים להלן:

1. ביחס לשנה הראשונה (על בסיס מתגלגל) - גידור של 50% לפחות מהפקת הנפט והגז החזויה.

2. ביחס לשנה השנייה (על בסיס מתגלגל) - גידור של 33.33% לפחות מההפקה החזויה.

באור 10: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים (המשך)

א. התקשרות בהסכם מימון מבוסס עתודות (להלן - RBL) (המשך)

3. ביחס לתקופה של עד השנה השלישית (על בסיס מתגלגל) - גידור של 25% לפחות מההפקה החזויה.

עם זאת, ההסכם כולל הקלה לפיה כאשר יחס ה-FLCR עולה מעל 2.5X דרישות הגידור המינימליות הנ"ל מפסיקות לחול לגבי התקופה של עד שנתיים לפני מועד הפירעון הסופי. אם יחס ה-FLCR יורד מתחת ל-2.5X באחד המודלים הבנקאיים העוקבים, דרישות הגידור המינימליות מתחדשות ויחולו במלואן. בנוסף, ההסכם כולל מגבלה בעניין כמות הנפט והגז המקסימלית שניתן לגדר בנסיבות מסוימות.

למועד אישור הדוחות הכספיים, הלווה עומדת בהתחייבות לביצוע עסקאות הגידור הנ"ל.

ב. הלוואות למימון פרויקט סי ליון

לצורך מימון פיתוח שלב א' של פרויקט סי ליון, נחתמו שני הסכמי מימון פרויקטלי נפרדים בין כל אחת מהשותפות בסי-ליון לבין בנק זר ובנקים ומוסדות פיננסיים נוספים (להלן - המלווים), כאשר הבנק הזר הוביל את מתווה המימון הפרויקטלי והסינדיקציה שלו (להלן - המימון הפרויקטלי).

ביום 19 בדצמבר, 2025, הושלמה הסגירה הפיננסית וזאת בהמשך להתקיימות התנאים המתלים המפורטים בהסכם המימון הפרויקטלי.

לפי הסכם המימון הפרויקטלי של חלקה של השותפות בפרויקט, תועמדה ל-NPDP הלוואות בסך כולל של כ-650 מיליון דולר ארה"ב. משיכת ההלוואה הראשונה תתבצע רק לאחר שבוצעה השקעת ההון העצמי הנדרשת וצפויה לקראת סוף הרבעון הראשון של שנת 2027, בהיקף הון בסיסי בסך של כ-539.5 מיליון דולר (לא כולל נשיאת RKH) עבור ההסכם של חברת הפרויקט, אשר ישמש למימון עלויות הפרויקט (מתוכו הושקעו עד ליום 31 בדצמבר 2025 סך של כ-83.7 מיליון דולר), והסדרת העמדת הון מותנה בסך של כ-56 מיליון דולר עבור ההסכם של חברת הפרויקט, אשר ישמש למימון, בין היתר, חריגות בתקציב הפרויקט.

בנוסף, לפי הסכם המימון הפרויקטלי עליו חתמה RKH ביחס לחלקה בפרויקט, תועמדה לחברת הפרויקט של RKH הלוואות בהיקף נוסף של כ-350 מיליון דולר ארה"ב.

מסגרת המימון היא מסוג "אשראי מתחדש" (revolving borrowing base facility), כך שהחל ממועד התקיימות התנאים למשיכה ראשונה ועד לחודש ימים לפני מועד הפירעון הסופי (כפי שמתואר להלן), רשאית חברת הפרויקט לחזור ולמשוך הלוואה שנמשכה ונפרעה, למעט משיכה מחודשת של סכומים שנפרעו בשל חובת פירעון מוקדם והם לא ניתנים למשיכה על פי תנאי ההסכם.

מועד הפירעון הסופי של כל ההלוואות תחת ההסכם יחול במוקדם מבין:

(א) מועד הפחתת מסגרת המימון המתרחש מיד לפני תקופת החישוב הראשונה שבה, לפי המודל הבנקאי העדכני, עתודות הפרויקט הנותרות (Remaining Reserves) צפויות להיות נמוכות מ-25% מהעתודות שנלקחו בחשבון במודל הבנקאי המקורי;

או

(ב) המועד שיחול בתום 7 שנים מהמועד המוקדם מבין: (1) מועד הסגירה (כהגדרתו בהסכם, שהינו המועד בו הבנק המארגן של הקונסורציום אישר בכתב כי התנאים המתלים לסגירה הפיננסית התקיימו (להלן - מועד הסגירה)); ו- (2) 9 בפברואר, 2026.

באור 10: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים (המשך)

ב. הלוואות למימון פרויקט סי ליון (המשך)

ההתחייבויות הכוללות יופחתו בהדרגה, החל מיום 1 באפריל 2029 ועד למועד הפירעון הסופי.

יתרת ההלוואה שנמשכה על ידי חברת הפרויקט ושטרם נפרעה אינה יכולה לעלות בכל עת על הסכום הנמוך מבין סך ההתחייבויות הכוללות של המלווים וסכום בסיס ההלוואה (הנמוך מבין: (א) הסכום המתקבל מחלוקת ה-NPV (לאורך חיי הפרויקט) הרלוונטי לתקופת החישוב ב-1.5; ו- (ב) הסכום המתקבל מחלוקת ה-NPV (לאורך חיי ההלוואה) הרלוונטי לתקופת החישוב ב-1.3). נכון מועד הסגירה הפיננסית סכום בסיס ההלוואה מסתכם לכ-698 מיליון דולר. בכל עת שיתרת ההלוואה שטרם סולקה חורגת מהתקרה האמורה (להלן - חריגה מבסיס ההלוואה) חברת הפרויקט תידרש לפרוע חלק מיתרת ההלוואה כך שלא יתקיים מצב של חריגה מבסיס ההלוואה (בכפוף, בנסיבות מסוימות, לתקופת ריפוי).

ההלוואה שתימשך תחת ההסכם היא דולרית ונושאת ריבית שתשולם ביום האחרון של כל תקופת ריבית, המחושבת על בסיס הסכום המצטבר של ריבית SOFR (לתקופות של חודש, שלושה ושישה חודשים (לפי העניין)) בתוספת מרווח אשר יקבע בהתאם לשלבי התקדמות הפרויקט, כדלקמן: (א) עד מועד השלמת הפרויקט (כולל), מרווח הריבית יהיה 5.25%; (ב) ממועד השלמת הפרויקט ועד שנתיים לאחר מועד השלמת הפרויקט, מרווח הריבית יהיה 4.25%; (ג) מהמועד שהוא שנתיים לאחר מועד השלמת הפרויקט ועד 36 חודשים לאחר מועד השלמת הפרויקט (כולל), מרווח הריבית יהיה 4.5% לשנה; (ד) לאחר מכן, מרווח הריבית יהיה 4.75% לשנה.

במסגרת ההסכם נטלה חברת הפרויקט התחייבויות כלפי המלווים, בכפוף להחרגות מסוימות בהסכם, ובין היתר כדלקמן:

- תשלום עמלת אי ניצול חצי-שנתית בשיעור שנתי של 30% ממרווח הריבית הרלוונטי לאותו מועד עבור החלק הלא מנוצל של סך מסגרת המימון.
- אמות מידה פיננסיות: יחס החוב הפיננסי ל-EBITDA במועד הבדיקה לא יעלה על 1 ל-3.5, וכן יחס שירות חוב (DSCR) חזוי שלא יפחת מ-1.1 בכל מועד הפחתה.
- התחייבויות שלא ליצור שעבודים על איזה מנכסיה.
- התחייבויות שלא לבצע העברה בכל דרך של כל או חלק מנכסיה, לרבות החזקותיה בפרויקט או בתשתיות הפרויקט.
- התחייבויות שלא תיטול על עצמה חוב פיננסי נוסף.
- התחייבות לביצוע עסקאות גידור למחירי הנפט בהיקפים המפורטים בהסכם.

להבטחת פירעון ההלוואות, שיעבדה חברת הפרויקט, בין היתר, את חלקה בפרויקט ובכל הזכויות והנכסים הקשורים לפרויקט (לרבות זכויותיה במתקני הפרויקט, הסכמי הפרויקט, פוליסות הביטוח וחשבונות הפרויקט) בכפוף לחריגים מסוימים. בנוסף, ההסכם מובטח גם באמצעות שעבוד של כל הון מניותיה של חברת הפרויקט והמחאה של כל זכויות מכוח כל ההלוואות התוך-קבוצתיות שניתנו לחברת הפרויקט על ידי בעלת המניות של חברת הפרויקט, השותפות או צד קשור.

באור 10: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים (המשך)

ב. הלוואות למימון פרויקט סי ליון (המשך)

ביצוע חלוקה על ידי חברת הפרויקט תהיה אפשרית החל ממועד השלמת הפרויקט, בכפוף לעמידה בתנאים שעיקרם: אי התרחשות איזה מבין אירועי ההפרה או אירועי הפרה פוטנציאליים המפורטים בהסכם; ה-DSCR החזוי לתקופה של שישה חודשים שבה אמורה להתבצע חלוקה ולתקופה של שישה חודשים מיד לאחריה (למעט תקופה כאמור שבה חל מועד הפירעון הסופי או כל תקופה לאחר מכן), לא יפחת מ-1:1.3; סכומי חשבון רזרבת שירות החוב הינם בגובה שאינו נמוך מתשלומי קרן וריבית לתקופה של שישה חודשים; וסכום חשבון צבירת שירות החוב לא יפחת מיתרת חשבון צבירת שירות החוב הנדרשת.

ג. הלוואות למימון פרויקט שננדואה

ביום 1 באוגוסט, 2021 נחתם הסכמי המימון הפרויקטלי בין השותפים בנכס הנפט שננדואה לבין קונסורציום של בנקים ומוסדות פיננסיים מקומיים ובינלאומיים, למימון חלקו של כל אחד מהשותפים בנכס הנפט שננדואה בעלויות הפיתוח של הפרויקט. לפי הסכם המימון הפרויקטלי שנחתם בין ShenHai לבין קונסורציום המלווים (להלן - הסכם המימון הפרויקטלי), הועמדו ל-ShenHai הלוואות בסך של כ- 544 מיליון דולר. יצוין כי לאחר שהשותפות השלימה הנפקה לציבור של אגרות חוב (סדרה ג') (ראו באור 11ב'), תמורת ההנפקה, נטו בסך של כ- 100 מיליון דולר הועמדה כהלוואה לטובת נאוויטס שנחי מימון בע"מ (להלן - שנחי מימון). שנחי מימון היא חברה ייעודית (SPC) בבעלות ישירה מלאה של השותפות שהתאגדה בישראל ואשר הוקמה על-ידי השותפות לצורך גיוס מקורות כספיים ל-ShenHai בדרך של הצטרפות לקונסורציום כצד נוסף בהסכם המימון הפרויקטלי.

בחודש דצמבר 2024 עם קבלת אישור המלווים לתכנית הפיתוח המורחבת, כאמור בביאור 1'ד' לעיל, הוגדל המימון הפרויקטלי הקיים לפיתוח הפרויקט בסך של כ- 150 מיליון דולר (100%) (חלקה של ShenHai הינו כ- 73.5 מיליון דולר) (להלן - הגדלת המימון). בהגדלת המימון השתתפו חלק מהמלווים הקיימים וכן הצטרפו מלווים בינלאומיים חדשים, כאשר היקף המימון הפרויקטלי של שנחי מימון נותר ללא שינוי. בעקבות זאת, גדל סכום המימון הפרויקטלי לסך של כ- 617 מיליון דולר, ועד לחודש מאי 2025, נמשך כל סכום המימון האמור (מתוך סכום זה סך של כ- 99.5 מיליון דולר הועמדו על ידי החברה הבת, שנחי מימון). ליום 31 בדצמבר 2025 יתרת קרן ההלוואה הסתכמה לסך של כ- 514.5 מיליון דולר (מתוכו כ- 82.9 מיליון דולר מיוחסים לשנחי מימון).

ההלוואות שנמשכו נשאו ריבית שנתית בשיעור של Term SOFR, בתוספת התאמה לריבית ליבור בטווח שבין 0.11% ועד 0.43%, וכן בתוספת מרווח בטווח שבין 3.25% ועד 5.25%, אשר נקבע בהתאם למספר פרמטרים הקשורים להתקדמות הפרויקט. החל מחודש ינואר 2024 עד דצמבר 2025 המרווח עמד על 5.25%. החל מחודש דצמבר 2025 המרווח עומד על 3.75%.

שיעור הריבית האפקטיבית בגין ההלוואה ליום 31 בדצמבר 2025 הינו בשיעור של כ- 14%.

קרן ההלוואות עמדו לפרעון בשישה תשלומים חצי שנתיים שווים החל מיום 31 בדצמבר, 2025 ועד 31 בדצמבר 2027 ותשלום אחרון בחודש אוגוסט, 2028.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודש ינואר, 2026 פרעה השותפות בפרעון מוקדם, כמתאפשר בהסכם המימון הפרויקטלי, את יתרת ההלוואה והריבית הצבורה בגין בסך כולל של כ- 433 מיליון דולר (בניכוי חלק שנחי מימון). הפרעון התבצע מתמורת ה-RBL כאמור בביאור 10א' לעיל. כתוצאה מפרעון ההלוואה כאמור, תכיר השותפות ברבעון הראשון לשנת 2026 בהוצאה המסתכמת לסך של כ- 22 מיליון דולר בגין הפחתת יתרת עלויות הגיוס של ההלוואות.

באור 10: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים (המשך)

ג. הלוואות למימון פרויקט שנדואה (המשך)

במסגרת הסכם המימון הפרויקטלי נטלה על עצמה ShenHai התחייבויות שונות, שעיקרן כדלקמן:

- עמלת אי ניצול- תשלום עמלה בשיעור של 1.5% מיתרת מסגרת המימון שטרם נמשכה.
- אמות מידה פיננסיות: עמידה ביחס חוב פיננסי ל-EBITDA שלא יעלה על 1 ל- 3.5, וכן עמידה ביחס שרות חוב (DSCR) חזוי שלא יפחת מ- 1.1.
- ליום 31 בדצמבר, 2025 עמדה השותפות באמות המידה הפיננסיות הנ"ל.
- ביצוע עסקאות גידור למחירי הנפט בהיקפים המפורטים בהסכם המימון הפרויקטלי.
- ראה באור 19ג'(1) בקשר עם עסקאות גידור שבוצעו בתקופת הדוח ועד למועד אישור הדוחות הכספיים.

בטוחות עיקריות

להבטחת פירעון ההלוואה, שעבדה SHENHAI, בין היתר, בשעבוד קבוע ראשון בדרגה את חלקה בפרויקט ובנכסים הקשורים לפרויקט (לרבות זכויותיה במתקני הפרויקט, הסכמי הפרויקט, פוליסות הביטוח, חשבון הפרויקט, הכל כפי שהוגדר בהסכם המימון הפרויקטלי). בנוסף, ההלוואה מובטחת גם באמצעות שעבוד המניות ב- SHENHAI.

ביצוע חלוקה על-ידי SHENHAI תהיה אפשרית החל ממועד השלמת פיתוח הפרויקט, בכפוף לעמידה בתנאים שעיקרם: אי התרחשות איזה מבין אירועי ההפרה המפורטים בהסכם המימון הפרויקטלי; יחס שרות חוב (DSCR) חזוי לשנה הקרובה לא יפחת מ- 1.3; פירעון תשלום קרן ראשון בהתאם ללוח הסילוקין שנקבע כאמור לעיל; סכומי קרן שירות החוב, כמוגדר בהסכם המימון הפרויקטלי, הינם בגובה של לפחות תשלומי קרן וריבית לתקופה של שמונה חודשים.

ד. הלוואות למימון פרויקט דנברי

בהמשך לאמור בבאור 5'7 בדבר רכישת פרויקט דנברי, התקשרה NPO ביום 27 בפברואר, 2020 בהסכם מימון עם תאגיד בנקאי וגוף מוסדי בישראל (אשר עודכן מעת לעת) (להלן – הסכם ההלוואות).

קרן ההלוואות הסתכמה ליום 31 בדצמבר, 2025 בכ- 29 מיליון דולר לפרעון בתשלומים חצי שנתיים עד ליום 31 בדצמבר 2028.

הלוואות הפרויקט נשאו ריבית שנתית בשיעור של Term SOFR בתוספת מרווח של 5.11% (ליום 31 בדצמבר, 2025 שיעור הריבית כ- 10.3%). קרן וריבית ההלוואות משולמת בתשלומים חצי שנתיים עד ליום 31 בדצמבר 2028. שיעור הריבית האפקטיבית בגין ההלוואה ליום 31 בדצמבר 2025 הינו כ- 11.4%.

בחודש דצמבר 2025, קיבלה השותפות החלטה לבצע פרעון מוקדם מלא, כמתאפשר בהסכם ההלוואות, של יתרת ההלוואות והריבית הצבורה. בהמשך לכך, לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודש ינואר, 2026 פרעה השותפות בפרעון מוקדם, את יתרת ההלוואות והריבית הצבורה בגין בסך כולל של כ- 30 מיליון דולר. כתוצאה מפרעון ההלוואות כאמור, הכירה השותפות ברבעון הרביעי לשנת 2025 בהוצאה המסתכמת לסך של כ- 1 מיליון דולר בגין הפחתת יתרת עלויות הגיוס של ההלוואות ועמלת פרעון מוקדם.

למעט במקרים שהוחרגו, התחייבויות שלא ליצור בטחונות על איזה מנכסיה, שלא לבצע עסקאות למכירה, חכירה או העברה בכל דרך אחרת של כל או חלק משיעורי החזקתה בפרויקט ובתשתיות הפרויקט ושלא תיטול על עצמה חוב פיננסי נוסף.

באור 10: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים (המשך)

ה. אשראי ממוסד פיננסי

ביום 30 באוקטובר 2024, התקשרו השותפות ו-Navitas Financing US, LLC, חברה בת המאוגדת בדלאוור, ארה"ב, בבעלותה המלאה של השותפות (להלן - הלווה), בהסכם להעמדת מסגרת אשראי מ-Trafigura Trading LLC, בהיקף של עד 100 מיליון דולר. ליום 31 בדצמבר, 2025 נמשכה מלוא מסגרת האשראי בסך של 100 מיליון דולר (סך של כ- 98 מיליון דולר בניכוי עלויות ניכיון). שיעור הריבית האפקטיבית בגין ההלוואה ליום 31 בדצמבר 2025 הינו כ- 10.4%.

ההלוואות נשאו ריבית שנתית משתנה המבוססת על שיעור ריבית TERM SOFR ל-3 חודשים, בתוספת מרווח של: 4.5% בשנה הראשונה; ו- 4% מהשנה השנייה ועד לפירעון הסופי של ההלוואות.

קרן ההלוואות עמדו לפרעון בתשלומים רבעוניים שווים החל מיום 31 בדצמבר 2026, כאשר מועד הפירעון הסופי הינו ביום 30 באוקטובר 2029. הריבית בגין ההלוואות שולמה מדי רבעון החל ממועד העמדתן.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודש ינואר, 2026 פרעה השותפות בפרעון מוקדם, כמתאפשר בהסכם ההלוואות, את יתרת ההלוואות והריבית הצבורה בגין בסך כולל של כ- 100.5 מיליון דולר. כתוצאה מפרעון ההלוואה כאמור, תכיר השותפות ברבעון הראשון לשנת 2026 בהוצאה המסתכמת לסך של כ- 2 מיליון דולר בגין הפחתת יתרת עלויות הגיוס של ההלוואות, אשר יכלל במסגרת סעיף הוצאות מימון בדוח על הרווח הכולל.

אמות מידה פיננסיות

במסגרת ההסכם התחייבה הלווה, בין היתר, כי היחס בין החוב נטו ל- EBITDA מאוחד של השותפות (למעט Navitas Petroleum Limited וחברות הבת שלה) לא יעלה על 3.5 (עמידה באמת מידה פיננסית זו נדרשת החל מהמוקדם מבין: 1. הרבעון המסתיים ביום 30 ביוני, 2026. 2. סיום הרבעון הראשון שלאחר המועד שהוא שישה חודשים לאחר תחילת הפקה מפרויקט שנדוואה (שאינה הפקה לצרכי בדיקות). בנוסף, החוב נטו של השותפות (למעט Navitas Petroleum Limited וחברות הבת שלה) לא יעלה על מכפלת העתודות המוכחות והצפויות (על בסיס שווה ערך של חביות נפט) ב-4.75 דולר (נכון למועד הדוח יחס זה הינו כ- 3.2 דולר).

ליום 31 בדצמבר, 2025 הלווה עומדת באמות המידה שנקבעו.

ו. הלוואות למימון פרויקט מוניומנט

ביום 20 בפברואר, 2025 התקשרו חברות בנות בבעלותה המלאה של השותפות (בשרשור) המחזיקות בזכויות בפרויקט מוניומנט (להלן - הפרויקט והלווה), בהסכם מימון פרויקטלי להעמדת מסגרת אשראי, בהיקף כולל של 150 מיליון דולר לצורך מימון חלקה של השותפות בפיתוח הפרויקט. המימון יועמד על ידי קונסורציום של בנקים ומוסדות פיננסיים מקומיים וזרים (להלן - ההסכם, המלווים ו- מסגרת האשראי, בהתאמה). ההלוואות מכוח מסגרת האשראי הינן ללא זכות חזרה לשותפות (non-recourse). ההסכם נכנס לתוקף עם חתימתו, וזאת לאחר שהושלמו כל התנאים הנדרשים לכניסתו לתוקף.

בהתאם להסכם המימון הפרויקטלי, על השותפות להשקיע כ- 100 מיליון דולר כהון עצמי והעמדת קרן לחריגות בתקציב (CERA – Contingent Equity Reserve Account) בסך כולל של כ- 20 מיליון דולר (נכון למועד אישור הדוחות, הושקע מלוא ההון העצמי) ולאור זאת בוצעה משיכה ראשונה מהמימון הפרויקטלי בסך של כ- 7 מיליון דולר (מתוך סך של כ- 150 מיליון דולר).

באור 10: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים (המשך)

1. הלוואות למימון פרויקט מונימנט (המשך)

ההלוואות תישאנה, החל ממועד העמדתן, ריבית שנתית משתנה המבוססת על ריבית TERM SOFR בתוספת מרווח בגובה של : (1) 6% עד למועד השלמת פיתוח הפרויקט; ו- (2) 4.75% החל ממועד השלמת הפיתוח. ההסכם קובע גם ריבית פיגורים בגין אי תשלום במועד בתנאים מקובלים.

במועד העמדת כל הלוואה, הלווה רשאי לקבוע ביחס אליה תקופת ריבית. הלווה רשאי לבחור תקופה של חודש, שלושה חודשים או שישה חודשים (או תקופה אחרת בהסכמת המלווים), אשר בסיומה תשולם הריבית בגין אותה הלוואה ובלבד שתקופת הריבית לא תחרוג ממועד הפירעון הסופי של מסגרת האשראי, כמתואר להלן. במקרה של תקופת ריבית העולה על שישה חודשים, תשולם הריבית מדי שישה חודשים. במועד תשלום קרן וריבית של הלוואה, הלווה רשאי למחזר את קרן ההלוואה על ידי נטילת הלוואה חדשה תחת המסגרת.

הלווה יוכל למשוך הלוואות ממסגרת האשראי עד חודש לפני מועד הפירעון הסופי. מועד הפרעון הסופי של ההלוואה הוא המועד המוקדם מבין המועד בו היקף העתודות הנוטר בפרויקט יורד מתחת ל- 25% מההיקף הראשוני של העתודות כפי שנקבע בהסכם או ה- 31 בדצמבר, 2031.

לאחר תחילת ההפקה מהפרויקט, ללווה זכות לפירעון מוקדם של ההלוואות, כולן או חלקן, במועדי תשלום ריבית, ללא תשלום עמלת פירעון מוקדם או תשלום אחר.

במסגרת הסכם המימון הפרויקטלי נטלה על עצמה הלווה התחייבויות שונות, שעיקרן כדלקמן:

- עמלת אי ניצול- תשלום עמלה בשיעור של 3% עד לתום תקופת הזמינות, המשולמת מדי שישה חודשים.
- אמות מידה פיננסיות: עמידה ביחס חוב פיננסי ל-EBITDA שלא יעלה על 1 ל- 3.5 (יחס זה ייבחן אחת לחצי שנה, בימים 30 ביוני ו- 31 בדצמבר, במועד המוקדם מביניהם המתרחש לפחות שישה חודשים אחרי מועד ההשלמה) וכן עמידה ביחס שירות חוב (DSCR) חזוי שלא יפחת מ- 1.1 (יחס זה ייבחן אחת לשישה חודשים לאחר כל מועד הפחתת קרן ההלוואה).
- ביצוע עסקאות גידור למחירי הנפט בהיקפים המפורטים בהסכם המימון הפרויקטלי.
- הלווה התחייבה שלא לרשום שעבוד על נכסיה המוחזקים ישירות, שאינו קיים במועד הסגירה הפיננסית, למעט החרגות שנקבעו בהסכם.

בטוחות עיקריות

להבטחת פירעון ההלוואה, שעבדה הלווה, בין היתר, בשעבוד קבוע ראשון בדרגה את חלקה בפרויקט ובנכסים הקשורים לפרויקט (לרבות זכויותיה במתקני הפרויקט, הסכמי הפרויקט, פוליסות הביטוח וחשבון הפרויקט, הכל כפי שהוגדר בהסכם). בנוסף, ההלוואה תהיה מובטחת גם באמצעות שעבוד מניות הלווה המוחזקות על ידי השותפות בשרשור והלוואות בין חברתיות שניתנו ללווה.

ביצוע חלוקות על-ידי הלווה תתאפשרנה רק לאחר מועד השלמת פיתוח הפרויקט ובכפוף לעמידה, בין היתר, בתנאים הבאים: (א) לא מתקיים אירוע הפרה או אירוע הפרה פוטנציאלי של ההסכם; (ב) יחס כיסוי שירות החוב החזוי הינו לפחות 1.3 לתקופת החישוב הנוכחית והעוקבת; (ג) קרנות הרזרבה לשירות החוב (DSRA) מלאות כנדרש; (ד) החלוקה נכללה בתחזית המימון העדכנית ואין חוסר במקורות המימון; ו- (ה) לא קיימת חריגה מהסכום המקסימלי למשיכה.

2. לפרטים נוספים אודות מועדי הפירעון הצפויים של ההלוואות, על פי התנאים החוזיים בסכומים לא מהוונים (כולל תשלומי ריבית), ראו באור 109.

באור 11: - אגרות חוב, נטו

ערך בספרים ליום 31 בדצמבר (*)		ריבית אפקטיבית	ריבית נקובה	בסיס הצמדה	ערך נקוב מקורי (ש"ח)	אגרות חוב שהונפקו על-ידי השותפות
2024	2025	%	%			
אלפי דולר						
89,879	103,038	5.63	5.25	ש"ח	330,000,000	סדרה ג' (א)
44,898	34,609	7.92	5.00	דולר	155,000,000	סדרה ד' (ב)
128,593	149,743	8.49	6.50	ש"ח	500,000,000	סדרה ה' (ג)
247,836	283,678	7.00	6.70	ש"ח	910,000,000	סדרה ו' (ד)
-	308,987	6.48	6.00	ש"ח	1,000,000,000	סדרה ז' (ה)
-	204,056	8.22	7.95	דולר	670,000,000	סדרה ח' (ו)
511,206	1,084,111					

בניכוי חלויות שוטפות

-	34,261	סדרה ג' (א)
-	34,609	סדרה ד' (ב)
-	36,208	סדרה ה' (ג)
-	105,078	
511,206	979,033	

(*) בניכוי ניכיון.

א. אגרות חוב (סדרה ג')

ביום 8 בנובמבר, 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 330,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ג') של השותפות בשיעור ריבית שנתית של 5.25% בתמורה המיידית ברוטו שהתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור מסתכמת לסך של 330,000 אלפי ש"ח (כ- 106.3 מיליון דולר).

אגרות החוב (סדרה ג') עומדות לפירעון בשישה תשלומים לא שווים כדלקמן: בימים 15 בינואר ו-15 ביולי של כל אחת מהשנים 2026 ו-2027, ישולמו ארבעה תשלומים, באופן שיהוו 16.67% מערכן הנקוב הכולל של אגרות החוב (סדרה ג') כל אחד, התשלום החמישי, אשר ישולם בתאריך 15 בינואר 2028 יהווה 16.67% מערכן הנקוב הכולל של אגרות החוב (סדרה ג'), והתשלום השישי והאחרון, אשר ישולם ביום 15 באוקטובר, 2028 יהווה 16.65% מערכן הנקוב הכולל של אגרות החוב (סדרה ג').

הריבית על היתרה הבלתי מסולקת של קרן אגרות החוב תשולם בתשלומים חצי שנתיים ביום 15 בינואר של כל אחת מהשנים 2022 ועד 2028, ביום 15 ביולי של כל אחת מהשנים 2022 ועד 2028 בגין תקופה של שישה חודשים המסתיימת במועד התשלום. התשלום בגין תקופת הריבית האחרונה ישולם בגין התקופה המתחילה ביום 15 ביולי, 2028 והמסתיימת ביום הקודם למועד התשלום האמור.

ליום 31 בדצמבר, 2025 אגרות החוב מדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilA-.

תמורת ההנפקה, נטו הועמדה כהלוואה לטובת שנחי מימון בע"מ, לפרטים ראה באור 10'.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 15 בינואר, 2026 נפרעו 16.67% מערכו הנקוב של אגרות החוב (סדרה ג'). לאחר הפרעון יתרת הערך הנקוב הינו כ- 274,989 אלפי ש"ח.

באור 11: - אגרות חוב, נטו (המשך)

א. אגרות חוב (סדרה ג') (המשך)

ביום 4 בפברואר, 2026 בוצע פדיון מוקדם מלא ביוזמת השותפות, של מלוא יתרת אגרות החוב (סדרה ג') שבמחזור (כ- 274,989 אלפי ש"ח ע.ג.) בתמורה לכ- 279,661 אלפי ש"ח (כ- 91 מיליון דולר). כתוצאה מפרעון אגרות החוב (סדרה ג'), תכיר השותפות ברבעון הראשון לשנת 2026 בהפסד בסך של כ- 1.4 מיליון דולר בגין הפדיון המוקדם, אשר יכלל במסגרת סעיף הוצאות מימון בדוח על הרווח הכולל.

בטוחות והתחייבויות אחרות

במסגרת שטר הנאמנות נטלה על עצמה השותפות את ההתחייבויות העיקריות הבאות:

- ההון הכלכלי של השותפות, כהגדרתו בשטר הנאמנות, לא יפחת מסך של 1,100 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.
- יחס החוב הפיננסי נטו ל- CAP נטו, כהגדרתם בשטר הנאמנות, לא יעלה על שיעור של 75% במשך שני רבעונים רצופים.
- ההון העצמי של השותפות לא יפחת מסך של 70 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.

ליום 31 בדצמבר, 2025 עמדה השותפות באמות המידה הפיננסיות הנ"ל.

ב. אגרות חוב להמרה (סדרה ד')

ביום 9 בנובמבר, 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 155,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ד') הניתנות להמרה ליחידות השתתפות של השותפות. אגרות החוב להמרה (סדרה ד') הוצעו בדרך של מכרז על מחיר היחידה, כשהרכבה של כל יחידה הינו 1,000 ש"ח ע.ג. מחיר היחידה שנקבע במכרז הוא 986 ש"ח ליחידה. התמורה המיידית ברוטו שהתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור מסתכמת לסך של כ- 152,830 אלפי ש"ח (כ- 50 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכם לסך של כ- 1,656 אלפי ש"ח (כ- 0.5 מיליון דולר).

יתרת הקרן הבלתי מסולקת של אגרות החוב (סדרה ד') ניתנות להמרה ליחידות השתתפות של השותפות מיום רישומן למסחר בבורסה ועד ליום 31 בדצמבר, 2026, כמפורט להלן: (א) עד ליום 30 ביוני, 2023 כל 23 ש"ח ע.ג. של אגרות החוב (סדרה ד') היו ניתנים להמרה ליחידת השתתפות אחת של השותפות; (ב) בתקופה שהחל מיום 1 ביולי, 2023 ועד ליום 31 בדצמבר, 2026 כל 27 ש"ח ע.ג. של אגרות החוב (סדרה ד') ניתנים להמרה ליחידת השתתפות אחת של השותפות.

הקרן והריבית של אגרות החוב להמרה (סדרה ד') צמודות לשער הדולר היציג ליום 8 בנובמבר, 2021 (3.103 ש"ח לדולר) ונושאות ריבית שנתית בשיעור של 5%.

הריבית על היתרה הבלתי מסולקת של קרן אגרות החוב תשולם בתשלומים חצי שנתיים ביום 30 ביוני של כל אחת מהשנים 2022 ועד 2026 וביום 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2022 ועד 2026 בגין תקופה של שישה חודשים המסתיימת במועד התשלום.

בשנת 2024, הומרו 8,297,000 ש"ח ע.ג. של אגרות חוב (סדרה ד') ל- 307,297 יחידות השתתפות של השותפות וכתוצאה מכך, גדל ההון המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות של השותפות בכ- 2.6 מיליון דולר.

בשנת 2025, הומרו 35,968,163 ש"ח ע.ג. של אגרות חוב (סדרה ד') ל- 1,332,154 יחידות השתתפות של השותפות וכתוצאה מכך, גדל ההון המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות של השותפות בכ- 11.6 מיליון דולר.

יתרת ערך נקוב של אגרות החוב (סדרה ד'), ליום 31 בדצמבר 2025 (לאחר ההמרות האמורות), הינה 110,734,837 ש"ח ע.ג. (ליום 31 בדצמבר 2024 146,703,000 ש"ח ע.ג.).

באור 11: - אגרות חוב, נטו (המשך)

ב. אגרות חוב להמרה (סדרה ד') (המשך)

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, הומרו 35,267,753 ש"ח ע.נ. של אגרות חוב (סדרה ד') ל- 1,306,213 יחידות השתתפות של השותפות.

אגרות החוב להמרה (סדרה ד') עומדות לפירעון בתשלום אחד ביום 31 בדצמבר, 2026.

התחייבויות אחרות

במסגרת שטר הנאמנות נטלה על עצמה השותפות את ההתחייבויות העיקריות הבאות:

- ההון הכלכלי של השותפות, כהגדרתו בשטר הנאמנות, לא יפחת מסך של 1,100 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.
- יחס החוב הפיננסי נטו ל- CAP נטו, כהגדרתם בשטר הנאמנות, לא יעלה על שיעור של 75% במשך שני רבעונים רצופים.
- ההון העצמי של השותפות לא יפחת מסך של 70 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.
- כלל חובות הסולו המוגבלים של השותפות עצמה, לא יעלה על 35% מסך מאזן השותפות

ליום 31 בדצמבר, 2025 עמדה השותפות באמות המידה הפיננסיות הנ"ל.

- השותפות לא תבצע חלוקה שהיא אחד מאלה: (1) חלוקה המנוגדת להוראות פקודת השותפויות; (2) חלוקה שכתוצאה ממנה יפחת ההון הכלכלי של השותפות מ- 1,300 מיליון דולר; (3) חלוקה שכתוצאה ממנה יעלה יחס החוב הפיננסי נטו ל- CAP נטו על שיעור של 65%; (4) חלוקה שכתוצאה ממנה יפחת ההון העצמי של השותפות מ- 80 מיליון דולר.

ג. אגרות חוב (סדרה ה')

ביום 13 ביולי, 2023 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 395,000,000 ש"ח ע.נ. אגרות חוב (סדרה ה') של השותפות בשיעור ריבית שנתית של 6.5% בתמורה מיידית ברוטו בסך של כ- 362,610 אלפי ש"ח (כ- 100 מיליון דולר). שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו 9.2%.

ביום 10 בינואר, 2024 הנפיקה השותפות בהקצאה פרטית אגרות חוב סדרה ה' בדרך של הרחבת סדרה בסך של 105,000,000 ש"ח ע.נ. אגרות חוב (סדרה ה') ובתמורה כוללת של 101,955 אלפי ש"ח (כ- 27.4 מיליון דולר), הוצאות ההנפקה הסתכמו בסך של כ-138 אלף דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהרחבה האמורה הינו כ- 7.64%.

אגרות החוב אינן צמודות למדד או למטבע כלשהו.

אגרות החוב (סדרה ה') עמדו לפירעון בשלושה תשלומים שנתיים לא שווים בימים 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2026 עד 2028.

הריבית על היתרה הבלתי מסולקת של קרן אגרות החוב תשולם בתשלומים חצי שנתיים ביום 30 ביוני ו-31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2024 ועד 2028.

ליום 31 בדצמבר, 2025 אגרות החוב מדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilA. אגרות החוב (סדרה ה') מובטחות בשעבוד בדרגה שנייה על הזכויות של השותפות בנכסי הנפט בקסקין צפון, דנברי ונצ'ס. השעבודים הוסרו לאחר הפדיון המוקדם כאמור להלן.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 4 בפברואר, 2026 בוצע פדיון מוקדם מלא ביוזמת השותפות, של מלוא יתרת אגרות החוב (סדרה ה') שבמחזור בתמורה לכ- 523,353 אלפי ש"ח (כ- 170 מיליון דולר). כתוצאה מפרעון אגרות החוב (סדרה ה'), תכיר השותפות ברבעון הראשון לשנת 2026 בהפסד בסך של כ- 13 מיליון דולר בגין הפדיון המוקדם, אשר יכלל במסגרת סעיף הוצאות מימון בדוח על הרווח הכולל.

באור 11: - אגרות חוב, נטו (המשך)

ג. אגרות חוב (סדרה ה') (המשך)

בטוחות והתחייבויות אחרות

במסגרת שטר הנאמנות נטלה על עצמה השותפות את ההתחייבויות העיקריות הבאות:

- ההון הכלכלי של השותפות, כהגדרתו בשטר הנאמנות, לא יפחת מסך של 1,100 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.
- יחס החוב הפיננסי נטו ל- CAP נטו, כהגדרתם בשטר הנאמנות, לא יעלה על שיעור של 70% במשך שני רבעונים רצופים.
- ההון העצמי של השותפות לא יפחת מסך של 130 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.
- יחס ההלוואה לבטוחה, כהגדרתו בשטר הנאמנות, לא יעלה על שיעור של 75% במשך שני רבעונים רצופים.

ליום 31 בדצמבר, 2025 עמדה השותפות באמות המידה הפיננסיות הנ"ל.

ד. אגרות חוב (סדרה ו')

ביום 10 במרס, 2024 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 910,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ו') של השותפות. אגרות החוב (סדרה ו') הוצעו בדרך של הצעה לא אחידה למשקיעים מוסדיים. אופן ההצעה, 910,000 יחידות החוב (סדרה ו'), כשהרכבה של כל יחידה הינו 1,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ו') ובמחיר אחיד ליחידה בסך של 1,000 ש"ח. שיעור הריבית השנתית של אגרות החוב הוא 6.7%. התמורה המיידית ברוטו שהתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור מסתכמת לסך של 910,000 אלפי ש"ח (כ- 252 מיליון דולר). תמורת ההנפקה שימשה, בין היתר, לפירעון אגרות חוב סדרה (ב') של השותפות. אגרות החוב אינן צמודות למדד או למטבע כלשהו.

הוצאות ההנפקה הסתכמו בסך של כ-2 מיליון דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו כ- 7.0%.

אגרות החוב (סדרה ו'), בנות 1 ש"ח ע.ג. כל אחת, עומדות לפירעון בשלושה תשלומים שנתיים לא שווים, כדלקמן: שני תשלומים אשר ישולמו ביום 30 בספטמבר של כל אחת מהשנים 2027 ו-2028 באופן שכל אחד משני התשלומים יהווה 25% מערך הנקוב הכולל של אגרות החוב (סדרה ו'), והתשלום השלישי והאחרון, אשר ישולם ביום 30 בספטמבר 2029 יהווה 50% מערך הנקוב הכולל של אגרות החוב (סדרה ו').

הריבית על היתרה הבלתי מסולקת של קרן אגרות החוב תשולם בתשלומים חצי שנתיים ביום 31 במרס ו- 30 בספטמבר של כל אחת מהשנים 2025 ועד 2029, פרט לתשלומים בגין תקופת הריבית הראשונה. התשלום בגין תקופת הריבית הראשונה שולם ביום 30 בספטמבר 2024 בגין התקופה המתחילה ביום 12 במרס, 2024 שהסתיימה ביום 29 בספטמבר, 2024.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 13 בפברואר, 2026 החליט דירקטוריון השותף הכללי, על ביצוע פדיון מוקדם חלקי ביוזמת השותפות של 440,000,000 ש"ח ע.ג. של אגרות החוב (סדרה ו') שבמחזור בתמורה לכ- 495 מיליון ש"ח (כ- 160 מיליון דולר) (כולל ריבית צבורה) שיבוצע ביום 31 במרס 2026. כתוצאה מפירעון אגרות החוב (סדרה ו'), תכיר השותפות ברבעון הראשון לשנת 2026 בהפסד בסך של כ- 8 מיליון דולר בגין הפדיון המוקדם, אשר יכלל במסגרת סעיף הוצאות מימון בדוח על הרווח הכולל.

אגרות החוב מדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilA-.

באור 11: - אגרות חוב, נטו (המשך)

ד. אגרות חוב (סדרה ו') (המשך)

בטוחות והתחייבויות אחרות

אגרות החוב (סדרה ו') מובטחות בשעבוד על זכויות השותפות בנכס הנפט בקסקין ובחשבונות הפרויקט לפי הסכם השעבוד.

- במסגרת שטר הנאמנות נטלה על עצמה השותפות את ההתחייבויות העיקריות הבאות:
- ההון הכלכלי של השותפות, כהגדרתו בשטר הנאמנות, לא יפחת מסך של 1,400 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.
- יחס החוב הפיננסי נטו ל-CAP נטו, כהגדרתם בשטר הנאמנות, לא יעלה על שיעור של 70% במשך שני רבעונים רצופים.
- ההון העצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים (לא כולל זכויות שאינן מקנות שליטה) לא יפחת מסך של 140 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.
- יחס ההלוואה לבטוחה, כהגדרתו בשטר הנאמנות, לא יעלה על שיעור של 73% במשך שני רבעונים רצופים.

ליום 31 בדצמבר, 2025 עמדה השותפות באמות המידה הפיננסיות הנ"ל.

- השותפות התחייבה שלא לשעבד את כלל נכסיה ורכושה, הקיימים או העתידיים (המוחזקים על ידיה במישרין בלבד) בשעבוד שוטף כללי, ללא קבלת הסכמה מראש של אסיפת מחזיקי אגרות החוב (סדרה ו') לכך בהחלטה מיוחדת.
- השותפות התחייבה לפעול לכך, כי ככל שהדבר בשליטתה, אגרות החוב (סדרה ו') תהיינה מדורגות על ידי חברה מדרגת אחת לפחות המאושרת על ידי הממונה על שוק ההון, עד למועד הסילוק המלא, הסופי והמדויק של החוב.
- השותפות לא תבצע חלוקה שהיא אחד מאלה: (1) חלוקה המנוגדת להוראות פקודת השותפויות; (2) חלוקה שכתוצאה ממנה יפחת ההון הכלכלי של השותפות מ-1,600 מיליון דולר; (3) חלוקה שכתוצאה ממנה יעלה יחס החוב הפיננסי נטו ל-CAP נטו על שיעור של 63%; (4) חלוקה שכתוצאה ממנה יפחת ההון העצמי של השותפות (לא כולל זכויות שאינן מקנות שליטה) מ-185 מיליון דולר; (5) במועד החלטת הדירקטוריון על החלוקה מתקיימים סימני אזהרה כהגדרתם בסעיף 10(ב)(14)(א) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), תש"ל - 1970.

ה. אגרות חוב (סדרה ז')

ביום 13 בינואר, 2025 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 400,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') של השותפות. אגרות החוב (סדרה ז') הוצעו בדרך של מכרז על שיעור הריבית השנתית שתשאנה אגרות החוב (סדרה ז'), שיעור הריבית השנתית שנקבע במכרז הוא 6%. התמורה המיידית ברוטו שהתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור מסתכמת לסך של 400 מיליון ש"ח (כ-109 מיליון דולר). אגרות החוב אינן צמודות למדד או למטבע כלשהו. הוצאות ההנפקה הסתכמו בכ-1 מיליון דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו כ-6.3%. אגרות החוב (סדרה ז'), עומדות לפירעון בשני תשלומים שנתיים שווים, אשר ישולמו ביום 30 ביוני של כל אחת מהשנים 2029 ו-2030.

הריבית על היתרה הבלתי מסולקת של קרן אגרות החוב תשולם בתשלומים חצי שנתיים ביום 31 בדצמבר 2025 ובימים 30 ביוני ו-31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2026 ועד 2029, פרט לתשלום בגין תקופת הריבית הראשונה אשר שולמה ביום 30 ביוני 2025 בגין התקופה המתחילה ביום 14 בינואר, 2025 והסתיימה ביום 29 ביוני, 2025 ולתשלום הריבית האחרון אשר ישולם ביום 30 ביוני, 2030.

באור 11: - אגרות חוב, נטו (המשך)

ה. אגרות חוב (סדרה ז') (המשך)

ביום 22 באפריל, 2025 הנפיקה השותפות בהקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך אגרות חוב (סדרה ז') בדרך של הרחבת סדרה בסך של 403,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') במחיר של 0.994 ש"ח לכל 1 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') ובתמורה כוללת של כ- 400.6 מיליון ש"ח (כ- 107.7 מיליון דולר). הוצאות ההנפקה הסתכמו בכ- 0.4 מיליון דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו כ- 6.7%.

ביום 31 ביולי, 2025 הנפיקה השותפות בהקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך אגרות חוב (סדרה ז') בדרך של הרחבת סדרה בסך של 197,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') במחיר של 1 ש"ח לכל 1 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') ובתמורה כוללת של 197 מיליון ש"ח (כ- 58.1 מיליון דולר). הוצאות ההנפקה הסתכמו בכ- 0.2 מיליון דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו כ- 6.3%.

בטוחות והתחייבויות אחרות

אגרות החוב (סדרה ז') אינן מובטחות ומדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilBBB+.

- במסגרת שטר הנאמנות נטלה על עצמה השותפות את ההתחייבויות העיקריות הבאות:
- ההון הכלכלי של השותפות, כהגדרתו בשטר הנאמנות, לא יפחת מסך של 1,400 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.
- יחס החוב הפיננסי נטו ל- CAP נטו, כהגדרתו בשטר הנאמנות, לא יעלה על שיעור של 70% במשך שני רבעונים רצופים.
- ההון העצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים (לא כולל זכויות שאינן מקנות שליטה) לא יפחת מסך של 160 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.

ליום 31 בדצמבר, 2025 עמדה השותפות באמות המידה הפיננסיות הנ"ל.

- השותפות התחייבה שלא לשעבד את כלל נכסיה ורכושה, הקיימים או העתידיים (המוחזקים על ידה במישרין בלבד) בשעבוד שוטף כללי, ללא קבלת הסכמה מראש של אסיפת מחזיקי אגרות החוב (סדרה ז') לכך בהחלטה מיוחדת.
- השותפות התחייבה לפעול לכך, כי ככל שהדבר בשליטתה, אגרות החוב (סדרה ז') תהיינה מדורגות על ידי חברה מדרגת אחת לפחות המאושרת על ידי הממונה על שוק ההון, עד למועד הסילוק המלא, הסופי והמדויק של החוב.
- השותפות לא תבצע חלוקה שהיא אחד מאלה: (1) חלוקה המנוגדת להוראות פקודת השותפויות; (2) חלוקה שכתוצאה ממנה יפחת ההון הכלכלי של השותפות מ- 1,600 מיליון דולר; (3) חלוקה שכתוצאה ממנה יעלה יחס החוב הפיננסי נטו ל- CAP נטו על שיעור של 63%; (4) חלוקה שכתוצאה ממנה יפחת ההון העצמי של השותפות (לא כולל זכויות שאינן מקנות שליטה) מ- 200 מיליון דולר; (5) במועד החלטת הדירקטוריון על החלוקה מתקיימים סימני אזהרה כהגדרתם בסעיף 10(ב)(14)(א) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), תש"ל - 1970.

ו. אגרות חוב (סדרה ח')

ביום 19 בנובמבר, 2025 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 670,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ח') של השותפות בשיעור ריבית שנתית של 7.95%. התמורה המיידית ברוטו שהתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור מסתכמת לסך של 670,000 אלפי ש"ח (כ- 205 מיליון דולר). הוצאות ההנפקה הסתכמו בכ- 1.1 מיליון דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו כ- 8.2%.

באור 11: - אגרות חוב, נטו (המשך)

1. אגרות חוב (סדרה ח') (המשך)

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 15 בפברואר, 2026 הנפיקה השותפות בהקצאה פרטית אגרות חוב סדרה ח' בדרך של הרחבת סדרה בסך של 330,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ח') ובתמורה כוללת של כ- 325,545 אלפי ש"ח (כ- 106 מיליון דולר). הוצאות ההנפקה הסתכמו בכ- 0.3 מיליון דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו כ- 7.53%.

אגרות החוב (סדרה ח') עומדות לפירעון בששני תשלומים שנתיים שווים בימים 31 בדצמבר של השנים 2030 ו- 2031.

הריבית על היתרה הבלתי מסולקת של קרן אגרות החוב תשולם בתשלומים חצי שנתיים ביום 30 ביוני ו-31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2026 ועד 2031.

הקרן והריבית של אגרות החוב (סדרה ח') צמודות לשער הדולר היציג ליום 19 בנובמבר, 2025 (3.266 ש"ח לדולר).

אגרות החוב אינן מובטחות ומדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilBBB+.

במסגרת שטר הנאמנות נטלה על עצמה השותפות את ההתחייבויות העיקריות הבאות:

- ההון הכלכלי של השותפות, כהגדרתו בשטר הנאמנות, לא יפחת מסך של 1,400 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.
- יחס החוב הפיננסי נטו ל- CAP נטו, כהגדרתם בשטר הנאמנות, לא יעלה על שיעור של 70% במשך שני רבעונים רצופים.
- ההון העצמי של השותפות לא יפחת מסך של 160 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.

ליום 31 בדצמבר, 2025 עמדה השותפות באמות המידה הפיננסיות הנ"ל.

- השותפות התחייבה שלא לשעבד את כלל נכסיה ורכושה, הקיימים או העתידיים (המוחזקים על ידה במישרין בלבד) בשעבוד שוטף כללי, ללא קבלת הסכמה מראש של אסיפת מחזיקי אגרות החוב (סדרה ח') לכך בהחלטה מיוחדת.
- השותפות התחייבה לפעול לכך, כי אגרות החוב (סדרה ח') תהינה מדורגות על ידי חברת דירוג אחת לפחות, המאושרת על ידי הממונה על שוק ההון, עד למועד הסילוק המלא, הסופי והמדויק של החוב.
- השותפות לא תבצע חלוקה שהיא אחד מאלה: (1) חלוקה המנוגדת להוראות פקודת השותפויות; (2) חלוקה שכתוצאה ממנה יפחת ההון הכלכלי של השותפות מ- 1,600 מיליון דולר; (3) חלוקה שכתוצאה ממנה יעלה יחס החוב הפיננסי נטו ל- CAP נטו על שיעור של 63%; (4) חלוקה שכתוצאה ממנה יפחת ההון העצמי של השותפות (לא כולל זכויות שאינן מקנות שליטה) מ- 200 מיליון דולר; (5) במועד החלטת הדירקטוריון על החלוקה מתקיימים סימני אזהרה כהגדרתם בסעיף 10(ב)(14)(א) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), תש"ל - 1970.

2. בתנאי אגרות החוב נקבע אירוע "הפרה צולבת" לפיו במידה והלוואה (שאינה NON RECOURSE) בהיקף של מעל 50 מיליון ש"ח (רלוונטי לאגרות חוב סדרות ג', ד', ה', ו-ו') ושל מעל 25 מיליון דולר (אגרות חוב סדרות ז' ו-ח') תועמד לפירעון מידי או סדרת אגרות חוב תועמד לפירעון מידי תקום ליתר מחזיקי אגרות החוב האמורות לעיל עילה לפירעון מידי בגין אגרות החוב בהן הם מחזיקים.

ח. לפרטים נוספים אודות מועדי הפרעון הצפויים של אגרות החוב שהונפקו על ידי השותפות, על פי התנאים החוזיים בסכומים לא מהוונים (כולל תשלומי ריבית), ראו באור 19'.

באור 12: - הפרשה בגין מחויבות לסילוק נכסי נפט וגז

הרכב:

31 בדצמבר		
2024	2025	
אלפי דולר		
12,315	29,995	פרויקט שנדואה
2,807	5,063	פרויקט בקסקין
3,315	2,141	פרויקט סי-ליון
3,562	6,823	פרויקט דנברי
859	1,354	פרויקט נצ'ס
22,858	45,376	סה"כ

ריבית ההיוון המשוקללת הממוצעת בגינה הוונה המחויבויות לסילוק הינה 4.8% (2024): 6.5%.

תנועה:

אלפי דולר		
32,049		יתרה ליום 1 בינואר, 2024
(10,336)		התחייבויות נטו שנרשמו בתקופת הדוח כנגד נכסי נפט וגז
1,145		השפעת חלוף הזמן
22,858		יתרה ליום 31 בדצמבר, 2024
9,230		התחייבויות נטו שנרשמו בתקופת הדוח כנגד נכסי נפט וגז
11,808		עדכון ריבית ההיוון
1,480		השפעת חלוף הזמן
45,376		יתרה ליום 31 בדצמבר, 2025

באור 13: - התקשרויות שעבודים והתחייבויות אחרות

א. הנפקת מניות בכורה בחברה בת

ביום 12 באוגוסט, 2021 נחתם הסכם עם גוף מוסדי ישראלי (להלן - המשקיע), להשקעה במניות בכורה הניתנות לפדיון מוקדם בנאוויטס הולדינגס בסך כולל של 45 מיליון דולר. בהתאם להסכם שנחתם, הקצאת מניות הבכורה (כהגדרתן להלן) התבצעה בשני שלבים:

(1) במועד חתימת ההסכם, העביר המשקיע לנאוויטס הולדינגס סך של 30 מיליון דולר כנגד הקצאת מניות הבכורה;

(2) ביום 16 בנובמבר, 2021, לאחר התקיימות מספר תנאים, ביניהם העמדת ההון הנדרש למימון פרויקט שנדואה, השלמת סגירה פיננסית לפרויקט ושימור החזקה של נאוויטס הולדינגס (באמצעות ShenHai) בלא פחות מ- 49% מהזכויות בפרויקט העביר המשקיע סך של 15 מיליון דולר נוספים כנגד הקצאת מניות בכורה נוספות.

תמורת ההנפקות לעיל נזקה להון ונכללת במסגרת זכויות שאינן מקנות שליטה.

באור 13: - התקשרויות שעבודים והתחייבויות אחרות (המשך)

א. הנפקת מניות בכורה בחברה בת (המשך)

מניות הבכורה הוקצו למשקיע במספר סדרות בנות פדיון, ללא זכויות הצבעה, ויצברו דיבידנד בכורה בשיעור של 19% לשנה.

דיבידנד הבכורה ישולם במועדים שבו תחלק נאוויטס הולדינגס דיבידנדים לבעלי מניותיה, בשיקול דעתה הבלעדי, ובמקרה כזה יבוצעו התשלומים כפי שסוכם.

דיבידנד הבכורה שנוצבר נכלל במסגרת הרווח המיוחס לבעלי זכויות שאינן מקנות שליטה בדוחות המאוחדים על הרווח הכולל.

מניות הבכורה תהיינה ניתנות לפדיון על-ידי נאוויטס הולדינגס החל מיום 1 ביולי, 2025, על פני תקופות עוקבות במועדים שנקבעו לכל סדרה. לאחר מועדים אלה, תוכל נאוויטס הולדינגס לפדות את מניות הבכורה, לפי שיקול דעתה הבלעדי, בכפוף לכך שה-IRR של המשקיע עבור כל סדרה נפדית, ישקף 19% לשנה למשך תקופה מינימלית של 5 שנים.

החלטות נאוויטס הולדינגס במספר מוגבל של נושאים תהיינה טעונות אישורו של המשקיע, וביניהן:

- פירוק מרצון;
- עסקאות עם צדדים קשורים;
- תיקונים להסכם בעלי המניות של נאוויטס הולדינגס אשר פוגעים בזכויות של המשקיע;
- חריגה מיחסי מינוף שנקבעו ברמת נאוויטס הולדינגס;
- הקצאת מניות חדשות בנאוויטס הולדינגס עם זכויות עדיפות על מניות הבכורה;

למשקיע לא תהא זכות לדרוש פירעון של מניות הבכורה, למעט בנסיבות מיוחדות שנקבעו, בין היתר, במקרה של פירוק והנפקה לציבור של נאוויטס הולדינגס.

מלוא תמורת ההנפקה שימשה לצורך הפקדת חלק מסך ההון הנדרש לתקציב הפיתוח של נכס הנפט שננדואה בחשבון ייעודי לטובת מפעילת הפרויקט.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 22 בינואר, 2026 בוצע פדיון מלא ביוזמת השותפות, של מלוא יתרת מניות הבכורה שהונפקו בתמורה לכ- 110.6 מיליון דולר. כתוצאה מהפדיון היזום של מניות הבכורה ובהתאם להסכם, כוללים הסכומים ששולמו לבעלי מניות הבכורה סכומים נוספים מעבר לאלו שהוכרו בדוחות הכספיים עד למועד הפדיון המוקדם. עודף הסכומים כאמור מסתכם בכ- 20 מיליון דולר והוא יזקף לקרן הון (שלילית) מעסקאות עם בעלי זכויות שאינן מקנות שליטה.

ב. עסקת רכישה - תגלית Sea-Lion

ביום 15 באפריל, 2022 נחתמו הסכמי עסקה מחייבים עם Premier Oil (להלן - פרמייר) ו-RKH לרכישת 65% מהזכויות בנכס הנפט ולמינויה של השותפות כמפעילה. ביום 22 בספטמבר, 2022 הושלמה העסקה, כדלקמן:

- נחתם הסכם לרכישת מלוא מניות NPDP (להלן - ההסכם) (בשמה הקודם Premier Oil Exploration and Production Limited) בין Navitas Petroleum Limited, חברה בת אנגלית בבעלות מלאה של השותפות (להלן - נאוויטס אנגליה) לבין Harbour Energy plc (להלן - HBR או המוכרת) שהחזיקה במלוא הון המניות של NPDP. עם השלמת העסקה, הפכה נאוויטס אנגליה (באמצעות NPDP) למפעילת הפרויקט.

באור 13: - התקשרויות שעבודים והתחייבויות אחרות (המשך)

ב. עסקת רכישה - תגלית Sea-Lion (המשך)

- עוד קובע ההסכם, כי השותפות תכנס בנעליה של HBR בבעלות (באמצעות NPDP) באשר לתשתית מזח זמני (Temporary Dock Facility), אשר הוקם במסגרת פעולות הקידוח שבוצעו בנכס הנפט בעבר (להלן - המזח הזמני), לרבות בחבויות הקשורות לתחזוקתו ולפירוקו בעתיד. המזח הזמני עשוי לשמש בפיתוח הפרויקט ונאוויטס אנגליה העמידה לטובת ממשלת איי פוקלנד ערבות חברה להבטחת ההתחייבויות הנ"ל.
- כחלק מתנאי ההסכם קיבלה נאוויטס אנגליה כ-6 מיליון דולר מהמוכרת במועד השלמת העסקה.
- לחברה הנרכשת, NPDP, השקעות עבר לצורכי מס בנכס הנפט בסך כולל של כ-700 מיליון דולר, אשר ניתנות לניצול בעתיד כנגד הכנסה חייבת במס מנכס הנפט. ראה באור 17' להלן בקשר עם הכרה במסים נדחים בגין סכומים אלה.
- השותפות ו-HBR העמידו אחת כלפי השנייה ערבות חברה להבטחת קיום התחייבויות הצדדים הקשורים להם בהסכם רכישת מניות NPDP.

הסכם ה-Farm Out (להלן - FOA)

- הסכם בין חברות בבעלותה של RKH לנאוויטס אנגליה להעברת חלקים בזכויות ברישיונות נכס הנפט אשר בבעלות RKH (המוחזקת באמצעות חברות בת) ל-NPDP במועד השלמת העסקה, כך שמיד לאחר השלמת העסקה, נאוויטס מחזיקה ב-100% ממניות NPDP אשר מחזיקה ב-65% מהזכויות בנכס הנפט ומונתה כמפעילת הפרויקט.
- עוד קובע ההסכם, כי במידה ש-NPDP לא תגיע להחלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח עד חלוף 5 שנים ממועד השלמת העסקה (עם אפשרות להארכה של עד 18 חודשים נוספים בתלות בהתקיימות תנאים שנקבעו בהסכם), RKH תהא זכאית לקבל את זכויות ההשתתפות של נאוויטס אנגליה בפרויקט ובתנאי שמלוא ההלוואות שהעמידה לה השותפות עד אותו מועד תפרענה.
- במועד השלמת העסקה נחתם בין המחזיקים ברישיונות נכס הנפט הסכם תפעול משותף לגבי כל רשיון ("JOA").
- השותפות ו-RKH העמידו אחת כלפי השנייה ערבות חברה להבטחת קיום התחייבויות הצדדים הקשורים להם בהסכם ה-FOA ובהסכם ההלוואות (כהגדרת המונח להלן).

הסכם מתן ההלוואות

- כחלק מתנאי העסקה עם RKH, התחייבה נאוויטס אנגליה כי במסגרת מימון פיתוח שלב א' של תגלית Sea-Lion, תעמיד NPDP (או השותפות או חברה אחרת בבעלות השותפות) הלוואות ל-RKH (דרך חברות בת דרכה מחזיקה RKH ברישיונות), אשר תנאיהן העיקריים ("הסכם ההלוואות"), כדלקמן:

1. הלוואת "טרם FID" – הלוואה דולרית אשר תישא ריבית שנתית של 8% בעבור חלקה של RKH בכל ההוצאות שלב א' של תגלית Sea-Lion מרגע השלמת העסקה ועד לקבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח שלב א' של תגלית Sea-Lion (לעיל ולהלן - FID).

2. הלוואת "פוסט FID" – הלוואה דולרית ללא ריבית בגובה 2/3 מחלקה של RKH בהון הנדרש לפיתוח שלב א' של תגלית Sea-Lion החל ממועד ה-FID ועד המוקדם מבין: (א) 12 חודשים ממועד תחילת ההפקה (כהגדרתה בהסכם); (ב) השלמת פיתוח תגלית Sea-Lion כפי שתוגדר בהסכמי המימון העתידיים; (ג) ביטול ההסכם.

- זכויות ההצבעה של RKH ביחס לפעולות ביחס לשלב א' של פיתוח תגלית Sea-Lion יומחו במלואן לנאוויטס אנגליה עד FID, ובשיעור של 2/3 לאחר FID, עד להחזר מלוא ההלוואה או ביטול הסכם ההלוואה, למעט בנושאים ספציפיים שהוחרגו.
- שתי ההלוואות תוחזרנה מ-85% מהתזרים החופשי של RKH משלב א' של פיתוח תגלית Sea-Lion. כמו כן, RKH תוגבל ביכולתה לגייס הון למטרות שאינן משרתות את פיתוח נכס הנפט ו/או שפוגעות ביכולתה הפיננסית.

באור 13: - התקשרויות שעבודים והתחייבויות אחרות (המשך)

ב. עסקת רכישה - תגלית Sea-Lion (המשך)

- בטחונות בקשר עם ההלוואות:

1. שעבוד שני על זכויות RKH בשלב א' של פיתוח תגלית Sea-Lion לאחר שעבוד שיועמד לטובת המממנים של הפרויקט.
2. שעבוד ראשון לטובת נאוויטס אנגליה על תזרים המזומנים החופשי של RKH מפיתוח שלב א' של תגלית Sea-Lion.

כחלק מהשלמת העסקה הווארכה תקופת הרשיונות בשנתיים נוספות עד נובמבר 2024. בחודש אוקטובר 2024 ממשלת פוקלנד אישרה את הארכת תוקף רישיונות נכס הנפט עד ליום 31 בדצמבר, 2026 ולאחר ה-FID יוארך תוקף הרישיון בגינו מבוצע הפיתוח לתקופה של 35 שנה.

לפרטים נוספים אודות פרויקט סי ליון ראה באור 2'7.

ג. הסכמים עיקריים בקשר עם פיתוח פרויקט סי-ליון

במסגרת ההערכות לפיתוח הפרויקט התקשרה NPDP בהסכמים מחייבים עם ספקים עיקריים כמפורט להלן.

הסכמי ה-FPSO (Floating Production Storage and Offloading)

NPDP התקשרה בחבילת הסכמים מחייבים לעניין החכירה, השדרוג וההפעלה והתחזוקה של ההפקה, האחסון והפריקה הצף (FPSO) בפרויקט (להלן - FPSO). חבילת ההסכמים כוללת הסכם חכירה של ה-FPSO לעד 20 שנים, הסכם הנדסה, רכש והקמה (EPC) לשדרוג והתאמת ה-FPSO לצרכי הפרויקט, והסכם הפעלה ותחזוקה (O&M) לכל תקופת החכירה (להלן - הסכם החכירה, הסכם ה-EPC ו-הסכם התפעול והתחזוקה, בהתאמה).

בהתאם להסכם החכירה, עם מסירת ה-FPSO ל-NPDP, תקבל NPDP חזקה ושימוש בלעדי ב-FPSO במסגרת חכירה (Bareboat charter). החל ממועד המסירה, הזכות החוקית לשימוש ולתפעול של ה-FPSO תוחזק על ידי NPDP.

דמי החכירה מורכבים מרכיב קבוע של תשלום יומי עבור הזכות להשתמש ב-FPSO (הכפוף למנגנוני הפחתה במקרים מסוימים של ביצועים ירודים), וכן רכיב משתנה המחושב על בסיס ההפקה בפועל, מחיר חבית נפט ורמת הזמינות התפעולית של ה-FPSO. להערכת השותפות, הרכיב הקבוע הכולל של דמי החכירה למלוא תקופת חכירה של כ-12 שנים יעמוד על כ-330 מיליון דולר.

במסגרת הסכם החכירה העמידה השותפות ערבות חברה מוגבלת למחכירה, לתשלום דמי הסיום המוקדם בלבד, בסכום מרבי של כ-109 מיליון דולר, הפוחת בסכום יומי קבוע החל ממועד תחילת ההפקה, בהתאם למנגנון שנקבע בהסכם. בנוסף, חברת האם של קבוצת המחכירה מעניקה ל-NPDP ערבות חברה בלתי מוגבלת בסכום המבטיחה את התחייבויות חברות הקבוצה לפי הסכמי החכירה, ה-EPC והתפעול והתחזוקה.

הסכמי חכירת ושדרוג ה-FPSO יוצגו בספרי השותפות, החל ממועד קבלת ה-FPSO לשימוש השותפות הצפוי במהלך שנת 2026, כחכירות. החל ממועד קבלתם לשימוש, תכיר השותפות בנכס זכות שימוש והתחייבות חכירה בגינם.

באור 13: - התקשרויות שעבודים והתחייבויות אחרות (המשך)

ג. הסכמים עיקריים בקשר עם פיתוח פרויקט סי-ליון (המשך)

EPC ה- הסכם

הסכם ה-EPC נחתם עם חברה מקבוצת המחכירה (להלן - הקבלן), וכולל את תכנון, שדרוג והתאמה והארכת חיי ה-FPSO כך שיעמוד בצרכי הפרויקט, וכן תכנון וייצור מערכת עגינה חדשה, אשר תיוותר בבעלות NPDP. היקף העלויות המוערך של העבודות הנ"ל עומד על כ-428 מיליון דולר.

הסכמים נוספים

בנוסף, התקשרה NPDP במספר הסכמים נוספים הנדרשים לפיתוח הפרויקט הכוללים, בין היתר: הסכם לאספקת והפעלת אסדת קידוח; הסכם מסגרת לאספקת שירותים הקשורים לקידוחים והשלמות, הסכם להנדסה, רכש, הקמה, התקנה והרצה של מערכות תת-ימיות (SURF) והסכמים לאספקת ציוד תת-ימי, צנרת גמישה, סעפות ומחברים. ההסכמים האמורים כוללים, בין היתר, מנגנוני תשלום, אחריות, שיפוי וביטוח מהסוג הקיים בפרויקט פיתוח והפקה ימיים.

ד. עסקת מוניומנט

1. רכישת זכויות בפרויקט מוניומנט

נכס ימי במפרץ אמריקה, כ-400 קילומטרים דרום מערבית מניו אורלינס, לואיזיאנה, ארה"ב, בעומק מים של כ-1,930 מטרים. בחודש פברואר, 2023, רכשה Beacon Offshore Energy Exploration LLC (להלן - Beacon) מ-Equinor Gulf of Mexico LLC את כל זכויותיה בנכס הנפט מוניומנט (להלן - Equinor ו-הסכם Beacon ו-Equinor) המהוות 50% מהזכויות בנכס הנפט, וחברה קשורה ל-Beacon מונתה למפעילת נכס הנפט (להלן - מפעילת מוניומנט).

השותפות התקשרה באמצעות נאוויטס מוניומנט, עם Beacon בהסכם לרכישת 40% מזכויות Beacon בנכס הנפט כך שלאחר השלמת העסקה תחזיק Beacon ב-30% ונאוויטס מוניומנט תחזיק ב-20% מהזכויות בנכס הנפט (להלן - הזכויות הנרכשות והסכם הרכישה, בהתאמה).

בהסכם הרכישה נקבע כי המועד הקובע לרכישה יהיה 1 בינואר, 2023 (להלן - המועד הקובע לרכישה), ובהתאם, לאחר השלמת העסקה, תחוב נאוויטס מוניומנט בחביונות, אשר נוצרו החל מהמועד הקובע לרכישה, בגין הזכויות הנרכשות. יובהר כי נאוויטס מוניומנט לא תישא בכל חבות הקודמת למועד הקובע לרכישה.

במועד החתימה על הסכם הרכישה והשלמת עסקת הרכישה לא שולמה כל תמורה ל-Beacon בגין רכישת הזכויות הנרכשות. הסכומים העתידיים אותם התחייבה נאוויטס מוניומנט לשלם במסגרת עסקת הרכישה, כמפורט מטה, הינם סכומים שנקבעו לפי חלקה היחסי של נאוויטס מוניומנט (40%) מתוך התחייבויותיה של Beacon במסגרת הסכם Beacon-Equinor. התחייבה להעביר ל-Equinor גב-אל-גב את התמורה העתידית כאמור שתשלם נאוויטס מוניומנט בגין הזכויות הנרכשות.

- תשלום ב-FID - נאוויטס מוניומנט שילמה סך של 2 מיליון דולר במועד קבלת החלטת השקעה סופית בפרויקט מוניומנט (FID).
- תשלום ב-First Oil - נאוויטס מוניומנט תשלם סך של 10 מיליון דולר במועד בו תחל ההפקה המסחרית מפרויקט מוניומנט.

לפרטים אודות הגדלת ההחזקות במוניומנט בשיעור של 8.57% נוספים, ראו באור 47(ד).

באור 13: - התקשרויות שעבודים והתחייבויות אחרות (המשך)

ד. עסקת מוניומנט (המשך)

1. הסכם מחייב למתן שירותי ההפקה והטיפול

ביום 15 ביולי, 2023, התקשרה השותפות באמצעות ShenHai, יחד עם יתר שותפי שנדואה בהסכם מחייב למתן שירותי הפקה וטיפול לנפט וגז טבעי שיופקו ממוניומנט וזאת באמצעות פלטפורמת ההפקה הצפה (להלן - FPS) של פרויקט שנדואה (להלן - שירותי ההפקה והטיפול) בהיקף של כ-20,000 חביות ביום. שירותי ההפקה והטיפול יינתנו לאורך חיי נכס הנפט, וזאת בתמורה ובתנאים כמפורט להלן. לצורך מתן שירותי ההפקה והטיפול, תדרשנה תוספות ציוד והתאמות ל-FPS של שנדואה (להלן - עבודות השדרוג), אשר תגדלנה את כושר ההפקה והטיפול הכולל המתוכנן בפלטפורמה מכ-100,000 חביות נפט ליום לכ-120,000 חביות נפט ביום. שותפי מוניומנט יישאו בכל העלויות הנדרשות לצורך ביצוע עבודות השדרוג. לימים 31 בדצמבר 2025 ו-2024 כוללת ההתחייבויות לזמן ארוך סך של כ-1.5 מיליון דולר המייצג מקדמה שהתקבלה משותפי מוניומנט האחרים ל-Shenhai בגין מתן שירותים כאמור.

עבודות השדרוג תבוצענה כחלק מתהליך הבנייה של ה-FPS, שהסתיימו כאמור בבאור ד'ב', לעיל, ולא גרמו לעיכובים בלוחות הזמנים להשלמת ההקמה וההתקנה של ה-FPS בפרויקט שנדואה. יובהר, כי אין בעבודות השדרוג כדי ליצור לשותפי שנדואה חביות ועלויות נוספות כלשהן מעבר לעלויות המתקצבות ל-FPS עבור פרויקט שנדואה. כל המתקנים הנוספים, שיותקנו במסגרת עבודות השדרוג על ה-FPS יהיו בבעלות מלאה של שותפי שנדואה.

בעבור שירותי ההפקה והטיפול ישלמו שותפי מוניומנט לשותפי שנדואה תשלום חד פעמי וכן תשלום חודשי שייקבע בהתאם לכמויות הנפט והגז הטבעי, שיוזרם בפועל מפרויקט מוניומנט לטיפול ב-FPS, ויותנה בסכום חודשי מינימלי. כמו כן, שותפי מוניומנט יישאו בחלקם היחסי בגין ההוצאות החודשיות של הפעלת ה-FPS.

ה. שנדואה דרום - הסכם מחייב למתן שירותי ההפקה והטיפול

בחודש יולי 2025, שותפי שנדואה דרום התקשרו עם שותפי שנדואה בהסכם למתן שירותי הפקה וטיפול לנפט ולגז הטבעי שיופקו משנדואה דרום באמצעות ה-FPS של שנדואה, לאורך חיי הפרויקט, וזאת בתמורה ובתנאים כמפורט להלן. לצורך מתן שירותי ההפקה והטיפול, תידרשנה תוספות ציוד והתאמות ל-FPS של שנדואה, אשר תגדלנה את כושר ההפקה והטיפול הכולל במתקן הטיפול וההפקה מכ-120,000 חביות ביום לכ-140,000 חביות ביום.

בעבור שירותי ההפקה והטיפול ישלמו שותפי שנדואה דרום לשותפי שנדואה תשלום חד פעמי וכן תשלום חודשי שייקבע בהתאם לכמויות הנפט והגז הטבעי, שיוזרם בפועל מפרויקט מוניומנט לטיפול ב-FPS, עם סכום חודשי מינימלי. כמו כן, שותפי שנדואה דרום יישאו בחלקם היחסי בגין ההוצאות החודשיות של הפעלת ה-FPS.

1. ליום 31 בדצמבר, 2025 קיימות לקבוצה ערביות בסך כולל של כ-4,458 אלפי דולר כלפי חברות ביטוח בארה"ב להבטחת התחייבויות הקבוצה בקשר עם העמדת ערביות מקבילות על ידי חברת הביטוח לטובת רשויות מקומיות בארה"ב וספקי תשתיות לטיפול והולכה של נפט וגז (ליום 31 בדצמבר, 2024: כ-4,908 אלפי דולר). ליום 31 בדצמבר, 2025 קיימת ערבות של השותפות בסך של 20 מיליון דולר בקשר עם הסכם לאספקת אסדת קידוח לפרויקט סי ליון.

2. לעניין העמדת ערביות על ידי השותפות להבטחת התחייבויות חברות בנות במסגרת הסכמי מימון, ראו באור 8א' ובאור 8ג' לעיל.

ח. לעניין שעבוד הזכויות בנכסי הנפט והגז של הקבוצה, ראו באורים 8 ו-11.

ט. לעניין העמדת ערבות על ידי השותפות בקשר עם הסכמי ה-FPSO ראה סעיף ג'.

באור 14: - הון השותפות

א. הרכב ההון

מונפק ונפרע		
2024	2025	
מספר יחידות השתתפות		
100,546,588	117,011,010	יחידות השתתפות (ללא ערך נקוב)

בהתאם להסכם השותפות חלק השותף הכללי בהון השותפות יהא 0.2% וחלקם של כל השותפים המוגבלים יהא 99.8%. בהתאם, זכאי השותף הכללי ל-0.2% מהזכויות בשותפות.

ב. תנועה ביחידות השתתפות מונפקות

מספר יחידות השתתפות	באור	
94,273,113		יתרה ליום 1 בינואר, 2024
400,994	'14	הבשלת יחידות RSU ליחידות השתתפות
9,684	'14	מימוש אופציות לעובדים תכנית 2018 ליחידות השתתפות
307,297	'14	המרת אגרות חוב ליחידות השתתפות
5,555,500	'14	הנפקת יחידות השתתפות לציבור
100,546,588		יתרה ליום 31 בדצמבר, 2024
518,280	'14	הבשלת יחידות RSU ליחידות השתתפות
180,939	'14	מימוש אופציות לעובדים תכנית 2018 ליחידות השתתפות
1,332,153	'14	המרת אגרות חוב ליחידות השתתפות
3,600,000	'14	הנפקת יחידות השתתפות לציבור
9,000,000	'14	הנפקת יחידות השתתפות למוסדיים
1,833,050	'14	מימוש כתבי אופציה סדרה 5 ליחידות השתתפות
117,011,010		יתרה ליום 31 בדצמבר, 2025

ג. ביום 12 במרס, 2024 השלימה השותפות הנפקה של 55,555 אגדים, במחיר של ש"ח 4,500 ליחידה, כשהרכבה של כל יחידה הינו 100 יחידות השתתפות ו-33 כתבי אופציה (סדרה 5) הניתנים למימוש ליחידות השתתפות. במסגרת ההנפקה הונפקו 5,555,500 יחידות השתתפות ו-1,833,315 כתבי אופציה (סדרה 5). התמורה המיידית ברוטו (ללא הנחת מימוש כתבי האופציה) לשותפות במסגרת ההצעה לציבור הסתכמה לסך של 250 מיליון ש"ח (כ-68.3 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכם לסך של כ-2.4 מיליון דולר. כל כתב אופציה (סדרה 5) ניתן למימוש ליחידת השתתפות אחת תמורת מחיר מימוש של 45.20 ש"ח ליחידת השתתפות, צמוד לשער הדולר ליום 11 במרס, 2024 (3.608 ש"ח לדולר), בכל יום מסחר החל ממועד רישומם למסחר בבורסה, ועד ליום 31 במרס, 2025.

השותפות ייחסה את תמורת ההנפקה בין יחידות ההשתתפות לבין כתבי האופציה לפי שווים ההוגן ביום המסחר הראשון בבורסה.

ברבעון הראשון של שנת 2025 מומשו 1,833,050 כתבי אופציה (סדרה 5) ל-1,833,050 יחידות השתתפות של השותפות תמורת סך של כ-84.4 מיליון ש"ח (כ-23 מיליון דולר). 265 כתבי אופציה (סדרה 5) פקעו ביום 31 במרס 2025.

באור 14: - הון השותפות (המשך)

ד. ביום 9 בספטמבר, 2025 השלימה השותפות הנפקה של 126,000 אגדים, במחיר אחיד של 9,750 ש"ח ליחידה, כשהרכב כל יחידה הינו 100 יחידות השתתפות ו-34 כתבי אופציה (סדרה 6) הניתנים למימוש ליחידות השתתפות. במסגרת ההנפקה הונפקו 12,600,000 יחידות השתתפות ו-4,284,000 כתבי אופציה (סדרה 6). התמורה המיידית ברוטו (ללא הנחת מימוש כתבי האופציה) לשותפות במסגרת ההצעה לציבור הסתכמה לכ- 1,228.5 מיליון ש"ח (כ- 368.4 מיליון דולר). סך עלויות ההנפקה הסתכמו לכ- 5 מיליון דולר.

כל כתב אופציה (סדרה 6) ניתן למימוש ליחידת השתתפות אחת תמורת מחיר מימוש של 120 ש"ח ליחידת השתתפות, צמוד לשער הדולר ליום 5 בספטמבר, 2025 (3.343 ש"ח לדולר), בכל יום מסחר החל ממועד רישומם למסחר בבורסה, ועד ליום 31 באוגוסט, 2026.

השותפות ייחסה את תמורת ההנפקה בין יחידות ההשתתפות לבין כתבי האופציה לפי שווים ההוגן ביום המסחר הראשון בבורסה.

ה. בשנת 2024 מומשו 9,684 כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לעובדים ל- 9,684 יחידות השתתפות של השותפות בתמורה לסך של כ- 35 אלפי דולר.

בחודש ינואר 2025 מומשו 175,029 כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לנושא משרה לשעבר, ל- 175,029 יחידות השתתפות של השותפות בתמורה לסך של כ- 1,148 אלפי דולר.

בחודש אפריל 2025, מומשו 5,910 כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לעובדים ל- 5,910 יחידות השתתפות של השותפות בתמורה לסך של כ- 17 אלפי דולר.

ליום 31 בדצמבר, 2025 לשותפות 3,677,214 כתבי אופציה.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודש פברואר 2026 מומשו 1,521 כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לעובדים, ל- 1,521 יחידות השתתפות של השותפות בתמורה לסך של כ- 8 אלפי דולר.

לפרטים בדבר הקצאת אופציות לא סחירות לכל אחד מנושאי המשרה מטעם השותף הכללי, ראה באור 18' לעיל. בתקופת הדוח הכירה השותפות בהוצאות בגין האופציות האמורות לנושאי המשרה מטעם השותף הכללי בסך של כ- 2,141 אלפי דולר.

לפרטים בדבר הקצאת אופציות לא סחירות למנכ"ל השותף הכללי, ראה באור 18' לעיל. בתקופת הדוח הכירה השותפות בהוצאות בגין האופציות האמורות לנושאי המשרה מטעם השותף הכללי בסך של כ- 130 אלפי דולר.

סך כתבי האופציות הלא סחירים למועד אישור הדוחות הכספיים הינם 3,675,693.

ו. במהלך שנת 2024 הבשילו 400,994 יחידות RSU ל- 400,994 יחידות השתתפות של השותפות ובמהלך שנת 2025 הבשילו 518,280 יחידות RSU ל- 518,280 יחידות השתתפות של השותפות לאחר עמידת הניצעים בתנאי ההבשלה שנקבעו בתוכנית (לפרטים נוספים ראו באור 15).

ליום 31 בדצמבר, 2025 לשותפות 703,643 יחידות RSU.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, הבשילו 167,998 יחידות RSU ל- 167,998 יחידות השתתפות. סך יחידות ה-RSU למועד אישור הדוחות הכספיים הינו 535,645.

באור 14: - הון השותפות (המשך)

ז. בשנת 2024, הומרו 8,297,000 ש"ח ע.ג. של אגרות חוב (סדרה ד') ל-307,297 יחידות השתתפות של השותפות.

בשנת 2025, הומרו 35,968,163 ש"ח ע.ג. של אגרות חוב (סדרה ד') ל-1,332,154 יחידות השתתפות של השותפות.

ליום 31 בדצמבר, 2025 יתרת הקרן של אגרות חוב (סדרה ד') (לאחר ההמרות האמורות) הניתנות להמרה ליחידות השתתפות של השותפות הינה 110,734,837 ש"ח ע.ג..

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי הומרו 35,811,125 ש"ח ע.ג. של אגרות חוב (סדרה ד') ל-1,326,338 יחידות השתתפות של השותפות.

לפרטים נוספים בדבר אגרות החוב (סדרה ד') של השותפות, ראו באור 11'ג' לעיל.

ח. יתרת יחידות ההשתתפות למועד אישור הדוחות הכספיים, לאחר ההמרות האמורות ומימושי כתבי האופציות והבשלת יחידות RSU הינה 118,506,654.

ט. לפרטים נוספים בדבר יחידות RSU, אופציות לעובדים ונושאי משרה ואופציות לנושאי משרה מטעם השותף הכללי ראה באור 15.

י. לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 17 במרץ, 2026 אישר דירקטוריון השותף הכללי, חלוקת רווחים בסכום כולל של כ-150 מיליון דולר (כ-468 מיליון ש"ח), כאשר המועד הקובע לחלוקה נקבע ליום 3 באפריל, 2026. חלוקת הרווחים תבוצע ביום 14 באפריל, 2026. חלוקת הרווחים ליחידת השתתפות הינה 1.27 דולר (3.95 ש"ח).

יא. יחידות השתתפות רדומות בהון

31 בדצמבר	
2024	2025
מספר יחידות השתתפות	
117,372	117,372

יחידות השתתפות המוחזקות על-ידי השותפות (*)

(*) בהתאם לתנאי תוכנית יחידות ההשתתפות החסומות לעובדי השותפות.

באור 15: - עסקאות תשלום מבוסס מניות (יחידות השתתפות)

פרטים נוספים	שווי הוגן של נייר הערך במועד ההענקה דולר	יתרה ליום 31 בדצמבר, 2025	מועד הענקה	כמות שהוענקה	מכשירים שהוענקו	התכנית
	1.69-2.28	13,670	2018-2019	68,210	כתבי אופציה	תכנית 2018
	4.79-5.11	195,665	2021-2022	967,288	יחידות RSU	תכנית 2018
באור (2)ג'18	2-2.3	2,100,467	2022	2,450,524	כתבי אופציה	תכנית 2018
(ב), (ג)	4.19-10.7	381,618	2023-2024	642,538	יחידות RSU	תכנית 2018
(ד)	21.5-25.87	126,362	2025	134,611	יחידות RSU	תכנית 2018
באור (2)ג'18 ו-18ה'	8.14-8.96	1,563,077	2025	1,563,077	כתבי אופציה	תכנית 2018
		<u>4,380,859</u>		<u>5,826,248</u>		סה"כ

א. תכנית 2018

ביום 18 ביולי, 2018, אישרה לראשונה האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות מסגרת לביצוע הקצאות פרטיות לנושאי משרה, עובדים ונותני שירותים בשותפות או בתאגיד בת, אשר אינם נמנים על בעלי השליטה בשותף הכללי ובשותפות. על בסיס המסגרת כאמור אימץ דירקטוריון השותף הכללי תכנית תגמול הוני (להלן - התכנית).

- כתבי אופציה

כתבי אופציה לא סחירים הניתנים למימוש ליחידת השתתפות אחת של השותפות. כתבי האופציה יבשילו בשלוש מנות על פני תקופת ההעסקה של הניצע (18-42 חודשים מהיום הקובע).

מחיר המימוש נקבע על-פי ממוצע משוקלל של שערי הנעילה של יחידות ההשתתפות בשותפות, בתקופה של 30 ימי המסחר שקדמו ליום הקובע בתוספת פרמיה של 10%-30%, בהתאם לתקופת ההבשלה של כל אחת מהמנות.

כתבי האופציה יהיו ניתנים למימוש בתקופה שלא תעלה על שנתיים ממועד הבשלתם כנגד תשלום במזומן של מחיר המימוש או על פי מנגנון מימוש נטו, לפי בחירת הניצע.

- יחידות RSU

יחידות RSU לא סחירות, המקנות כל אחת זכות לקבלת יחידת השתתפות אחת של השותפות ללא תמורה.

יחידות ה-RSU תבשלנה בשלוש מנות, במועד בו התקיימו שני תנאים מצטברים: (א) משך זמן העסקת הניצע (18-42 חודשים מהיום הקובע); (ב) עמידה במחיר יעד של יחידת ההשתתפות בבורסה אשר נקבע על-פי ממוצע משוקלל של שערי הנעילה של יחידות ההשתתפות, בתקופה של 30 ימי המסחר שקדמו ליום הקובע בתוספת פרמיה של 10%-30%.

אורך חיי יחידות ה-RSU יהיה עד שנתיים ממועד תקופת ההעסקה המינימלית הקבועה לכל מנה. במידה ולא התקיימו התנאים כאמור עד למועד שנקבע לגבי כל מנה תפקענה יחידות ה-RSU באותה מנה ללא תמורה.

באור 15: - עסקאות תשלום מבוסס מניות (המשך)

ב. הענקות במהלך שנת 2023

ביום 9 לאפריל, 2023 הקצתה השותפות בהקצאה פרטית 105,000 יחידות RSU לנושא משרה מטעם השותף הכללי, וזאת בהמשך לאישור האסיפה הכללית מיום 23 במרס, 2023. השווי ההוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 448 אלפי דולר.

ביום 20 לאפריל, 2023 הקצתה השותפות בהקצאה פרטית 105,740 יחידות RSU לעובדים שאינם נושאי משרה. השווי הוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 408 אלפי דולר.

ביום 31 לאוגוסט, 2023, הקצתה השותפות בהקצאה פרטית 198,300 יחידות RSU לנושאת משרה ועובדים נוספים שאינם נושאי משרה. השווי הוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 1.1 מיליון דולר.

ג. הענקות במהלך שנת 2024

בחוודש פברואר 2024, הוענקו לדירקטורים בשותף הכללי של השותפות 32,700 יחידות RSU וזאת בהתאם לאישור האסיפה הכללית מיום 6 בפברואר, 2024. השווי הוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 232 אלפי דולר.

ביום 31 במרס, 2024 הקצתה השותפות בהקצאה פרטית 200,798 יחידות RSU לעובדים ולנושאי משרה בשותפות ובחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות שאינם נושאי משרה. השווי הוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 2,164 אלפי דולר.

ד. הענקות במהלך שנת 2025

בחוודש אפריל 2025, הקצתה השותפות בהקצאה פרטית 127,018 יחידות RSU לנושא משרה ועובדים בשותפות ובחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות. השווי הוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 2.7 מיליון דולר.

בחוודש אוגוסט 2025, הקצתה השותפות בהקצאה פרטית 7,593 יחידות RSU לעובדים בחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות שאינם נושאי משרה. השווי ההוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 200 אלפי דולר.

ה. פקיעת יחידות RSU

במהלך שנת 2023 פקעו 79,020 יחידות RSU שהוענקו לניצעים שהסתיימה העסקתם. במהלך שנת 2025 פקעו 39,801 יחידות RSU שהוענקו לניצע שהסתיימה העסקתו.

באור 15: - עסקאות תשלום מבוסס מניות (המשך)ו. פקיעת כתבי אופציה לא סחירים

בשנת 2024 פקעו 175,028 כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לנושא משרה אשר הסתיימה העסקתו טרם השלמת התנאים להבשלתן. לפרטים בדבר כתבי אופציה לא סחירים שמומשו בשנת 2025, ראה באור 14' לעיל.

ז. לפרטים בדבר הבשלת יחידות RSU שהוענקו לנושאי משרה ועובדים, ראה באור 14' לעיל.

ח. הוצאה שהוכרה בדוחות הכספיים

במהלך שנת 2025 הכירה השותפות בהוצאות בגין תוכניות תשלום מבוסס מניות בסך של כ- 5,026 אלפי דולר (2024: כ- 3,915 אלפי דולר, 2023: כ- 4,169 אלפי דולר). בנוסף, במהלך שנת 2023 היוונה השותפות סך של כ- 240 אלפי דולר.

באור 16: - פירוטים נוספים לסעיפי רווח או הפסדא. הכנסות ממכירת נפט וגז, נטו מתמלוגים

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2023	2024	2025
אלפי דולר		
118,495	98,291	466,590
(24,704)	(20,252)	(101,387)
93,791	78,039	365,203

הכנסות ממכירת נפט וגז
תמלוגים

סה"כ

ב. עלות הפקת נפט וגז

24,355	22,496	49,609
3,854	3,483	32,175
2,458	2,541	1,878
205	91	794
30,872	28,611	84,456

עלויות הפעלה
הולכה
מסים מקומיים
ביטוח

סה"כ

ג. הוצאות הנהלה וכלליות

6,889	7,307	9,187
3,186	2,451	3,099
1,926	2,727	3,395
154	293	366
518	645	709
1,810	2,178	3,209
14,483	15,601	19,965

שכר ונלוות
דמי ניהול, שכר והטבות בעלי עניין (ראו באור 18'
שירותים מקצועיים
נסיעות לחו"ל
הוצאות פחת
אחזקת משרדים ואחרות

סה"כ

באור 16: - פירוטים נוספים לסעיפי רווח או הפסד (המשך)

ד. הכנסות מימון

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			באור
2023	2024	2025	
	אלפי דולר		
8,306	9,220	16,258	הכנסות ריבית מפקדונות
-	539	603	אחרות
8,306	9,759	16,861	
(4,257)	(1,902)	(381)	היוון אשראי לנכסים כשירים
4,049	7,857	16,480	סה"כ הכנסות מימון

ה. הוצאות מימון

(25,508)	(36,252)	(55,860)	11	הוצאות ריבית בגין אגרות חוב
				הוצאות מימון בגין הלוואות מתאגידים
(23,152)	(45,524)	(79,896)	10	בנקאיים ומוסדות פיננסיים
(2,648)	(4,614)	(7,620)		הוצאות מימון בגין נגזרים פיננסיים, נטו
(779)	(5,219)	(1,266)	10ד'	הפסד מפרעון מוקדם
(1,848)	(1,670)	(3,166)		אחרות
(53,935)	(93,279)	(147,808)		
49,144	81,403	81,481		היוון עלויות אשראי לנכסים כשירים
(4,791)	(11,876)	(66,327)		סה"כ הוצאות מימון

באור 17: - מסים על ההכנסה

א. מיסוי בישראל

1. פריטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים

ביום 1 בינואר, 2017, פורסם ברשומות צו מס הכנסה (סוגי שותפויות שיש לראותן כחברה), התשע"ז-2017 (להלן - הצו), בו נקבעו התנאים שעל השותפות לעמוד בהם כדי להיחשב כחברה לצורכי מס. מאחר ועם רישום יחידות ההשתתפות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל-אביב השותפות עומדת בתנאים שנקבעו בצו, משטר המס שחל על השותפות לאחר הנפקה ורישום יחידות ההשתתפות כאמור, הינו כאילו היא חברה לכל דבר ועניין. בהתאם, ההוצאות וההכנסות של השותפות יתבררו בשותפות, והשותפות היא זו שתדווח על ההכנסה החייבת שלה ותישא במס חברות החל בגין ההכנסה החייבת שלה, כאילו היא הייתה חברה, לפי שיעורי המס החלים על חברה.

הוראות תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוי נפט), התשמ"ט-1988 (להלן - התקנות), אשר מסדירות את אופן יחוס הכנסות והוצאות של שותפות נסחרת למחזיקי יחידות ההשתתפות שהינם "מחזיקים זכאים", לא תחולנה על השותפות.

2. שיעור המס החל על חברות הקבוצה בישראל

שיעור מס החברות בישראל בשנים 2023-2025 הינו 23%.

באור 17: - מסים על ההכנסה (המשך)

3. מיסוי הכנסות מדיבידנדים מחברות בנות

בהתאם להוראות סעיף 126(ב) לפקודת מס הכנסה (להלן - הפקודה), לא תיכלל בחישוב ההכנסה החייבת של השותפות הכנסה מחלוקת רווחים או מדיבידנד שמקורם בהכנסות שהופקו או שנצמחו בישראל שנתקבלו במישרין או בעקיפין מחבר בני אדם אחר החייב במס חברות בישראל.

בהתאם להוראות סעיף 126 (ב) לפקודה, דיבידנד המתקבל בידי השותפות מחברה זרה יתחייב בידיה בישראל בשיעור מס חברות, כאמור לעיל, תוך מתן זיכוי בגין המס שנוכה במקור בחו"ל על הדיבידנד (זיכוי ישיר). עודף זיכוי ישיר ניתן להעברה עד לתום 5 שנות המס הבאות. יחד עם זאת, לבקשת השותפות ובהתקיים תנאים מסוימים, השותפות רשאית לבחור בחלופה לפיה יוטל מס בשיעור מס חברות כאמור לעיל, ביחס להכנסה ברוטו ממנה חולק הדיבידנד (סכום הדיבידנד שחולק בתוספת המס שנוכה במקור ומס החברות הזר ששולם בגינו), תוך קבלת זיכוי הן בגין המס הזר ששולם על ההכנסה ממנה חולק הדיבידנד בחברה הזרה (זיכוי עקיף), והן בגין המס שנוכה במקור בחו"ל ביחס לאותו דיבידנד. יצוין, כי זיכוי עקיף ניתן עד לשתי רמות בלבד מתחת לשותפות ובתנאים מסוימים לרבות שיעורי החזקה ברמה הראשונה והשנייה. עודף זיכוי עקיף לא ניתן להעברה לשנים הבאות.

4. בשנת 2024 התקבל אישור מס הכנסה בישראל והשותפות השלימה שינוי מבני, לפיו מניות נאוויטס פטרוליום הולדינגס LLC, חברה המאוגדת בארה"ב שהייתה בבעלות מלאה של נאוויטס פטרוליום לימיטד (חברה אנגלית בבעלות מלאה של השותפות), עברו להיות מוחזקות במישרין על ידי השותפות.

5. בחודש ספטמבר, 2021 פורסמו תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות לחיפוש נפט תיקון). על פי תקנות אלו נקבע, בין היתר, כי החל משנת המס 2022, שותפות אשר יחידותיה רשומות למסחר בבורסה תמוסה כ"חברה", כלומר בהתאם לשיטת המיסו הדו שלבי וזאת החל משנת המס בה הפיקה שותפות הנפט הכנסה חייבת או חילקה רווחים. יובהר כי כל עוד הצו חל על השותפות והיא ממוסה כחברה, הוראות התקנות, אשר מסדירות את אופן ייחוס ההכנסות וההוצאות של שותפות נסחרת למחזיקי יחידות השתתפות שהינם "מחזיקים זכאים", לא חלות על השותפות.

ב. שיעורי המס העיקריים החלים על החברות המאוחדות שמקום התאגדותן מחוץ לישראל הינם:

1. חברות המאוגדות בארה"ב

א. שיעור המס החל בארה"ב

שיעור מס החברות הפדרלי בארה"ב בשנים 2023-2025 הינו 21%.

במדינות שבהן פועלת הקבוצה בארה"ב חלים, בין היתר, המסים הבאים:

- טקסס - בשנים 2023-2025 חל על הקבוצה מס זיכיון בטקסס (Texas Franchise Tax) בשיעור של 0.75%.
- לואיזיאנה - בשנים 2023-2024 חל מס חברות מדורג בשיעורים שבין 3.5% ל-7.5%; החל משנת 2025 חל שיעור מס אחיד של 5.5%.

ב. חקיקת המס הפדרלית בארה"ב

ביום 22 בדצמבר, 2017 נחתמה בארה"ב חקיקה אשר כללה שינויים נרחבים במערכת המס הפדרלית (להלן - הרפורמה). מסגרת הרפורמה, וכן במסגרת תיקוני חקיקה מאוחרים יותר, נקבעו הוראות שונות העשויות להשפיע על חבות המס של פעילות הקבוצה בארה"ב. להלן עיקרי ההוראות הרלוונטיות לקבוצה:

באור 17: - מסים על ההכנסה (המשך)

1. הפחתת שיעור מס החברות הפדרלי - שיעור מס החברות הפדרלי הופחת מ-35% ל-21%, בתוקף מיום 1 בינואר 2018.
2. הפסדים לצורכי מס ומס מינימום - הרפורמה ביטלה את המס המינימלי האלטרנטיבי על חברות אמריקאיות (corporate AMT) שהיה קיים קודם לכן; עם זאת, החל משנות מס שמתחילות לאחר 2022 עשוי לחול Corporate Alternative Minimum Tax (CAMT) על חברות מסוימות. בנוסף, ניכוי הפסדים מועברים (Net Operating Losses – NOLs) כפוף, ככלל, למגבלה של 80% מההכנסה החייבת, והפסדים כאמור ניתנים, ככלל, להעברה לשנים הבאות ללא מגבלת זמן, בכפוף להוראות הדין.
3. הגבלת ניכוי הוצאות ריבית - בהתאם לדין בארה"ב, ניכוי הוצאות ריבית עסקיות כפוף, ככלל, למגבלה של 30% מההכנסה החייבת המתואמת (Adjusted Taxable Income – ATI). בשנות המס 2018–2021 חושב ה-ATI על בסיס הדומה ל-EBITDA; בשנות המס 2022–2024 חושב ה-ATI על בסיס הדומה ל-EBITDA. והחל משנת 2025 שב ה-ATI להיות מחושב על בסיס הדומה ל-EBITDA. הוצאות ריבית שלא הותרו בניכוי מועברות, ככלל, לשנים הבאות ללא מגבלת זמן.
4. פחת מואץ (Bonus Depreciation) - הדין הפדרלי בארה"ב מאפשר, בתנאים מסוימים, הכרה מואצת בעלותם של נכסים כשירים. שיעור ההפחתה המואצת השתנה לאורך השנים בעקבות שינויי חקיקה שונים, וביחס לנכסים כשירים מסוימים שנרכשו והועמדו לשימוש לאחר 19 בינואר 2025, הוחזר פחת מואץ בשיעור של 100%, בכפוף להוראות הדין הרלוונטיות.

ג. ניכוי במקור בגין דיבידנדים מחברות בארה"ב

על חלוקת דיבידנד מארה"ב לשותפות מנוכה מס במקור בשיעור מופחת של 12.5% בהתאם להוראות אמנת המס בין ישראל לארה"ב. כמו כן על חלוקת דיבידנד מארה"ב לחברה אנגלית מנוכה מס במקור בשיעור של 30% ובתנאים מסוימים 5% - 0% בהתאם להוראות אמנת המס בין ארה"ב לאנגליה.

2. חברות מאוגדות בבריטניה

שיעור מס החברות בשנת 2022 ועד מרס 2023 הינו 19%. החל מאפריל 2023 שיעור מס החברות הינו 25%. על חלוקת דיבידנד מאנגליה לשותפות אין ניכוי מס במקור.

3. הכנסות בסניף המאוגד באיי פוקלנד

שיעור מס החברות בשנים 2023-2025 הינו 26%.

4. ניכוי במקור בגין ריבית מחברות בנות

ככלל, ריבית המשתלמת בגין הלוואות שהועמדו מהשותפות לחברות בארה"ב חייבת בניכוי מס במקור בארה"ב בשיעור 30% לפי דין פנימי המופחת ל-17.5% בהתאם לאמנת המס בין ישראל וארה"ב.

ככלל, ריבית המשתלמת בגין הלוואות שהועמדו מהשותפות לחברות באנגליה חייבת בניכוי מס במקור באנגליה בשיעור של 20% המופחת ל-10% בהתאם לאמנת המס בין אנגליה וישראל. ככלל, ריבית המשתלמת על הלוואות המונפקות כאג"ח הרשומות בבורסה מוכרת עשויה להיות פטורה מניכוי במקור באנגליה תחת כללי Quoted Eurobond Exemption.

באור 17: - מסים על ההכנסה (המשך)

ג. מסים על ההכנסה הכלולים בדוחות רווח והפסד

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2023	2024	2025	
אלפי דולר			
(5,892)	(646)	158,835	מסים נדחים
(181)	(3,000)	(4,356)	מסים שוטפים
(6,073)	(3,646)	154,479	סה"כ הטבת מס (מסים על הכנסה)

הפסדים מועברים לצורכי מס

לחברות הקבוצה המאוגדות בארה"ב הפסדים לצורכי מס המועברים לשנים הבאות ומסתכמים לימים 31 בדצמבר, 2025 ו-31 בדצמבר, 2024 לסך של כ- 407 מיליון דולר ובגינו הוכר נכס מס לאור צפי לניצול הפסדים מועברים בארה"ב בשנים הבאות, ולאור הפרשי העיתוי שבגינם נוצרו עתודות.

בגין הפסדים לצרכי מס של השותפות בסך של כ- 450 מיליון ש"ח (כ- 133 מיליון דולר) לא הוכרו נכסי מס נדחים בהיעדר צפי לניצולם בעתיד הנראה לעין.

בנוסף לאמור, ל-NPDP הפסדים לצרכי מס של כ- 765 מיליון דולר בגין פעילותה באיי פוקלנד (מתוכם הפסדים בסך של כ- 700 מיליון דולר שהתהוו בגין השקעות עבר בנכס הנפט סי ליון שהושקעו בתקופה שקדמה לרכישת NPDP), אשר ככלל ניתנים לניצול בעתיד כנגד הכנסה חייבת במס באיי פוקלנד. בהמשך לקבלת FID בפרויקט (לפרטים ראה באור 2'ד), לרבות סיווג ממשאבים מותנים לעתודות מוכחות וצפויות, קבלת מימון פרויקטלי, התקשרות בהסכמים מחייבים עם קבלני משנה ותחילת עבודות הפיתוח, ולאור הרווחיות הצפויה מפרויקט סי ליון, גדלה הוודאות וקיים צפי לניצול ההפסדים האמורים בעתיד (על פני תקופה של כ- 7 שנים). לאור האמור, הקבוצה הכירה ליום 31 בדצמבר, 2025 בנכס מס נדחה בגין הפסדים אלו (בקיזוז הפרשי עיתוי) כנגד הכנסות מסים בדוח על הרווח הכולל בסך של כ- 183 מיליון דולר. לפרטים נוספים ראה באור 13ב'.

לשותפות שומות עצמיות בגין שנות המס עד וכולל 2018 הנחשבות כסופיות.

באור 17: - מסים על ההכנסה (המשך)

ד. מסים נדחים

הרכב

31 בדצמבר		
2024	2025	
אלפי דולר		
(100,853)	(142,377)	התחייבויות מסים נדחים
(385)	(74)	הפרשי עיתוי בגין נכסי נפט וגז
-	(1,325)	רכיב המרה אגרות חוב (סדרה ד')
(7,238)	(11,949)	נכסים פיננסיים הנמדדים בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר
(108,476)	(155,725)	הפרשים אחרים
89,480	284,393	נכסי מסים נדחים
2,061	2,218	הפסדים מועברים לצרכי מס
411	-	תשלום מבוסס מניות
-	10,495	נכסים פיננסיים הנמדדים בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר
91,952	297,106	הפרשים אחרים
(16,524)	141,381	סה"כ
-	183,000	מוצג בנכסים לזמן ארוך
(16,524)	(41,619)	מוצג בהתחייבויות לזמן ארוך

ה. מס תיאורטי

לשנה שהסתיימה ביום			
31 בדצמבר			
2023	2024	2025	
אלפי דולר			
31,577	15,925	24,125	רווח לפני מסים על הכנסה
23%	23%	23%	שיעור המס הסטטוטורי בישראל
(7,263)	(3,663)	(5,549)	מסים על הכנסה מחושבים לפי שיעור המס הסטטוטורי
219	167	4,407	הכנסות החייבות בשיעורי מס אחרים
-	-	183,000	מסים נדחים בגין השקעות עבר בסי ליון (ראה סעיף ג')
971	(150)	(27,379)	רווחים (הפסדים) בגינם לא נזקפו מסים נדחים, נטו
(6,073)	(3,646)	154,479	

באור 18: - עסקאות ויתרות עם בעלי עניין, צדדים קשורים ובעלי שליטה

א. יתרות

31 בדצמבר	
2024	2025
אלפי דולר	
1,353	3,375

זכאים ויתרות זכות - יתרות שוטפות

ב. עסקאות עם בעלי עניין וצדדים קשורים

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			באור
2023	2024	2025	
אלפי דולר			
5,339	4,093	14,934	ד'18
3,186	2,451	3,099	ג'18
50	-	-	
1,831	1,962	4,842	
1,134	749	670	
3	3	3	
147	230	356	
4	5	5	

הכנסות ממכירת נפט וגז, נטו

מתמלוגים

תמלוגים לבעלי עניין

הוצאות

הוצאות הנהלה וכלליות- דמי ניהול

ושכר לבעלי עניין

הוצאות בגין העתקת מגורים ליוסטון

של בעל עניין בשותפות

הטבות בגין העסקת אנשי מפתח

ניהוליים המועסקים בשותפות

סך ההטבות לטווח קצר

תשלום מבוסס מניות

מספר האנשים אליהם מתייחסת

ההטבה

גמול דירקטורים

גמול דירקטורים אשר אינם מועסקים

בשותפות

מספר האנשים אליהם מתייחסת

ההטבה

ג. דמי ניהול והענקות אופציות

1. ביום 14 בנובמבר, 2022 אישרה האסיפה הכללית של השותפות, כי השותפות תתקשר באופן ישיר עם נושאי המשרה מטעם השותף הכללי בהסכם לקבלת שירותי ניהול בתמורה לשכר או דמי ניהול שנתיים קבועים ותגמול הוני, כמפורט להלן:

נושאי המשרה מטעם השותף הכללי העניקו לשותפות שירותי ניהול, שירותי ייעוץ, שירותי פיתוח עסקי, ושירותים אחרים הדרושים לשם ניהול עסקיה של השותפות, וכיהנו בתפקיד יו"ר דירקטוריון (גדעון תדמור), תפקיד סגן יו"ר דירקטוריון ומנהל בכיר בתחום הפיתוח העסקי (קובי כץ) ובתפקיד משנה למנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי, וזאת בהיקף משרה של 100%.

תקופת ההתקשרות עם כל אחד מנושאי המשרה מטעם השותף הכללי, החלה ביום 12 בספטמבר 2022 והסתיימה בחלוף שלוש שנים ממועד אישור האסיפה הכללית כאמור לעיל.

באור 18: - עסקאות ויתרות עם בעלי עניין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך)

ג. דמי ניהול והענקות אופציות (המשך)

בתמורה להעמדת שירותי הניהול על ידי נושאי המשרה מטעם השותף הכללי, שילמה השותפות לכל אחד מנושאי המשרה מטעם השותף הכללי שכר או דמי ניהול בסך כולל של 138 אלפי ש"ח לחודש במונחי עלות (בתוספת מע"מ).

בחודש פברואר 2023 חתמו בעלי המניות בשותף הכללי על תיקון להסכמים ביניהם, כך שמניותיו של אחד מבעלי המניות בשותף הכללי יומרו למניות רגילות מסוג א' של השותף הכללי המקנות לו זכויות כלכליות בלבד ובהתאם, הוא הודיע על סיום כהונתו כדירקטור ומשנה למנכ"ל בשותף הכללי.

ביום 30 באוקטובר, 2025 אישרה האסיפה הכללית של השותפות (להלן – אישור האסיפה) (בהמשך לאישור הדירקטוריון), חבילת תגמול מעודכנת, כמפורט להלן:

נושאי המשרה מטעם השותף הכללי ימשיכו להעניק לשותפות שירותי ניהול, שירותי ייעוץ, שירותי פיתוח עסקי, ושירותים אחרים הדרושים לשם ניהול עסקיה של השותפות, ויכהנו בתפקיד יו"ר דירקטוריון (גדעון תדמור) ותפקיד סגן יו"ר דירקטוריון ומנהל בכיר בתחום הפיתוח העסקי (קובי כץ), וזאת בהיקף משרה של 100%.

תקופת ההתקשרות עם כל אחד מנושאי המשרה מטעם השותף הכללי, תחל ביום 30 באוקטובר, 2025 ותסתיים בחלוף שלוש שנים ממועד אישור האסיפה הכללית כאמור לעיל.

בתמורה להעמדת שירותי הניהול על ידי נושאי המשרה מטעם השותף הכללי, תשלם השותפות לסגן יו"ר הדירקטוריון שכר או דמי ניהול בסך כולל של 138 אלפי ש"ח לחודש במונחי עלות (בתוספת מע"מ), בתוספת הצמדה לעליה במדד המחירים לצרכן. ליו"ר הדירקטוריון בשנה הראשונה לא ישולמו שכר או דמי ניהול כלל, ובכל אחת משתי השנים שלאחר מכן ישולמו שכר או דמי ניהול בסך כולל של 184 אלפי ש"ח לחודש במונחי עלות (בתוספת מע"מ), כך שהממוצע לשלוש השנים יעמוד על כ- 123 אלפי ש"ח (בתוספת מע"מ). השותפות תכיר בהוצאות בדוחות על הרווח הכולל בהתאם לעלות הממוצעת בכל תקופה.

נוסף לדמי הניהול, זכאי כל אחד מנושאי המשרה מטעם השותף הכללי לתנאים כלליים נוספים מקובלים ובכלל זה: נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים וכיוצ"ב), הוצאות דלק וכן כל ההוצאות העסקיות הסבירות שהוציא במסגרת תפקידו (כגון: טיסות, לינה וכיוצ"ב).

2. הענקת אופציות - בנוסף לאמור בסעיף 1 לעיל, בחודש נובמבר, 2022 הוקצו לכל אחד מנושאי המשרה מטעם השותף הכללי, ללא תמורה, אופציות לא סחירות (הניתנות כל אחת למימוש ליחידת השתתפות אחת) בכמות של 1,750,410 יחידות ליו"ר הדירקטוריון (שווי ההטבה הכלכלית השנתית הממוצעת במועד ההענקה מסתכמת לסך של כ- 2,933 אלפי ש"ח ובכמות של 350,057 יחידות לכל אחד משני נושאי המשרה האחרים מטעם השותף הכללי (שווי ההטבה הכלכלית השנתית הממוצעת במועד ההענקה מסתכמת לסך של כ- 586 אלפי ש"ח לכל אחד מהם).

האופציות תבשלנה ב-3 מנות שנתיות על פני 4 שנים, החל מיום 15 בספטמבר 2022, כך שבתום שנתיים ממועד ההענקה תבשלנה 50% מהכמות (להלן - מנה ראשונה), בתום 3 שנים 35% מהכמות (להלן - מנה שנייה) ובתום 4 שנים 15% מהכמות (להלן - מנה שלישית).

מחיר מימוש של האופציות הינו כדלקמן: מנה ראשונה: 23.23 ש"ח, מנה שנייה ושלישית: 24.159.

באור 18: - עסקאות ויתרות עם בעלי עניין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך)

ג. דמי ניהול והענקות אופציות (המשך)

השווי ההוגן של האופציות במועד אישור האסיפה נאמד לפי מודל הערכת שווי בלאק ושולס בהתבסס על: (א) מחיר מימוש של 23.230 ש"ח למנה הראשונה ו- 24.159 ש"ח למנה השנייה והשלישית; (ב) המנה הראשונה תפקע בתום 4.25 שנים ממועד ההענקה והמנה השנייה והשלישית תפקענה בתום 5 שנים ממועד ההענקה; (ג) הונחה התאמה מלאה לדיבידנד; (ד) סטיות תקן של 56.18% למנה הראשונה, 54.59% למנה השנייה ו- 53.96% למנה השלישית; (ה) ושיעור ריבית חסרת סיכון מבוססת על פרסומי בנק ישראל.

ביום 2 בנובמבר, 2025 הוקצו לכל אחד מנושאי המשרה מטעם השותף הכללי, ללא תמורה, אופציות לא סחירות (הניתנות כל אחת למימוש ליחידת השתתפות אחת) בכמות של 1,114,020 יחידות ליו"ר הדירקטוריון (שווי ההטבה הכלכלית השנתית מסתכמת לסך של כ- 8,132 אלפי ש"ח (כ-2,497 אלפי דולר)) ובכמות של 222,804 יחידות לסגן יו"ר הדירקטוריון (שווי ההטבה הכלכלית השנתית מסתכמת לסך של כ- 1,626 אלפי ש"ח (כ- 499 אלפי דולר)).

האופציות תבשלנה ב- 3 מנות שנתיות על פני 4 שנים, החל ממועד ההענקה (2 בספטמבר 2025), כך שבתום שנתיים ממועד ההענקה תבשלנה 50% מהכמות, בתום 3 שנים 35% מהכמות ובתום 4 שנים 15% מהכמות.

מחיר מימוש של האופציות הינו כדלקמן: מנה ראשונה: 132.39 ש"ח לכל כתב אופציה, מנה שנייה ושלישית: 137.68 ש"ח.

השווי ההוגן של האופציות במועד אישור האסיפה נאמד לפי מודל הערכת שווי בלאק ושולס בהתבסס על: (א) מחירי המימוש כאמור לעיל (ב) המנה הראשונה תפקע בתום 4.25 שנים ממועד ההענקה והמנה השנייה והשלישית תפקענה בתום 5 שנים ממועד ההענקה; (ג) הונחה התאמה מלאה לדיבידנד; (ד) סטיית התקן של המנה הראשונה 35.01%, המנה השנייה והמנה השלישית 36.18% (ה) שיעור ריבית חסרת סיכון המבוססות על תשואה לפדיון של אגרות חוב לא צמודות בריבית קבועה.

בשנת 2025 הכירה השותפות בהוצאות בגין אופציות לנושאי המשרה מטעם השותף הכללי בסך של כ- 2,141 אלפי דולר (כ- 7,080 אלפי ש"ח).

בשנת 2024 הכירה השותפות בהוצאות בגין אופציות לנושאי המשרה מטעם השותף הכללי בסך של כ- 1,559 אלפי דולר (כ- 5,361 אלפי ש"ח).

בשנת 2023 הכירה השותפות בהוצאות בגין אופציות לנושאי המשרה מטעם השותף הכללי בסך של כ- 2,165 אלפי דולר (כ- 7,444 אלפי ש"ח). בנוסף, בשנת 2023 היוונה השותפות סך של כ- 240 אלפי דולר.

ד. תמלוג על

בהסכם השותפות נקבע כי השותפות תשלם לשותף הכללי ו/או לבעלי עניין בשותף הכללי תמלוגים בשיעור של 6% מכל חלקה של השותפות בנפט או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו ויוצלו מנכסי הנפט בהם יש או יהיה בעתיד לשותפות אינטרס, במישרין או בעקיפין, לרבות באמצעות חברות, שותפויות או תאגידים אשר השותפות תהיה בעלת זכויות בהם.

ה. תנאי כהונת מנכ"ל

ביום 16 בנובמבר, 2025 אישר דירקטוריון השותף הכללי את עדכון תנאי כהונתו והעסקתו של מר עמית קורנהאוזר כמנכ"ל השותף הכללי. ביום 28 בדצמבר, 2025, אישרה האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות את תנאי כהונתו והעסקתו של מר קורנהאוזר.

באור 18: - עסקאות ויתרות עם בעלי עניין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך)

ה. תנאי כהונת מנכ"ל (המשך)

שכר והיקף משרה

מר קורנהאוזר יהא זכאי למשכורת חודשית בסך של 150 אלפי ש"ח ברוטו (צמוד לעלייה במדד המחירים לצרכן), בגין היקף משרה מלאה (100%). מר קורנהאוזר לא יהיה זכאי לגמול נוסף מהשותפות ו/או מחברות הבנות שלה על תפקידו כדירקטור.

הטבות ותנאים נלווים

מר קורנהאוזר יהיה זכאי להפרשות סוציאליות בהתאם לחוק ותנאים נלווים מקובלים בקרב מנהלים במשק, ובכלל זה: הפרשות לקרן פנסיה ו/או לביטוח מנהלים; הפרשות לקרן השתלמות; ביטוח אובדן כושר עבודה; רכב (כולל גילום המס בגינו ואחזקתו על חשבון השותפות); נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים וכיוצ"ב); השתתפות בהשתלמות מקצועית; חופשה שנתית; דמי הבראה; ימי מחלה; פטור שיפוי וביטוח לנושאי משרה וכיוצ"ב.

תגמול הוני

הוקצו למר קורנהאוזר אופציות לא סחירות, הניתנות כל אחת למימוש ליחידת השתתפות רגילה אחת של השותפות (להלן - האופציות). סך ניירות הערך אשר הוקצו למר קורנהאוזר (להלן - הניצע) הינו 226,253 אופציות, המקנות זכות לקבלת 226,253 יחידות השתתפות של השותפות (המהוות כ - 0.19% מההון המונפק והנפרע בהנחת מימוש מלא).

האופציות תבשלנה בשלוש מנות שנתיות שוות על פני 3 שנים, החל מיום 16 בנובמבר, 2025. מחיר מימוש במנה הראשונה - 131.31 ש"ח, מנה שנייה - 137.02 ש"ח ומנה שלישית - 142.73 ש"ח. תקופות ההבשלה (VESTING) של האופציות הינן כמפורט לעיל, כל יתרת האופציות שלא תמומש על ידי הניצע עד למועד הפקיעה, תפקע, והאופציות לא יהיו ניתנות למימוש החל ממועד זה, והכל בכפוף לתנאי תוכנית התגמול ההוני של השותפות.

השווי הכלכלי במועד אישור האסיפה הינו 21.43 ש"ח לאופציה במנה הראשונה, 25.58 ש"ח לאופציה במנה השנייה ו- 30.78 ש"ח לאופציה במנה השלישית, אשר חושב לפי מודל הערכת שווי בלאק ושולס בהתבסס על: א) מחיר מימוש של 131.31 ש"ח למנה הראשונה, 137.02 ש"ח למנה השנייה ו- 142.73 ש"ח למנה השלישית; ב) המנה הראשונה תפקע בתום 3 שנים ממועד ההענקה, המנה השנייה תפקע בתום 4 שנים ממועד ההענקה והמנה השלישית תפקע בתום 5 שנים ממועד ההענקה; ג) הונחה התאמה מלאה לדיבידנד; ד) סטיות תקן של 36.37% למנה הראשונה, 34.82% למנה השנייה ו- 36.17% למנה השלישית; ה) ושיעור ריבית חסרת סיכון מבוססת על פרסומי בנק ישראל.

באור 19: - מכשירים פיננסיים

א. קבוצות מכשירים פיננסיים

31 בדצמבר	
2024	2025
אלפי דולר	
8,929	10,862
1,633	68,824
10,562	79,686
118,829	591,906
19,368	42,515
9,940	84,917
14,241	15,571
22,124	1,679
184,502	736,588
195,064	816,274
106	-
5,392	19,231
28,431	198,047
3,222	3,980
36,715	7,736
476,285	535,459
517,528	1,093,275
1,067,573	1,857,728
1,067,679	1,857,728

נכסים פיננסיים בשווי הוגן
קרנות נאמנות (אגרות חוב בישראל)
נגזרים פיננסיים

נכסים פיננסיים בעלות מופחתת
מזומנים ושווי מזומנים
פקדונות לזמן קצר
לקוחות
חייבים ויתרות חובה
סכומים מוגבלים

סה"כ נכסים פיננסיים

התחייבויות פיננסיות בשווי הוגן
נגזרים פיננסיים

התחייבויות פיננסיות בעלות מופחתת
ספקים
זכאים ויתרות זכות
התחייבויות בגין חכירות
התחייבויות אחרות לזמן ארוך
הלוואות לזמן ארוך מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים
(כולל ריבית לשלם)
אגרות חוב (כולל ריבית לשלם)

סה"כ התחייבויות פיננסיות

ב. מדיניות ניהול סיכונים

פעילויות השותפות חושפות אותה לסיכונים פיננסיים שונים, כגון סיכון שוק (לרבות סיכון מטבע חוץ, סיכון שווי הוגן בגין שיעור ריבית, וסיכון מחיר), סיכון אשראי, וסיכון נזילות. תוכנית ניהול הסיכונים הכוללת של השותפות מתמקדת בפעולות לצמצום למינימום השפעות שליליות אפשריות על הביצועים הפיננסיים של השותפות.

באור 19: - מכשירים פיננסיים (המשך)

ג. פעילות גידור ונגזרים

1. הקבוצה חשופה לשינויים במחירי הנפט בגין המכירות העתידיות שלה. על מנת לגדר את החשיפה האמורה מבצעת הקבוצה עסקאות גידור על מחירי הנפט ביחס לחלק מההפקה העתידית שלה. להלן פירוט בדבר העסקאות הפתוחות ליום 31 בדצמבר 2025:

(א) ליום 31 בדצמבר, 2025 קיימות ל- Navitas Buckskin עסקאות גידור פתוחות מסוג אופציות מכר (Put), לגידור מחירי נפט מסוג WTI בתקופה שבין חודש ינואר 2026 ועד לחודש דצמבר לשנת 2026, בהיקף כולל של כ- 410 אלפי חביות נפט במחיר חבית מינימלי ממוצע של כ- 59.15 דולר. העסקאות הנ"ל מטופלות כגידור חשבונאי.

השווי ההוגן של הנכס בגין עסקאות הגידור הנ"ל ליום 31 בדצמבר, 2025 הינו כ- 2,254 אלפי דולר.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודשים ינואר ופברואר 2026, התקשרה Navitas Buckskin בעסקאות גידור נוספות מסוג אופציית מכר (Put), לגידור מחירי נפט מסוג WTI כמפורט להלן:

- בחודשים ינואר 2027 עד מרס 2027, בהיקף של כ- 105 אלפי חביות נפט במחיר חבית מינימלי ממוצע של כ- 55 דולר לחבית.
- בחודשים אפריל 2027 עד מאי 2027, בהיקף של כ- 70 אלפי חביות נפט במחיר חבית מינימלי ממוצע של כ- 60 דולר לחבית.

(ב) ליום 31 בדצמבר, 2025 קיימות ל-NPO עסקאות גידור פתוחות מסוג אופציות מכר (Put), לגידור מחירי נפט מסוג WTI, המטופלות כעסקאות גידור חשבונאי, בהיקף כולל של כ- 302 אלפי חביות לתקופה מחודש ינואר 2026 ועד לחודש ספטמבר 2027 במחיר מינמלי ממוצע של כ- 55 דולר לחבית.

השווי ההוגן של הנכס בגין עסקאות הגידור הנ"ל ליום 31 בדצמבר, 2025 הינו כ- 1,270 אלפי דולר.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, הוסבו עסקאות הגידור הנ"ל של NPO לשותפות.

(ג) ליום 31 בדצמבר, 2025 קיימות ל- ShenHai, LLC עסקאות גידור פתוחות מסוג אופציות מכר (Put), לגידור מחירי נפט מסוג WTI, בהיקף של כ- 7,231 אלפי חביות נפט לשנת 2026 במחיר חבית מינמלי ממוצע של כ- 64.2 דולר לחבית.

השווי ההוגן של הנכס בגין עסקת הגידור הנ"ל ליום 31 בדצמבר, 2025 הינו כ- 65,300 אלפי דולר.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, חלק מעסקאות הגידור הנ"ל של ShenHai, LLC הוסבו לחברת Navitas Petroleum Holdings LLC.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי התקשרה Navitas Petroleum Holdings LLC לתקופה שבין חודש מרס לשנת 2026 ועד לחודש יוני לשנת 2029 לגידור מחירי נפט מסוג WTI כמפורט להלן:

- עסקאות לגידור מחירי נפט מסוג WTI בהיקף של כ- 2,308 אלפי חביות נפט מסוג אופציות מכר (Put) בתקופה שבין חודש מרס לשנת 2026 ועד לחודש מאי לשנת 2027 במחיר חבית מינימלי ממוצע של כ- 60.2 דולר לחבית.

באור 19: - מכשירים פיננסיים (המשך)

ג. פעילות גידור ונגזרים (המשך)

- עסקאות לגידור מחירי נפט מסוג WTI בהיקף של 4,577 אלפי חביות נפט מסוג עסקת SWAP בתקופה שבין חודש מרס 2028 ועד לחודש יוני לשנת 2029 במחיר חבית מינימלי ממוצע של כ- 60.5 דולר לחבית.
- אסטרטגיית 3-Way Collars בהיקף כולל של כ- 3,414 אלפי חביות נפט בתקופה שבין חודש נובמבר לשנת 2026 ועד לחודש פברואר לשנת 2028, במסגרת אסטרטגיה זו התקשרה השותפות בעסקאות מסוג רכישת אופציות Put ומנגד בעסקאות למכירת אופציות Call במחיר מימוש ממוצע של כ- 55 דולר לחבית, ובנוסף בעסקאות מסוג רכישת אופציות Call במחיר מימוש ממוצע של כ- 68.2 דולר.

ד. שווי הוגן

הטבלה שלהלן משווה בין היתרה בספרים לבין השווי ההוגן של מכשיריה הפיננסיים של הקבוצה, המוצגים בדוחות הכספיים שלא על-פי שווים ההוגן (מלבד אלו אשר עלותם המופחתת אינה שונה מהותית משווים ההוגן):

שווי הוגן (*)		יתרה בספרים		התחייבויות פיננסיות
31 בדצמבר		31 בדצמבר		
2024	2025	2024	2025	
אלפי דולר				
92,087	106,479	92,079	105,552	אגרות חוב (סדרה ג')
118,424	150,828	(**) 48,054	(**) 36,930	אגרות חוב (סדרה ד')
140,828	162,476	128,593	149,743	אגרות חוב (סדרה ה')
265,040	305,321	251,958	288,496	אגרות חוב (סדרה ו')
-	318,433	-	308,987	אגרות חוב (סדרה ז')
-	216,395	-	205,888	אגרות חוב (סדרה ח')
616,379	1,259,932	520,684	1,095,596	סה"כ

(*) בהתאם למחיר שוק מצוטט (רמה 1) במידרג שווי הוגן.

(**) משקף את הערך ההתחייבותי (כולל מרכיב ההמרה).

יצוין כי נגזרים פיננסיים נמדדים בשווים ההוגן. לפרטים ראה באור 19.

ה. סיכוני שוק

סיכוני שוק נובעים מהסיכון שהשווי ההוגן או תזרימי המזומנים העתידיים של מכשיר פיננסי ישתנו כתוצאה משינויים במחירי שוק. סיכוני שוק כוללים שלושה סוגי סיכונים: סיכון מטבע, סיכון מחיר אחר וסיכון שווי הוגן בגין שיעור ריבית כדלקמן:

1. סיכון מטבע

סיכון מטבע חוץ הוא הסיכון בו השווי ההוגן של תזרימי המזומנים העתידיים של מכשיר פיננסי אינו יציב בגלל שינויים בשיעורי מטבע חוץ.

הקבוצה חשופה בעיקר לסיכוני מטבע חוץ הנובעים לשינויים בשיעור חליפין של מטבע ש"ח אל מול הדולר (מטבע הפעילות).

באור 19: - מכשירים פיננסיים (המשך)

ה. סיכוני שוק (המשך)

1. סיכון מטבע (המשך)

ליום 31 בדצמבר, 2025 הסתכם עודף ההתחייבויות הכספיות הנקובות בש"ח על נכסים כספיים בש"ח לסך של כ- 853,419 אלפי דולר (ליום 31 בדצמבר, 2024 - כ- 476,819 אלפי דולר).

מבחן רגישות לשינויים בשער ש"ח מול דולר		
רווח (הפסד) מהשינוי		
עלייה בשער של 5%	ירידה בשער של 5%	
אלפי דולר		
23,513	(23,421)	2024
41,771	(41,771)	2025

2. סיכון ריבית

סיכון ריבית הינו הסיכון שהשווי ההוגן או תזרימי המזומנים העתידיים של מכשירים פיננסיים ישתנו כתוצאה משינויים בשעורי ריבית השוק. המכשירים הפיננסיים הנושאים ריבית משתנה חושפים את השותפות לסיכון תזרימי מזומנים ולסיכון שווי הוגן בגין שינוי בשיעור הריבית.

מבחן רגישות לשינויים בשיעור ריבית ה-SOFR		
רווח (הפסד) מהשינוי		
עלייה	ירידה	
בריבית של 0.5%	בריבית של 0.5%	
אלפי דולר		
(386)	386	2024
(2,677)	2,677	2025

החל מתחילת ההפקה מפרויקט שננדואה בחודש יולי, 2025 לא מהווות בגין פיתוח הנכס עלויות אשראי, ולפיכך גדלה החשיפה האפשרית על הרווח או ההפסד משינוי בשיעור ריבית ה-SOFR.

3. יתרת לקוחות

ניהול סיכון האשראי בגין לקוחות מנוהל על ידי הקבוצה בהתאם למדיניות ניהול סיכון האשראי שלה. יתרות לקוחות שטרם נפרעו נבחנות באופן סדיר ובחינת ירידת ערך מבוצעת בכל תאריך דיווח על בסיס ספציפי עבור לקוחות עיקריים. ליום 31 בדצמבר, 2025 אין לקבוצה לקוחות בפיגור.

באור 19: - מכשירים פיננסיים (המשך)

1. סיכון נזילות

סיכוני נזילות נובעים מניהול ההון החוזר של השותפות וכן מהוצאות המימון והחזרי הקרן של מכשירי החוב של השותפות. סיכון נזילות הינו הסיכון שהשותפות תתקשה לקיים מחויבויות הקשורות להתחייבויות פיננסיות.

להלן מועדי הפירעון החוזיים של ההתחייבויות הפיננסיות (בהתאם לערכים הנקובים לסילוק השונים מערכם בספרים), בהתבסס, היכן שרלבנטי, על שיעורי הריבית ושערי החליפין לתאריך הדוח.

התחייבויות ליום 31 בדצמבר 2025							ספקים, זכאים ויתרות זכות התחייבויות בגין חכירות התחייבויות אחרות לזמן ארוך הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים אגרות חוב סה"כ
עד שנה	שנה שנייה	שנה שלישית	שנה רביעית	שנה חמישית	שנה שישית ואילך	סה"כ	
אלפי דולר							
217,278	-	-	-	-	-	217,278	ספקים, זכאים ויתרות זכות התחייבויות בגין חכירות
997	678	645	591	533	1,283	4,727	התחייבויות אחרות
31,988	8,187	-	-	-	-	40,175	לזמן ארוך
250,740	228,592	126,078	32,341	-	-	637,751	הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים
182,307	210,031	240,287	339,345	280,323	110,726	1,363,019	אגרות חוב
<u>683,310</u>	<u>447,488</u>	<u>367,010</u>	<u>372,277</u>	<u>280,856</u>	<u>112,009</u>	<u>2,262,950</u>	סה"כ

התחייבויות ליום 31 בדצמבר 2024							ספקים, זכאים ויתרות זכות התחייבויות בגין חכירות התחייבויות אחרות לזמן ארוך הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים אגרות חוב סה"כ
עד שנה	שנה שנייה	שנה שלישית	שנה רביעית	שנה חמישית	שנה שישית	סה"כ	
אלפי דולר							
33,823	-	-	-	-	-	33,823	ספקים, זכאים ויתרות זכות התחייבויות בגין חכירות
1,289	858	537	472	184	127	3,467	התחייבויות אחרות
7,750	31,988	8,187	-	-	-	47,925	לזמן ארוך
135,411	194,595	187,969	99,910	12,950	-	630,835	הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים
32,744	144,068	152,994	164,194	148,384	-	642,384	אגרות חוב
<u>211,017</u>	<u>371,509</u>	<u>349,687</u>	<u>264,576</u>	<u>161,518</u>	<u>127</u>	<u>1,358,434</u>	סה"כ

באור 20: - מגזרים גאוגרפיים

א. כללי

בהתאם ל- IFRS 8 - מגזרי הפעילות של השותפות נקבעים בהתאם לדיווחי ההנהלה המבוססים על המיקום הגיאוגרפי של נכסי השותפות.

מגזרי הפעילות הינם כלהלן:

- מגזר חיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בארצות הברית - עיקר הפעילות בתקופת הדוח מתבצעת בפרויקטים שננדואה, בקסקין, מוניומנט ושננדואה דרום במימי מפרץ אמריקה דרומית לחופי מדינות טקסס ולואיזיאנה ובשדות נפט יבשתיים בטקסס שדות דנברי ונצ'ס.

- מגזר פיתוח והפקת נכסי גז ונפט בדרום מערב האוקיינוס האטלנטי הצפוני - במסגרת תגלית סי-ליון באיי פוקלנד.

- מגזרים אחרים כוללים זכויות ברישיון אקספלורציה ימי זניח בפיליפינים ועומדת לה אופציה להצטרף כשותפה בנכס נפט ימי נוסף הממוקם מול חופי מרוקו.

ב. דיווח בדבר מגזרים גאוגרפיים

מגזר חיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בארצות הברית	מגזר חיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בדרום מערב האוקיינוס האטלנטי	פעילויות אחרות	שלא הוקצו	סה"כ	
					<u>ליום 31 בדצמבר, 2025</u>
2,155,346	456,355	7,560	384,399	3,003,600	נכסים המשמשים את המגזר
666,099	38,387	-	1,241,769	1,946,255	התחייבויות המגזר

					<u>ליום 31 בדצמבר, 2024</u>
1,459,761	56,645	5,115	54,927	1,576,449	נכסים המשמשים את המגזר
518,115	12,035	-	578,442	1,108,593	התחייבויות המגזר

מגזר חיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בארצות הברית	מגזר חיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בדרום מערב האוקיינוס האטלנטי	פעילויות אחרות	סה"כ

השקעות הוניות

489,563	160,250	2,636	652,449	לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר, 2025
433,309	36,674	3,798	473,781	לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר, 2024

ג. מאחר ופעילות מגזר חיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בדרום מערב האוקיינוס האטלנטי נמצאת בשלב הפיתוח (פרויקט סי ליון), השפעת המגזר על הדוח על הרווח הכולל הינה זניחה ולא מהותית ומאחר והכנסות השותפות והרווח התפעולי שלה, נובעים בשלב זה מהפעילות במגזר חיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז בארצות הברית, לא מוצג מידע בדבר תוצאות הפעילות של המגזרים.

באור 21: - רווח נקי ליחידת השתתפות

פרוט כמות יחידות ההשתתפות והרווח ששימשו בחישוב הרווח הנקי ליחידת השתתפות

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר

2023		2024		2025		
רווח נקי המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות אלפי דולר	כמות מניות משוקללת אלפים	רווח נקי המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות אלפי דולר	כמות מניות משוקללת אלפים	רווח נקי המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות אלפי דולר	כמות מניות משוקללת אלפים	
14,674	93,883	1,418	98,904	167,806	106,893	
-	236	-	1,967	-	2,189	
-	-	-	1,833	-	4,284	השפעת יחידות RSU וכתבי אופציה לא סחירים
-	-	-	-	3,187	4,101	השפעת כתבי אופציה סחירים
14,674	94,119	1,418	102,704	170,993	117,467	השפעת אגרות חוב להמרה
0.156		0.014		1.569		לצורך חישוב רווח נקי מדולל
0.156		0.014		1.455		רווח בסיסי ליחידת השתתפות
						רווח מדולל ליחידת השתתפות

בחישוב הרווח הנקי המדולל למניה בשנים 2024 ו-2023 לא נכללו אגרות חוב להמרה (סדרה ד') כיוון שהכללתם מגדילה את הרווח הבסיסי למניה (השפעה אנטי מדללת).

רשימת חברות מאוחדות עיקריות ליום 31 בדצמבר 2025

שיעורי הבעלות
והשליטה של
החברה/
שותפות
המחזיקה

שם החברה/שותפות המחזיקה	שם החברה	%
נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת	Navitas Petroleum Limited	100
	Navitas Petroleum Holdings LLC	100
	נאוויטס שנחי מימון בע"מ	100
	Navitas Petroleum Philippines Limited (UK)	100
	Navitas Financing US LLC	100
Navitas Petroleum Limited	Navitas Petroleum Development and Production Limited	100
	Navitas Petroleum Atlantic Limited	100
Navitas Petroleum Holdings LLC	Navitas Petroleum US LLC	100
	Navitas Buckskin US LLC	100
	ShenHai LLC	100
	Peles LLC	100
	Navitas Petroleum Onshore LLC	100
	Navitas Monument US LLC	100
	Navitas Monument II US LLC	100
	Navitas Petroleum Exploration LLC	100

נאויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת

נתונים כספיים מתוך הדוחות הכספיים המאוחדים המיוחסים לשותפות

ליום 31 בדצמבר, 2025

באלפי דולר של ארה"ב

תוכן העניינים

עמוד

2-3	דוח מיוחד של רואה החשבון המבקר על מידע כספי נפרד לפי תקנה 9'
5	נתונים כספיים מתוך הדוחות המאוחדים על המצב הכספי המיוחסים לשותפות
6	נתונים כספיים מתוך הדוחות המאוחדים על הרווח הכולל המיוחסים לשותפות
7-8	נתונים כספיים מתוך הדוחות המאוחדים על תזרימי המזומנים המיוחסים לשותפות
9-18	מידע נוסף

לכבוד השותפים של נאווטס פטרוליום (שותפות מוגבלת)

הנדון: דוח מיוחד של רואה החשבון המבקר הבלתי תלוי על מידע כספי נפרד לפי תקנה 99 לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970.

חוות הדעת

ביקרנו את המידע הכספי הנפרד המובא לפי תקנה 99 לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל - 1970 של נאווטס פטרוליום – שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") ליום 31 בדצמבר 2025 ולשנה שהסתיימה באותו תאריך (להלן: "המידע הכספי הנפרד").

לדעתנו, המידע הכספי הנפרד הוכן, מכל הבחינות המהותיות, בהתאם להוראות תקנה 99 לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970.

בסיס לחוות הדעת

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל. חובותינו על פי תקנים אלה מתוארות בפסקת חובות רואה החשבון המבקר לביקורת של המידע הכספי הנפרד. אנו בלתי תלויים בשותפות בהתאם להוראות הדין החלות בישראל בעניין אי תלות ומניעת ניגוד עניינים של רואה החשבון המבקר בישראל. כמו כן, קיימנו את חובות האתיקה האחרות שלנו בהתאם לחוק רואי חשבון, תשט"ו-1955, ותקנות מכוחו. אנו סבורים שראיות הביקורת אשר הושגו הן נאותות ומספיקות על מנת להוות בסיס לחוות דעתנו.

חובות של הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי למידע הכספי הנפרד

הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי אחראים להכנה ולהצגה של המידע הכספי הנפרד בהתאם להוראות תקנה 99 לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970, ולבקרה הפנימית הנחוצה בהתאם לקביעת הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי על מנת לאפשר הכנת מידע כספי נפרד ללא הצגה מוטעית מהותית, בין שמקורה בתרמית או בטעות.

בהכנת המידע הכספי הנפרד, הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי אחראים להעריך את יכולת השותפות להמשיך ולפעול כעסק חי, לתת גילוי, ככל שנדרש, לעניינים הקשורים לעסק חי והן ליישם בסיס חשבונאי של עסק חי, במידע הכספי הנפרד אלא אם הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי מתכוונים לפרק או להפסיק את פעילות השותפות או שאין להם חלופה מציאותית אחרת מלבד זאת.

חובות רואה החשבון המבקר לביקורת של המידע הכספי הנפרד

המטרות שלנו הן להשיג מידה סבירה של ביטחון כי המידע הכספי הנפרד אינו כולל הצגה מוטעית מהותית, בין שמקורה בתרמית או בטעות, ולתת דוח מיוחד של רואה החשבון המבקר הכולל את חוות דעתנו. מידה סבירה של ביטחון היא רמה גבוהה של ביטחון, אך היא אינה מהווה ערובה לכך שביקורת הנערכת בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל תגלה תמיד הצגה מוטעית מהותית כאשר היא קיימת. הצגות מוטעיות יכולות לנבוע מתרמית או מטעות והן נחשבות מהותיות אם, בנפרד או במצטבר, ניתן לצפות באופן סביר שהן ישפיעו על ההחלטות הכלכליות של משתמשים אשר התקבלו על בסיס המידע הכספי הנפרד.

בביקורת המבוצעת בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, אנו מפעילים שיקול דעת מקצועי ושומרים על ספקנות מקצועית במהלך הביקורת. בנוסף אנו:

- מזהים ומעריכים את הסיכונים להצגה מוטעית מהותית בדוח הכספי הנפרד, בין שמקורה בתרמית או בטעות, מתכננים ומבצעים נוהלי ביקורת במענה לאותם סיכונים, ומשיגים ראיות ביקורת נאותות ומספיקות על מנת לבסס חוות דעתנו. הסיכון של אי גילוי הצגה מוטעית מהותית הנובעת מתרמית גבוה יותר מהסיכון של אי גילוי הצגה מוטעית מהותית הנובעת מטעות, שכן תרמית עלולה להיות כרוכה בקנוניה, זיוף, השמטות מכוונות, מצג שווא בזדון או עקיפה של בקרה פנימית.
- משיגים הבנה של הבקרה הפנימית הרלוונטית לביקורת על מנת לתכנן נוהלי ביקורת מתאימים בנסיבות העניין.
- מעריכים את נאותות המדיניות החשבונאית שיושמה ואת סבירותם של האומדנים החשבונאיים והגילויים הקשורים אשר נעשו על ידי הדירקטוריון והנהלה של השותף הכללי.
- מגיעים למסקנה בקשר לנאותות קביעת הדירקטוריון והנהלה של השותף הכללי בדבר קיומה של הנחת העסק החי, וכן, בהתבסס על ראיות הביקורת אשר השגנו, האם קיימת אי ודאות מהותית הקשורה לאירועים או מצבים העלולים להטיל ספקות משמעותיים ביכולתה של השותפות להמשיך כעסק חי. אם הגענו למסקנה כי קיימת אי ודאות מהותית, נדרש מאיתנו להפנות את תשומת הלב בדוח המיוחד שלנו לגילויים הקשורים למידע הכספי הנפרד או, אם גילויים אלו אינם מספקים, לכלול שינוי מהנוסח האחיד של הדוח המיוחד. מסקנותינו מבוססות על ראיות ביקורת אשר הושגו עד למועד הדוח המיוחד שלנו. יחד עם זאת, אירועים או מצבים עתידיים עלולים לגרום לשותפות שלא להמשיך לפעול כעסק חי.
- מעריכים את ההצגה בכללותה, המבנה והתוכן של המידע הכספי הנפרד, לרבות הגילויים, והאם המידע הכספי הנפרד הוכן, מכל הבחינות המהותיות, בהתאם להוראות תקנה 99 לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"ל-1970.

אנו מתקשרים עם הדירקטוריון והנהלה של השותף הכללי, בין היתר, את ההיקף ועיתוי הביקורת המתוכננים וממצאי ביקורת משמעותיים, לרבות ליקויים משמעותיים בבקרה פנימית שרואה החשבון המבקר מזהה במהלך הביקורת.

נתונים כספיים ומידע כספי מתוך הדוחות הכספיים המאוחדים

המיוחסים לשותפות

להלן נתונים כספיים ומידע כספי נפרד המיוחסים לשותפות מתוך הדוחות הכספיים המאוחדים של השותפות ליום 31 בדצמבר, 2025 המפורסמים במסגרת הדוחות התקופתיים (להלן - דוחות כספיים מאוחדים), המוצגים בהתאם לתקנה 9' לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"ל-1970.

עיקרי המדיניות החשבונאית שיושמה לצורך הצגת נתונים כספיים אלה פורטו בבאור 2 לדוחות הכספיים המאוחדים.

חברות מאוחדות כהגדרתן בבאור 1ד' לדוחות הכספיים המאוחדים.

נתונים כספיים מתוך הדוחות המאוחדים על המצב הכספי המיוחסים לשותפות

ליום 31 בדצמבר		
2024	2025	
אלפי דולר		
		נכסים שוטפים
38,268	181,528	מזומנים ושווי מזומנים
10,181	10,862	השקעות לזמן קצר
7,602	4,839	חייבים ויתרות חובה
56,051	197,229	
		נכסים לא שוטפים
860,464	1,879,471	עודף נכסים על התחייבויות בחברות מוחזקות
1,366	2,642	נכסי זכות שימוש
1,625	1,679	סכומים בנאמנות
44	55	חייבים אחרים
279	371	רכוש קבוע, נטו
863,778	1,884,218	
919,829	2,081,447	
		התחייבויות שוטפות
4,037	6,341	זכאים ויתרות זכות
6,322	9,164	ריבית לשלם בגין אגרות חוב
-	105,078	חלות שוטפת של אגרות חוב, נטו
106	-	נגזרים פיננסיים
434	533	חלות שוטפת של התחייבויות בגין חכירות
10,899	121,116	
		התחייבויות לא שוטפות
511,206	979,033	אגרות חוב, נטו
8,914	12,354	מסים נדחים
947	2,390	התחייבויות בגין חכירות
521,067	993,777	
		הון השותפות
379,158	767,868	הון יחידות השתתפות
3,156	2,321	רכיב המרה של אגרות חוב
11,721	14,500	קרן בגין תשלום מבוסס מניות
8,004	8,004	קרן בגין עסקאות עם בעל שליטה
(1,576)	4,985	קרן בגין גידור תזרימי מזומנים
3,135	16,805	כתבי אופציה
(15,735)	152,071	יתרת רווח (הפסד)
387,863	966,554	
919,829	2,081,447	

המידע הנוסף המצורף מהווה חלק בלתי נפרד מהנתונים הכספיים ומהמידע הכספי הנפרד.

17 במרס, 2026		
תאריך אישור	גדעון תדמור	תמר רוזנברג
הדוחות הכספיים	יו"ר דירקטוריון	סמנכ"לית כספים
	פלר נפט וגז ניהול	פלר נפט וגז ניהול
	בע"מ	בע"מ
	השותף הכללי	השותף הכללי

נתונים כספיים מתוך הדוחות המאוחדים על הרווח הכולל המיוחסים לשותפות

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2023	2024	2025	
אלפי דולר			
6,265 (8,691)	8,284 (10,530)	13,760 (16,613)	הכנסות דמי ניהול מחברות מוחזקות הוצאות הנהלה וכלליות
(2,426)	(2,246)	(2,853)	הפסד תפעולי
30,745 (29,780)	40,773 (42,591)	64,352 (56,183)	הכנסות מימון (בעיקר מחברות מוחזקות) הוצאות מימון
5,843	1,046	(90,103)	הכנסות (הוצאות) הפרשי שער, נטו
14,085 (197)	9,341 (1,271)	259,051 (396)	חלק השותפות ברווחי חברות מוחזקות הוצאות אחרות
18,270 (3,596)	5,052 (3,634)	173,868 (6,062)	רווח לפני מסים על ההכנסה מסים על ההכנסה
14,674	1,418	167,806	רווח נקי
רווח (הפסד) כולל אחר (לאחר השפעת מס):			
סכומים שיסווגו או המסווגים מחדש לרווח או הפסד בהתקיים תנאים ספציפיים:			
(1,673) 3,202	(2,392) 2,926	4,187 2,374	רווח (הפסד) בגין עסקאות גידור תזרימי מזומנים העברה לרווח בגין עסקאות גידור תזרימי מזומנים
1,529	534	6,561	סה"כ רווח כולל אחר
16,203	1,952	174,367	רווח כולל

המידע הנוסף המצורף מהווה חלק בלתי נפרד מהנתונים הכספיים ומהמידע הכספי הנפרד.

נתונים כספיים מתוך הדוחות המאוחדים על תזרימי המזומנים המיוחסים לשותפות

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2023	2024	2025	
אלפי דולר			
			<u>תזרימי מזומנים לפעילות שוטפת</u>
14,674	1,418	167,806	רווח נקי
			התאמות הדרושות להצגת תזרימי מזומנים מפעילות שוטפת:
			התאמות לסעיפי רווח והפסד:
462	519	536	פחת והפחתות
2,003	1,630	4,628	תשלום מבוסס מניות
3,596	2,335	6,062	מסים נדחים
(14,085)	(9,342)	(259,051)	חלק השותפות ברווחי חברות מוחזקות, נטו
(16,143)	(5,009)	95,553	הוצאות (הכנסות) מימון, נטו
3,789	5,626	(11,874)	הפרשי שער על יתרות מזומנים, נטו
(20,378)	(4,241)	(164,146)	שינויים בסעיפי נכסים והתחייבויות:
490	48	(406)	ירידה (עליה) בחייבים ויתרות חובה
-	(8,903)	(9,344)	עלייה ביתרות שוטפות של חברות מוחזקות, נטו
(392)	1,445	(106)	ירידה (עליה) בנגזרים פיננסיים
(178)	(742)	3,603	עליה (ירידה) בזכאים ויתרות זכות
(80)	(8,152)	(6,253)	
5,144	11,953	30,498	ריבית שהתקבלה
(82)	(4,585)	(16,354)	ריבית ששולמה
-	-	(3,756)	מסים ששולמו
(722)	(3,607)	7,795	מזומנים נטו שנבעו מפעילות (ששימשו לפעילות) שוטפת
			<u>תזרימי מזומנים מפעילות השקעה</u>
(82,107)	(124,156)	(740,445)	השקעות, הלוואות, ושטרי הון בחברות מוחזקות
12,402	(180)	(54)	תנועות בסכומים מוגבלים
-	-	1,232	תנועה בפקדונות, נטו
-	(2,690)	-	תנועות ביחידות השתתפות בקרנות נאמנות (אגרות חוב בישראל)-
(97)	(148)	(181)	רכישת רכוש קבוע
(69,802)	(127,174)	(739,448)	מזומנים נטו ששימשו לפעילות השקעה

המידע הנוסף המצורף מהווה חלק בלתי נפרד מהנתונים הכספיים ומהמידע הכספי הנפרד.

נתונים כספיים מתוך הדוחות המאוחדים על תזרימי המזומנים המיוחסים לשותפות

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2023	2024	2025	
אלפי דולר			
			<u>תזרימי מזומנים מפעילות מימון</u>
(50,000)	-	-	פרעון הלוואות מתאגידים בנקאיים
(365)	(386)	(433)	פרעון התחייבויות בגין חכירות
100,473	279,565	479,390	הנפקת אגרות חוב
(1,721)	(2,744)	(3,046)	עלויות גיוס אגרות חוב והלוואות
-	(190,168)	-	פרעון אגרות חוב
-	68,272	368,366	הנפקת יחידות השתתפות וכתבי אופציה (ראה באור 5א')
-	-	22,956	מימוש כתבי אופציה סחירים ליחידות השתתפות
-	-	-	מימוש כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לעובדים ליחידות השתתפות
-	35	1,172	עלויות גיוס יחידות השתתפות וכתבי אופציה
-	(2,428)	(5,366)	
48,387	152,146	863,039	מזומנים נטו שנבעו מפעילות מימון
			<u>השפעת השינויים בשערי חליפין על יתרות מזומנים המוחזקות במטבע חוץ</u>
(3,789)	(5,626)	11,874	
(25,926)	15,739	143,260	עלייה (ירידה) במזומנים ושווי מזומנים
48,455	22,529	38,268	יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה
22,529	38,268	181,528	יתרת מזומנים ושווי מזומנים לסוף השנה
			<u>פעילויות מהותיות שלא במזומן</u>
			הסבת הלוואות לחברות בנות להשקעה בהון מניות של חברות בנות
-	20,768	-	
-	2,591	11,579	המרת אגרות חוב ליחידות השתתפות

המידע הנוסף המצורף מהווה חלק בלתי נפרד מהנתונים הכספיים ומהמידע הכספי הנפרד.

באור 1: - כללי

א. מידע כספי נפרד זה ערוך במתכונת מתומצצת בהתאם להוראות תקנה 9' לתקנות ניירות ערך דוחות תקופתיים ומיידים, התש"ל-1970.

ב. נאוויטס פטרוליום - שותפות מוגבלת (להלן - השותפות) נוסדה על פי הסכם שותפות מוגבלת שנחתם ביום 30 באוגוסט, 2015, וכפי שתוקן מעת לעת, בין פלר נפט וגז ניהול בע"מ (להלן - השותף הכללי) כשותף כללי מצד אחד ובין Flair Oil and Gas LP מצד שני כשותף מוגבל (להלן - השותף המוגבל). השותפות נרשמה ביום 8 ספטמבר, 2015 לפי פקודת השותפויות, תשל"ה-1975. מטרת השותפות הינה לעסוק בתחום החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז.

ג. פעילותה של השותפות כרוכה מעצם טבעה בהשקעות כספיות משמעותיות ובדרגה גבוהה יחסית של סיכון כספי ואי וודאות. לפרטים בדבר גיוס מקורות מימון במהלך תקופת הדוח, ראו באורים 4, 5 ו-7.

באור 2: - הלוואות בינחברתיות ושטרי הון

ליום 31 בדצמבר, 2025 מסתכמת יתרת ההלוואות הדולריות שנתנה השותפות לחברות מוחזקות בארה"ב ובאנגליה לסכום של כ- 916,314 אלפי דולר בריבית משוקללת בשיעור של כ- 7.3% (ליום 31 בדצמבר 2024 כ- 502,797 אלפי דולר בריבית משוקללת בשיעור של כ- 7.1%). לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודש פברואר 2026, נפרעו הלוואות (כולל ריבית שנצברה) מחברות מוחזקות בארה"ב בסכום כולל של כ- 336 מיליון דולר.

כמו כן, ליום 31 בדצמבר, 2025 לשותפות יתרת הלוואה לחברה מוחזקת בישראל, נאוויטס שנחי מימון בע"מ (להלן - שנחי מימון), בסכום של כ- 115,855 אלפי דולר (ליום 31 בדצמבר, 2024 כ- 111,574 אלפי דולר). הריבית אשר נושאת ההלוואה תהיה זהה למלוא ההכנסות של שנחי מימון מכל מקור שהוא, בין היתר מריביות ועמלות שיתקבלו במסגרת הלוואה שהעניקה שנחי מימון לחברה קשורה. לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודש פברואר 2026, ההלוואה נפרעה במלואה בפרעון מוקדם.

ביום 1 בינואר, 2022 הנפיקה חברה מוחזקת בארה"ב שטרי הון לשותפות בסך של כ- 142,299 אלפי דולר. שטרי ההון אינם צמודים ואינם נושאים ריבית. בהתאם לתנאי שטרי ההון, מועד הפרעון נקבע לא לפני יום 1 בינואר, 2027. במהלך השנים 2024 ו-2025 הנפיקה חברה מוחזקת בארה"ב שטרי הון לשותפות בסך של כ- 5,215 אלפי דולר. שטרי ההון אינם צמודים ואינם נושאים ריבית. בהתאם לתנאי שטרי ההון הם לא יפרעו לפני שימלאו 5 שנים להנפקתם.

במהלך שנת 2025 הנפיקה חברה מוחזקת באנגליה שטרי הון לשותפות בסך של כ- 297,661 אלפי דולר. בהתאם לתנאי שטרי ההון, הם לא יפרעו לפני שימלאו 5 שנים להנפקתם.

בשנת 2024 הוסבו הלוואות לחברות בנות בסך של כ- 21 מיליון דולר להשקעה במניות בחברות בנות.

בשנת 2025 הנפיקה חברה בת באנגליה מניות לשותפות תמורת כ- 33 מיליון דולר.

באור 3: - דמי ניהול

א. הכנסות דמי ניהול

השותפות מעניקה שירותים מקצועיים לחברות מוחזקות בארה"ב ובאנגליה. בתמורה לשירותים המקצועיים משלמות החברות המוחזקות דמי ניהול על בסיס "קוסט פלוס" לפי ההוצאות התפעוליות של השותפות בקשר עם מתן שירותים אלו. בשנת 2025 חויבו דמי ניהול בסך של כ- 12,366 אלפי דולר (בשנת 2024 כ- 7,700 אלפי דולר). בנוסף הוענקו שירותים נוספים לחברה בת באנגליה בסך של כ- 1,394 אלפי דולר (בשנת 2024 כ- 584 אלפי דולר).

באור 3: - דמי ניהול (המשך)

ב. דמי ניהול לשותף הכללי

בדבר דמי ניהול לשותף הכללי ראו באור 18ג' לדוחות הכספיים המאוחדים.

באור 4: - אגרות חוב

א. אגרות חוב (סדרה ג')

ביום 8 בנובמבר, 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 330,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ג') של השותפות. אגרות החוב (סדרה ג') הוצעו בדרך של מכרז על שיעור הריבית השנתית שתשאנה אגרות החוב (סדרה ג'), כשהרכבה של כל יחידה הינו 1,000 ש"ח ע.ג. שיעור הריבית השנתית שנקבע במכרז הוא 5.25%. התמורה המיידית ברוטו שהתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור מסתכמת לסך של 330,000 אלפי ש"ח (כ- 106.3 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכם לסך של כ- 4,686 אלפי ש"ח (כ- 1.5 מיליון דולר).

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 4 בפברואר, 2026 בוצע פדיון מוקדם מלא ביוזמת השותפות, של מלוא יתרת אגרות החוב (סדרה ג') שבמחזור בתמורה לכ- 279,661 אלפי ש"ח (כ- 91 מיליון דולר). כתוצאה מפרעון אגרות החוב (סדרה ג'), תכיר השותפות ברבעון הראשון לשנת 2026 בהפסד בסך של כ- 1.4 מיליון דולר בגין הפדיון המוקדם, אשר יכלל במסגרת סעיף הוצאות מימון בדוח על הרווח הכולל.

אגרות החוב מדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג -ilA.

אגרות החוב (סדרה ג') אינן צמודות למדד או למטבע כלשהו.

לפרטים נוספים ראו באור 11א' לדוחות הכספיים המאוחדים.

ב. אגרות חוב להמרה (סדרה ד')

ביום 9 בנובמבר, 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 155,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ד') הניתנות להמרה ליחידות השתתפות של השותפות. אגרות החוב להמרה (סדרה ד') הוצעו בדרך של מכרז על מחיר היחידה, כשהרכבה של כל יחידה הינו 1,000 ש"ח ע.ג. מחיר היחידה שנקבע במכרז הוא 986 ש"ח ליחידה. התמורה המיידית ברוטו שהתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור מסתכמת לסך של 152,830 אלפי ש"ח (כ- 50 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכם לסך של כ- 1,644 אלפי ש"ח (כ- 0.5 מיליון דולר). ראה באור 15ד' להלן לפרטים בדבר המרות שבוצעו ליחידות השתתפות של השותפות.

לפרטים נוספים ראו באור 11ב' לדוחות הכספיים המאוחדים.

ג. אגרות חוב (סדרה ה')

ביום 13 ביולי, 2023 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 395,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ה') של השותפות בשיעור ריבית שנתית של 6.5% בתמורה מיידית ברוטו בסך של כ- 362,610 אלפי ש"ח (כ- 100 מיליון דולר).

שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו 9.2%.

באור 4: - אגרות חוב (המשך)

ג. אגרות חוב (סדרה ה') (המשך)

ביום 10 בינואר, 2024 הנפיקה השותפות בהקצאה פרטית אגרות חוב סדרה ה' בדרך של הרחבת סדרה בסך של 105,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ה') במחיר של 0.971 ש"ח לכל 1 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ה') ובתמורה כוללת של 101,955 אלפי ש"ח (כ-27,348 דולר), הוצאות ההנפקה הסתכמו בסך של כ-138 אלף דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהרחבה האמורה הינו כ-7.64%.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 4 בפברואר, 2026 בוצע פדיון מוקדם מלא ביוזמת השותפות, של מלוא יתרת אגרות החוב (סדרה ה') שבמחזור בתמורה לכ-523,353 אלפי ש"ח (כ-170 מיליון דולר). כתוצאה מפרעון אגרות החוב (סדרה ה'), תכיר השותפות ברבעון הראשון לשנת 2026 בהפסד בסך של כ-13 מיליון דולר בגין הפדיון המוקדם, אשר יכלל במסגרת סעיף הוצאות מימון בדוח על הרווח הכולל.

אגרות החוב מדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilA-.

אגרות החוב (סדרה ה') אינן צמודות למדד או למטבע כלשהו.

לפרטים נוספים ראו באור 11ג' לדוחות הכספיים המאוחדים.

ד. אגרות חוב (סדרה ו')

ביום 10 במרס, 2024 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 910,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ו') של השותפות. אגרות החוב (סדרה ו') הוצעו בדרך של הצעה לא אחידה למשקיעים מוסדיים. אופן ההצעה, 910,000 יחידות החוב (סדרה ו'), כשהרכבה של כל יחידה הינו 1,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ו') ובמחיר אחיד ליחידה בסך של 1,000 ש"ח. שיעור הריבית השנתית של אגרות החוב הוא 6.7%. התמורה המיידית ברוטו שהתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור מסתכמת לסך של 910,000 אלפי ש"ח (כ-252 מיליון דולר). תמורת ההנפקה שימשה, בין היתר, לפירעון אגרות חוב סדרה (ב') של השותפות. אגרות החוב אינן צמודות למדד או למטבע כלשהו.

הוצאות ההנפקה הסתכמו בסך של כ-2 מיליון דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו כ-7%.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 13 בפברואר, 2026 החליט דירקטוריון השותף הכללי, על ביצוע פדיון מוקדם חלקי ביוזמת השותפות של 440,000,000 ש"ח ע.ג., של אגרות החוב (סדרה ו') שבמחזור בתמורה לכ-495 מיליון ש"ח (כ-160 מיליון דולר) (כולל ריבית צבורה) שיבוצע ביום 31 במרץ 2026. כתוצאה מפרעון אגרות החוב (סדרה ו'), תכיר השותפות ברבעון הראשון לשנת 2026 בהפסד בסך של כ-8 מיליון דולר בגין הפדיון המוקדם, אשר יכלל במסגרת סעיף הוצאות מימון בדוח על הרווח הכולל.

אגרות החוב מדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilA-.

אגרות החוב (סדרה ו') אינן צמודות למדד או למטבע כלשהו.

לפרטים נוספים ראו באור 11ד' לדוחות הכספיים המאוחדים.

באור 4: - אגרות חוב (המשך)

ה. אגרות חוב (סדרה ז')

ביום 13 בינואר, 2025 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 400,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') של השותפות. אגרות החוב (סדרה ז') הוצעו בדרך של מכרז על שיעור הריבית השנתית שתשאנה אגרות החוב (סדרה ז'), שיעור הריבית השנתית שנקבע במכרז הוא 6%. התמורה המיידית ברוטו שהתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור מסתכמת לסך של 400 מיליון ש"ח (כ- 109 מיליון דולר). אגרות החוב אינן צמודות למדד או למטבע כלשהו. הוצאות ההנפקה הסתכמו בסך של כ- 1 מיליון דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו כ- 6.3%.

ביום 22 באפריל, 2025 הנפיקה השותפות בהקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך אגרות חוב (סדרה ז') בדרך של הרחבת סדרה בסך של 403,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') במחיר של 0.994 ש"ח לכל 1 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') ובתמורה כוללת של כ- 400.6 מיליון ש"ח (כ- 107.7 מיליון דולר). הוצאות ההנפקה הסתכמו בכ- 0.4 מיליון דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו כ- 6.7%.

ביום 31 ביולי, 2025 הנפיקה השותפות בהקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך אגרות חוב (סדרה ז') בדרך של הרחבת סדרה בסך של 197,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') במחיר של 1 ש"ח לכל 1 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') ובתמורה כוללת של 197 מיליון ש"ח (כ- 58.1 מיליון דולר). הוצאות ההנפקה הסתכמו בכ- 0.2 מיליון דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו כ- 6.3%.

אגרות החוב (סדרה ז') אינן צמודות למדד או למטבע כלשהו.

אגרות החוב אינן מובטחות ומדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilBBB+.

לפרטים נוספים ראו באור 11' לדוחות הכספיים המאוחדים.

ו. אגרות חוב (סדרה ח')

ביום 19 בנובמבר, 2025 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 670,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ח') של השותפות בשיעור ריבית שנתית של 7.95%. התמורה המיידית ברוטו שהתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור מסתכמת לסך של 670,000 אלפי ש"ח (כ- 205 מיליון דולר). הוצאות ההנפקה הסתכמו בכ- 1.1 מיליון דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו כ- 8.2%.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 15 בפברואר, 2026 הנפיקה השותפות בהקצאה פרטית אגרות חוב סדרה ח' בדרך של הרחבת סדרה בסך של 330,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ח') ובתמורה כוללת של כ- 325,545 אלפי ש"ח (כ- 105,662 אלפי דולר). הוצאות ההנפקה הסתכמו בכ- 0.3 מיליון דולר. שיעור הריבית האפקטיבית בהנפקה האמורה הינו כ- 7.53%.

הקרן והריבית של אגרות החוב (סדרה ח') צמודות לשער הדולר היציג ליום 19 בנובמבר, 2025 (3.266 ש"ח לדולר).

אגרות החוב אינן מובטחות ומדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilBBB+.

באור 5: - הון השותפות

הנפקת יחידות השתתפות א.

1. ביום 12 במרס, 2024 השלימה השותפות הנפקה של 55,555 אגדים, במחיר של ש"ח 4,500 ליחידה, כשהרכבה של כל יחידה הינו 100 יחידות השתתפות ו-33 כתבי אופציה (סדרה 5) הניתנים למימוש ליחידות השתתפות. במסגרת ההנפקה הונפקו 5,555,500 יחידות השתתפות ו-1,833,315 כתבי אופציה (סדרה 5). התמורה המיידית ברוטו (ללא הנחת מימוש כתבי האופציה) לשותפות במסגרת ההצעה לציבור הסתכמה לסך של 250 מיליון ש"ח (כ-68.3 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכמו לסך של כ-2.4 מיליון דולר. כל כתב אופציה (סדרה 5) ניתן למימוש ליחידת השתתפות אחת תמורת מחיר מימוש של 45.20 ש"ח ליחידת השתתפות, צמוד לשער הדולר ליום 11 במרס, 2024 (3.608 ש"ח לדולר), בכל יום מסחר החל ממועד רישומם למסחר בבורסה, ועד ליום 31 במרס, 2025.

השותפות ייחסה את תמורת ההנפקה בין יחידות ההשתתפות לבין כתבי האופציה לפי שווים ההוגן ביום המסחר הראשון בבורסה.

ברבעון הראשון של שנת 2025 מומשו 1,833,050 כתבי אופציה (סדרה 5) ל-1,833,050 יחידות השתתפות של השותפות תמורת סך של כ-84.4 מיליון ש"ח (כ-23 מיליון דולר). 265 כתבי אופציה (סדרה 5) פקעו ביום 31 במרס 2025.

2. ביום 9 בספטמבר, 2025 השלימה השותפות הנפקה של 126,000 אגדים, במחיר אחיד של ש"ח 9,750 ליחידה, כשהרכב כל יחידה הינו 100 יחידות השתתפות ו-34 כתבי אופציה (סדרה 6) הניתנים למימוש ליחידות השתתפות. במסגרת ההנפקה הונפקו 12,600,000 יחידות השתתפות ו-4,284,000 כתבי אופציה (סדרה 6). התמורה המיידית ברוטו (ללא הנחת מימוש כתבי האופציה) לשותפות במסגרת ההצעה לציבור הסתכמה לכ-1,228.5 מיליון ש"ח (כ-368.4 מיליון דולר). סך עלויות ההנפקה הסתכמו לכ-5 מיליון דולר. כל כתב אופציה (סדרה 6) ניתן למימוש ליחידת השתתפות אחת תמורת מחיר מימוש של 120 ש"ח ליחידת השתתפות, צמוד לשער הדולר ליום 5 בספטמבר, 2025 (3.343 ש"ח לדולר), בכל יום מסחר החל ממועד רישומם למסחר בבורסה, ועד ליום 31 באוגוסט, 2026.

השותפות ייחסה את תמורת ההנפקה בין יחידות ההשתתפות לבין כתבי האופציה לפי שווים ההוגן ביום המסחר הראשון בבורסה.

מימוש יחידות RSU ב.

במהלך שנת 2024 הבשילו 400,994 יחידות RSU ל-400,994 יחידות השתתפות של השותפות ובמהלך שנת 2025 הבשילו 518,280 יחידות RSU ל-518,280 יחידות השתתפות של השותפות לאחר עמידת הניצעים בתנאי ההבשלה שנקבעו בתוכנית (לפרטים נוספים ראו באור 15 לדוחות הכספיים המאוחדים). ליום 31 בדצמבר, 2025 לשותפות 703,643 יחידות RSU.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, הבשילו 167,998 יחידות RSU ל-167,998 יחידות השתתפות. סך יחידות ה-RSU למועד אישור הדוחות הכספיים הינו 535,645.

באור 5: - הון השותפות (המשך)

ג. מימוש כתבי אופציה לא סחירים

בשנת 2024 מומשו 9,684 כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לעובדים ל- 9,684 יחידות השתתפות של השותפות בתמורה לסך של כ- 35 אלפי דולר.

ליום 31 בדצמבר, 2024 לשותפות 2,295,076 כתבי אופציה.

בחדש ינואר 2025 מומשו 175,029 כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לנושא משרה לשעבר, ל- 175,029 יחידות השתתפות של השותפות בתמורה לסך של כ- 1,148 אלפי דולר.

בחדש אפריל 2025, מומשו 5,910 כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לעובדים ל- 5,910 יחידות השתתפות של השותפות בתמורה לסך של כ- 17 אלפי דולר.

ליום 31 בדצמבר, 2025 לשותפות 3,677,214 כתבי אופציה.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחדש פברואר 2026 מומשו 1,521 כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לעובדים, ל- 1,521 יחידות השתתפות של השותפות בתמורה לסך של כ- 8 אלפי דולר.

לפרטים בדבר הקצאת אופציות לא סחירות לכל אחד מנושאי המשרה מטעם השותף הכללי, ראה באור 1'18 לדוחות הכספיים המאוחדים. בתקופת הדוח הכירה השותפות בהוצאות בגין אופציות לנושאי המשרה מטעם השותף הכללי בסך של כ- 2,141 אלפי דולר.

לפרטים בדבר הקצאת אופציות לא סחירות למנכ"ל השותף הכללי, ראה באור 18' לדוחות הכספיים המאוחדים. בתקופת הדוח הכירה השותפות בהוצאות בגין האופציות האמורות לנושאי המשרה מטעם השותף הכללי בסך של כ- 130 אלפי דולר.

סך כתבי האופציות הלא סחירים למועד אישור הדוחות הכספיים הינם 3,675,693.

ד. המרת אגרות חוב (סדרה ד')

בשנת 2024, הומרו 8,297,000 ש"ח ע.ג. של אגרות חוב (סדרה ד') ל- 307,297 יחידות השתתפות של השותפות.

בשנת 2025, הומרו 35,968,163 ש"ח ע.ג. של אגרות חוב (סדרה ד') ל- 1,332,154 יחידות השתתפות של השותפות.

ליום 31 בדצמבר, 2025 יתרת הקרן של אגרות חוב (סדרה ד') (לאחר ההמרות האמורות) הניתנות להמרה ליחידות השתתפות של השותפות הינה 110,734,837 ש"ח ע.ג..

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי הומרו 35,811,125 ש"ח ע.ג. של אגרות חוב (סדרה ד') ל- 1,326,338 יחידות השתתפות של השותפות.

ה. יתרת יחידות ההשתתפות ליום 31 בדצמבר 2025 הינה 117,011,010 (ליום 31 בדצמבר 2024: 100,546,588). ולמועד אישור הדוחות הכספיים, לאחר ההמרות האמורות ומימושי כתבי האופציות והבשלת יחידות RSU הינה 118,506,654.

באור 6: - עסקאות תשלום מבוסס מניות (יחידות השתתפות)

הענקות במהלך שנת 2023 א.

ביום 9 לאפריל, 2023 הקצתה השותפות בהקצאה פרטית 105,000 יחידות RSU לנושא משרה מטעם השותף הכללי, וזאת בהמשך לאישור האסיפה הכללית מיום 23 במרס, 2023. השווי ההוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 448 אלפי דולר.

ביום 20 לאפריל, 2023 הקצתה השותפות בהקצאה פרטית 105,740 יחידות RSU לעובדים שאינם נושאי משרה. השווי הוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 408 אלפי דולר.

ביום 31 לאוגוסט, 2023, הקצתה השותפות בהקצאה פרטית 198,300 יחידות RSU לנושאת משרה ועובדים נוספים שאינם נושאי משרה. השווי הוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 1.1 מיליון דולר.

הענקות במהלך שנת 2024 ב.

בחודש פברואר 2024, הוענקו לדירקטורים בשותף הכללי של השותפות 32,700 יחידות RSU וזאת בהתאם לאישור האסיפה הכללית מיום 6 בפברואר, 2024. השווי הוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 232 אלפי דולר.

ביום 31 במרס, 2024 הקצתה השותפות בהקצאה פרטית 200,798 יחידות RSU לעובדים בשותפות ובחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות שאינם נושאי משרה. השווי הוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 2,164 אלפי דולר.

הענקות במהלך שנת 2025 ג.

בחודש אפריל 2025, הקצתה השותפות בהקצאה פרטית 127,018 יחידות RSU לנושא משרה ועובדים בשותפות ובחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות. השווי הוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 2.7 מיליון דולר.

בחודש אוגוסט 2025, הקצתה השותפות בהקצאה פרטית 7,593 יחידות RSU לעובדים בחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות שאינם נושאי משרה. השווי הוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם בכ- 200 אלפי דולר.

לפרטים בדבר הקצאת אופציות לא סחירות לנושאי המשרה מטעם השותף הכללי ולמנכ"ל השותף הכללי, ראה באורים 18' ו-18' לדוחות הכספיים המאוחדים.

ד. פקיעת יחידות RSU

במהלך שנת 2023 פקעו 79,020 יחידות RSU שהוענקו לניצעים שהסתיימה העסקתם. במהלך שנת 2025 פקעו 39,801 יחידות RSU שהוענקו לניצע שהסתיימה העסקתו.

ה. פקיעת כתבי אופציה לא סחירים

בשנת 2024 פקעו 175,028 כתבי אופציה לא סחירים שהוענקו לנושא משרה אשר הסתיימה העסקתו טרם השלמת התנאים להבשלתן. לפרטים בדבר כתבי אופציה לא סחירים שמומשו לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ראה באור 15' לעיל.

לפרטים נוספים ראו באור 15 לדוחות הכספיים המאוחדים.

באור 7: - ערבויות והתחייבויות אחרות

א. עסקת דנברי

ביום 27 בפברואר, 2020 התקשרה NPO, חברה בת בבעלות מלאה (בעקיפין) של השותפות, בהסכם מימון עם תאגיד בנקאי וגוף מוסדי בישראל לטובת השלמת עסקת דנברי. במסגרת הסכם המימון ניתן שעבוד קבוע ראשון בדרגה על זכויות הבעלות של השותפות ב-NPO וכן ניתנה ערבות של השותפות להבטחת התחייבויות NPO תחת הסכם המימון.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודש ינואר 2026, ההלוואה נפרעה במלואה. לפרטים נוספים אודות עסקת דנברי ותנאי הסכם המימון ראו באור 10' לדוחות הכספיים המאוחדים.

ב. פיתוח פרויקט שננדואה

בהמשך לאמור בבאורים ג'10 ו-13' לדוחות הכספיים המאוחדים בדבר התקשרות החברות הבנות בארה"ב במספר הסכמים שנועדו להבטיח כי כל הסכומים הנדרשים לפיתוח הפרויקט יהיו מובטחים מראש, באופן שבו הפרויקט לא יהיה חשוף לסיכונים מימון מצד מי מהשותפים, העמידה השותפות ערבות לטובת מפעילת הפרויקט בקשר עם התחייבויות Shanghai תחת הסכם ה-Joint Liability Agreement, שעיקרן- התחייבות להעמיד את הבטוחות הנדרשות לפרויקט ותשלום ההוצאות הקשורות לתכנית הפיתוח של הפרויקט. כמו כן, התחייבה השותפות כי במידה שתדרש לכך, במקרה של חריגות בתקציב הפרויקט, היא תעמיד ל-Shanghai סך של עד 40 מיליון דולר אשר ייועד לכיסוי כרית נוספת לחריגות בתקציב בדרך של השקעה הוגית או הלוואת בעלים נחותה.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודש ינואר 2026, ההלוואה נפרעה במלואה.

ג. ערבות בקשר עם מסגרת אשראי

ראה באור 10' לדוחות הכספיים המאוחדים בדבר ערבות שהשותפות העמידה לקיום כל התחייבויות הלווה על פי הסכם העמדת מסגרת אשראי בהיקף של 100 מיליון דולר. ההלוואות מתוך מסגרת האשראי האמורה אינן מגובות בבטחונות נוספים.

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודש ינואר 2026, ההלוואה נפרעה במלואה.

ד. ערבות בקשר עם פרויקט Sea-Lion

1. ראה באור 13' לדוחות הכספיים המאוחדים בדבר ערבות שהשותפות העמידה ל-HBR להבטחת קיום התחייבויות הצדדים הקשורים להם בהסכם רכישת מניות NPDP.
2. ראה באור 13' לדוחות הכספיים המאוחדים בדבר ערבות חברה מוגבלת למחכירת ה-FPSO בפרויקט סי ליון.

ה. פיתוח פרויקט מוניומנט

ראה באור 10' לדוחות הכספיים המאוחדים בדבר העמדת קרן לחריגות בתקציב בפרויקט מוניומנט (CERA – Contingent Equity Reserve Account) בסך כולל של כ- 20 מיליון דולר.

ו. מימון מבוסס עתודות (RBL)

ראה באור 10' לדוחות הכספיים המאוחדים בדבר התחייבות השותפות לשעבד את מלוא החזקותיה של השותפות בחברה בת של השותפות על פי הסכם העמדת מסגרת אשראי מתחדשת, בהיקף כולל של 1.35 מיליארד דולר.

באור 8: - עסקאות ויתרות עם בעלי עניין, צדדים קשורים ובעלי שליטה

לפרטים בדבר אישור תנאי כהונה והעסקה של נושאי המשרה מטעם השותף הכללי של השותפות לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ראה באור 18 לדוחות הכספיים המאוחדים.

באור 9: - מסים על הכנסה

א. ביום 1 בינואר 2017, פורסם ברשומות צו מס הכנסה (סוגי שותפויות שיש לראותן כחברה), התשע"ז-2017 (להלן - הצו), בו נקבעו התנאים שעל השותפות לעמוד בהם כדי להיחשב כחברה לצורכי מס. מאחר ועם רישום יחידות ההשתתפות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל-אביב השותפות עומדת בתנאים שנקבעו בצו, משטר המס שחל על השותפות לאחר הנפקה ורישום יחידות ההשתתפות כאמור, הינו כאילו היא חברה לכל דבר ועניין. בהתאם, ההוצאות וההכנסות של השותפות יתבררו בשותפות, והשותפות היא זו שתדווח על ההכנסה החייבת שלה ותישא במס חברות החל בגין ההכנסה החייבת שלה, כאילו היא הייתה חברה, לפי שיעורי המס החלים על חברה.

הוראות תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט-1988 (להלן - התקנות), אשר מסדירות את אופן יחוס הכנסות והוצאות של שותפות נסחרת למחזיקי יחידות ההשתתפות שהינם "מחזיקים זכאים", לא תחולנה על השותפות.

ביום 14 בספטמבר פורסמו תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות לחיפוש נפט תיקון). על פי תקנות אלו נקבע, בין היתר, כי החל משנת המס 2022, שותפות אשר יחידותיה רשומות למסחר בבורסה תמוסה כמו "חברה", כלומר בהתאם לשיטת המיסו הדו שלבי וזאת החל משנת המס בה הפיקה שותפות הנפט הכנסה חייבת או חילקה רווחים. יובהר כי כל עוד הצו חל על השותפות והיא ממוסה כחברה, הוראות התקנות, אשר מסדירות את אופן ייחוס ההכנסות וההוצאות של שותפות נסחרת למחזיקי יחידות השתתפות שהינם "מחזיקים זכאים", לא חלות על השותפות.

שיעור מס החברות בישראל בשנים 2023 עד 2025 הינו 23%.

ב. מסים נדחים

31 בדצמבר	
2024	2025
אלפי דולר	

התחייבויות מסים נדחים

(8,914)	(12,354)	הכנסות ריבית מחברות בנות
(385)	(74)	רכיב המרה של אגרות חוב (סדרה ד')
(9,299)	(12,428)	

נכסי מסים נדחים

385	74	הפסדים מועברים לצרכי מס
(8,914)	(12,354)	סה"כ

לא הוכרו נכסי מסים נדחים בגין הפסדים עסקיים להעברה בסך של כ- 450 מיליון ש"ח (כ- 133 מיליון דולר) בהיעדר צפי לניצולם בעתיד הנראה לעין.

באור 9: - מסים על הכנסה (המשך)

ג. הוצאות מסים

31 בדצמבר		הוצאות מסים נדחים הוצאות מסים שוטפים
2024	2025	
אלפי דולר		
(2,334)	(3,605)	
(1,300)	(2,457)	
(3,634)	(6,062)	סה"כ

באור 10: - סיכון נזילות

התחייבויות ליום 31 בדצמבר 2025						
עד שנה	שנה שנייה	שנה שלישית	שנה רביעית	שנה חמישית	שנה שישית ואילך	סה"כ
אלפי דולר						
6,341	-	-	-	-	-	6,341
544	492	464	407	407	1,283	3,597
182,307	210,031	240,287	339,345	280,323	110,726	1,363,019
189,192	210,523	240,751	339,752	280,730	112,009	1,372,957
סה"כ						

התחייבויות ליום 31 בדצמבר 2024						
עד שנה	שנה שנייה	שנה שלישית	שנה רביעית	שנה חמישית	שנה שישית	סה"כ
אלפי דולר						
4,037	-	-	-	-	-	4,037
106	-	-	-	-	-	106
442	400	362	294	-	-	1,498
32,744	144,068	152,995	164,194	148,384	-	642,384
37,329	144,468	153,357	164,488	148,384	-	648,025

17 במרס, 2026

לכבוד

הדירקטוריון של השותף הכללי של שותפות נאווטס פטרוליום – שותפות מוגבלת

א.ג.נ.,

הנדון: מכתב הסכמה בקשר עם תשקיף מדף של שותפות נאווטס פטרוליום, שותפות מוגבלת
("השותפות") מיום 13 בספטמבר, 2023

הננו להודיעכם כי אנו מסכימים להכללה (לרבות בדרך של הפנייה) של הדוחות שלנו המפורטים להלן בהצעות מדף אשר יפורסמו על ידכם על בסיס תשקיף מדף של השותפות מיום 13 בספטמבר, 2023:

1. דוח רואה החשבון המבקר הבלתי תלוי מיום 17 במרס, 2026 על הדוחות הכספיים המאוחדים של השותפות ליום 31 בדצמבר, 2025 ולשנה שהסתיימה באותו תאריך.
2. דוח רואה החשבון המבקר הבלתי תלוי מיום 17 במרס, 2026 על ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות ליום 31 בדצמבר 2025.
3. דוח מיוחד של רואה החשבון המבקר הבלתי תלוי מיום 17 במרס, 2026 על מידע הכספי נפרד של השותפות בהתאם לתקנה 9' לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970 ליום 31 בדצמבר, 2025 ולשנה שהסתיימה באותו תאריך.

בכבוד רב,

קוסט פורר גבאי את קסירר
רואי חשבון

פרק ד'

פרטים נוספים על השותפות



פרק ד - פרטים נוספים על השותפות

שם השותפות: נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת

מס' שותפות ברשם השותפויות: 55-026310-7

כתובת: שד' אבא אבן 12, הרצליה פיתוח **טלפון:** 09-7883680

פקסימיליה: 09-7883687

תאריך הדוח על המצב הכספי: 31 בדצמבר 2025

תאריך אישור הדוח: 17 במרץ 2026

תקופת הדוח: 1 בינואר 2025 - 31 בדצמבר 2025

תקנה 10א: תמצית על הרווח הכולל לפי רבעונים (באלפי דולר)

לתקופה של שלושה חודשים שהסתיימה ביום				
31.3.2025	30.6.2025	30.9.2025	31.12.2025	
17,648	18,145	97,690	231,720	הכנסות ממכירת נפט וגז, נטו מתמלוגים
(8,071)	(7,511)	(25,399)	(43,475)	עלות הפקת נפט וגז
(2,982)	(3,189)	(22,730)	(61,784)	הוצאות פחת ואזילה
6,595	7,445	49,561	126,461	רווח גולמי
(461)	(657)	(862)	(1,751)	הוצאות חיפושי נפט וגז וקידום פרויקטים
(99)	(489)	(2,644)	346	הוצאות אחרות
(4,705)	(3,816)	(4,791)	(6,653)	הוצאות הנהלה וכלליות
1,330	2,483	41,264	118,403	רווח תפעולי
12,651	(54,948)	(32,303)	(64,755)	הכנסות (הוצאות) מימון, נטו
13,981	(52,465)	8,961	53,648	רווח (הפסד) לפני מסים על ההכנסה
(194)	(1,234)	(6,789)	162,696	מסים על ההכנסה
13,787	(53,699)	2,172	216,344	רווח נקי (הפסד)
(13)	1,321	(781)	6,034	סה"כ רווח (הפסד) כולל אחר
13,774	(52,378)	1,391	222,378	סה"כ רווח (הפסד) כולל
				רווח נקי (הפסד) מיוחס ל:
11,117	(56,399)	(724)	213,812	בעלי יחידות השתתפות של השותפות
2,670	2,700	2,896	2,532	זכויות שאינן מקנות שליטה
13,787	(53,699)	2,172	216,344	
				סה"כ רווח (הפסד) כולל מיוחס ל:
11,104	(55,078)	(1,505)	219,846	בעלי יחידות השתתפות של השותפות
2,670	2,700	2,896	2,532	זכויות שאינן מקנות שליטה
13,774	(52,378)	1,391	222,378	

תקנה 10ג:

שימוש תמורת ניירות הערך

השותפות עושה שימוש בתמורה שקיבלה בגין הנפקות של ניירות ערך בתקופת הדוח לצרכיה השוטפים, לרבות להשקעה בנכסי השותפות, כפי שיקבע על ידי דירקטוריון השותף הכללי מעת לעת ובהתאם להסכם השותפות, והכל כפי שתואר במסגרת דיווחי השותפות מהתאריכים 13 בינואר, 2025, 8 בספטמבר, 2025 ו- 19 בנובמבר, 2025 (אסמכתאות מספר: 2025-01-003671, 2025-01-067588, 2025-01-067638 ו-2025-01-089024, בהתאמה).

תקנה 11: רשימת השקעות של השותפות בחברות בת ובחברות כלולות שלה¹

שם החברה	מדינת התאגדות	סוג המניות	כמות המניות	סה"כ ע.ג.	ערכם הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2025 (אלפי דולר)	שער ני"ע בבורסה ליום 31.12.2025	שיעור המניות המוחזקות מתוך סך כל ניירות הערך המונפקים מסוג זה	שיעור החזקה (%) בהון, בצבעה ובסמכות למנות דירקטורים	יתרת הלוואות שניתנו נכון ליום 31.12.2025 (אלפי דולר)	עיקר תנאי ההלוואות		
										מועד הפירעון הסופי	תנאי הצמדה	פרטים נוספים
Navitas Petroleum Limited	אנגליה	רגילות A	6,874,060	6,874,060 פאונד	179,713	-	100%	100%	421,356	- שטרי ההון יפרעו לא לפני 1.1.2027	-	לפרטים נוספים ראו באור 2 לדוחות הכספיים הנפרדים
		רגילות B	1,000	1,000 פאונד						- הלוואות יפרעו החל מ- 1.1.2029	-	
Navitas Petroleum Development and Production Ltd. ²	אנגליה	רגילות	764,809,998	764,809,998 דולר	-	-	100%	100%	-	-	-	-
Navitas Petroleum Philippines Limited	אנגליה	רגילות	1	1 פאונד	818	-	100%	100%	-	-	-	-
Navitas Petroleum Holdings LLC	ארה"ב	רגילות	1,000,000	-	199,550	-	100%	100%	694,486	- שטרי ההון יפרעו לא לפני 1.1.2027	-	לפרטים נוספים ראו באור 2 לדוחות הכספיים הנפרדים
		בכורה	3,000,000	-	-	-	-	-	-	-	-	

¹ לפרטים נוספים אודות חברות בת וחברות כלולות מהותיות של השותפות, ראו סעיף 1.2 לפרק א' (תיאור עסקי השותפות).
² חברות המוחזקות בעקיפין על ידי השותפות. לפרטים ראו סעיף 1.2 לפרק א' (תיאור עסקי השותפות).

שם החברה			מדינת התאגדות	סוג המניות	כמות המניות	סה"כ ע.ג.	ערכם הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2025 (אלפי דולר)	שער בבורסה ליום 31.12.2025	שיעור המניות המוחזקות מתוך סך כל ניירות הערך המונפקים משוג זה	שיעור החזקה (%) בהון, הצבעה ובסמכות למנות דירקטורים	יתרת הלוואות שניתנו נכון ליום 31.12.2025 (אלפי דולר)	עיקר תנאי הלוואות		
												מועד הפירעון הסופי	תנאי הצמדה	פרטים נוספים
Navitas Buckskin US, LLC ²			ארה"ב	רגילות	1,000	-	-	-	100%	100%	61,826	25 בנובמבר, 2027	-	לפרטים נוספים ראו באור 2 לדוחות הכספיים הנפרדים
											178,605	31 בדצמבר, 2028		
ShenHai, LLC ²			ארה"ב	רגילות	1,000	-	-	-	100%	100%	-	-	-	-
Peles LLC ²			ארה"ב	רגילות	1,000	-	-	-	100%	100%	-	-	-	-
Navitas Petroleum Onshore LLC ²			ארה"ב	רגילות	1,000	-	-	-	100%	100%	-	-	-	-
Navitas Monument US LLC ²			ארה"ב	רגילות	1,000	-	-	-	100%	100%	-	-	-	-
Navitas Monument US II LLC ²			ארה"ב	רגילות	1,000	-	-	-	100%	100%	-	-	-	-
Navitas Financing US LLC			ארה"ב	רגילות	1,000	-	7,000	-	100%	100%	5,215	30 באוקטובר, 2029	-	-
Navitas Petroleum US LLC ²			ארה"ב	רגילות	1,000	-	-	-	100%	100%	-	-	-	-
נאוויטס שנחי מימון בע"מ			ישראל	רגילות	100	100 ש"ח	-	-	100%	100%	115,585	בחודש פברואר, 2026 ההלוואה נפרעה במלואה בפירעון מוקדם	דולר	לפרטים נוספים ראו באור 8' לדוחות הכספיים המאוחדים

תקנה 12: שינויים בהשקעות בחברות בת ובחברות כלולות מהותיות

תאריך השינוי	מהות השינוי	שם החברה	מספר המניה בבורסה	סוג מניות	סה"כ ערך נקוב	עלות (התמורה)
31.03.2025	השקעה בחברה בת	Navitas Petroleum Development and Production Ltd.	-	רגילות	8,700,000 דולר	8,700,000 דולר
30.06.2025			-	רגילות	17,841,500 דולר	17,841,500 דולר
09.12.2025	השקעה בחברה בת	Navitas Petroleum Limited	-	רגילות A	1 פאונד	25,000,001 פאונד

תקנה 13: הכנסות של חברות בת מהותיות של השותפות והכנסות מהן (באלפי דולר), נכון ליום 31 בדצמבר 2025

דיבידנדים			דמי ניהול			הכנסות ריבית			רווח (הפסד) כולל אחר לשנת 2025	רווח (הפסד) לשנת 2025	שם החברה
מועדי תשלום לאחר יום 31.12.2025	שנתקבלו לאחר יום 31.12.2025 ועד סמוך למועד אישור הדוח	שנתקבלו עד ליום 31.12.2025	מועדי תשלום לאחר יום 31.12.2025	שנתקבלו לאחר יום 31.12.2025 ועד סמוך למועד אישור הדוח	שנתקבלו עד ליום 31.12.2025	מועדי תשלום לאחר יום 31.12.2025	שנתקבלו לאחר יום 31.12.2025 ועד סמוך למועד אישור הדוח	שנתקבלו עד ליום 31.12.2025			
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,047)	Navitas Petroleum Limited
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	177,020	Navitas Petroleum Development and Production Ltd.
-	-	-	-	-	1,491	20/01/2026 27/01/2026	65,790	14,040	(1,744)	(60,550)	Navitas Petroleum Holdings LLC
-	-	-	-	-	-	20/01/2026 27/01/2026	19,480	-	948	19,684	Navitas Buckskin US LLC
-	-	-	-	-	-	22/01/2026	302	10,653	6,588	128,433	ShenHai LLC
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(2,992)	Peles LLC
-	-	-	-	-	-	-	-	-	769	(6,103)	Navitas Petroleum Onshore LLC
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2	Navitas Monument US LLC
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1)	Navitas Monument US II LLC
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(541)	Navitas Petroleum Exploration LLC
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(8,671)	Navitas Financing US LLC
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	נאוויטס שנחי מימון בע"מ

תקנה 20:

מסחר בבורסה

במהלך שנת 2025 ועד למועד אישור הדוח נרשמו למסחר בבורסה ניירות הערך של השותפות המפורטים להלן:

- 400,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') של השותפות במסגרת הנפקה לציבור, על פי דוח הצעת מדף שפורסם ביום 13 בינואר, 2025, מכוח תשקיף המדף של השותפות מיום 13 בספטמבר, 2023, הנושא תאריך 14 בספטמבר, 2023 כפי שהוארך עד ליום 13 בספטמבר 2026 (להלן: "תשקיף המדף").
 - 403,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') של השותפות, במסגרת הקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 בדרך של הרחבת סדרה.
 - 197,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ז') של השותפות, במסגרת הקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 בדרך של הרחבת סדרה.
 - 9,000,000 יחידות השתתפות יחד עם 3,060,000 כתבי אופציה (סדרה 6) של השותפות, הניתנים למימוש ליחידות השתתפות בדרך של הצעה לא אחידה ו- 3,600,000 יחידות השתתפות יחד עם 1,224,000 כתבי אופציה (סדרה 6) של השותפות, הניתנים למימוש ליחידות השתתפות של השותפות, על פי דוח הצעת מדף של השותפות מיום 8 בספטמבר 2025, מכוח תשקיף המדף.
 - 670,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ח') של השותפות במסגרת הצעה לא אחידה למשקיעים מוסדיים, על פי דוח הצעת מדף שפורסם ביום 19 בנובמבר 2025, מכוח תשקיף המדף.
 - 330,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ח') של השותפות, במסגרת הקצאה פרטית למשקיעים המנויים בתוספת הראשונה לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 בדרך של הרחבת סדרה.
 - 686,278 יחידות השתתפות של השותפות שנבעו מהבשלת יחידות RSU ליחידות השתתפות.
 - 182,247 יחידות השתתפות של השותפות שנבעו ממימוש אופציות 2018 (לא סחירות) ליחידות השתתפות.
 - 1,833,050 יחידות השתתפות של השותפות שנבעו ממימוש כתבי אופציה (סדרה 5) ליחידות השתתפות.³
 - 2,658,492 יחידות השתתפות של השותפות שנבעו מהמרת אגרות חוב (סדרה ד') ליחידות השתתפות.
- במהלך שנת 2025 ועד למועד אישור הדוח לא היו הפסקות מסחר בניירות הערך של השותפות.

³ כתבי האופציה (סדרה 5) פקעו ביום 31 במרץ, 2025.

תקנה 21: תגמולים לבעלי עניין ולנושאי משרה בכירה⁴

א. להלן פירוט אודות התגמולים שניתנו בשנת הדוח לבעלי התגמולים הגבוהים ביותר מבין נושאי המשרה הבכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי ו/או בתאגידים בשליטתה בקשר עם כהונתם בשותפות ו/או בתאגידים בשליטתה, וכן אודות התגמולים שניתנו לבעלי עניין בשותפות ו/או בשותף הכללי, כפי שהוכרו בדוחות הכספיים של השותפות ליום 31.12.2025 (באלפי דולר ארה"ב):

נושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי																
פרטי מקבל התגמולים			תגמולים עבור שירותים ⁵									תגמולים אחרים			סה"כ	סה"כ תשלום מבוסס מניות
שם	תפקיד	היקף משרה	שיעור החזקה ביחידות השתתפות ⁶	שכר	מענק	תשלום מבוסס מניות ⁷	דמי ניהול	דמי ייעוץ	עמלה	אחר	ריבית	דמי שכירות	אחר			
גדעון תדמור ⁽⁸⁾	יו"ר דירקטוריון השותף הכללי	100%	9.22%	-	-	1,777	473	-	-	-	-	-	-	2,250	473	
יעקב כץ ⁽⁹⁾	סגן יו"ר הדירקטוריון ומנהל בכיר בתחום הפיתוח העסקי	100%	1.62%	-	-	355	472	-	-	8	-	-	-	835	480	
עמית קורנהאוזר ⁽¹⁰⁾	מנכ"ל ודירקטור	100%	0.68%	503	440	252	-	-	-	51	-	-	-	1,246	994	

⁴ בסעיף זה המונח "בעל עניין" פירושו השותף הכללי וכל מי שהינו "בעל עניין" בשותף הכללי כמשמעותו של מונח זה בסעיף 1 לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968.

⁵ במונחי עלות מעביד.

⁶ שיעורי ההחזקה הינם ליום 31 בדצמבר, 2025.

⁷ נתונים המופיעים בטבלה בעמודה זו משקפים את ההוצאה שרשמה השותפות בדוחות הכספיים לשנת 2025, בהתאם לכללי החשבונאות, בגין הענקת התגמול ההוני שבוצעה קודם לתקופת הדוח.

⁸ לפרטי תנאי העסקתו של מר תדמור, ראו סעיף ב' להלן.

⁹ לפרטי תנאי העסקתו של מר כץ, ראו סעיף ב' להלן.

¹⁰ לפרטי תנאי העסקתו של מר קורנהאוזר, ראו סעיף ב' להלן.

נושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי														
פרטי מקבל התגמולים					תגמולים עבור שירותים ⁵							תגמולים אחרים		
שם	תפקיד	היקף משרה	שיעור החזקה ביחידות השתתפות ⁶	שכר	מענק	תשלום מבוסס מניות ⁷	דמי ניהול	דמי ייעוץ	עמלה	אחר	ריבית	דמי שכירות	אחר	סה"כ
יונתן שטרנברג ⁽¹¹⁾	מנכ"ל חברת הבת Navitas Petroleum Holdings LLC	100%	0.20%	346	177	418	-	-	-	12439	-	-	-	1,380
איאן רמזי Ian Ramsay ⁽¹³⁾	מנכ"ל חברת הבת Navitas Petroleum Development and Production Ltd.	100%	-	1,145	1,630	-	-	-	-	111	-	-	-	2,886

¹¹ לפרטי תנאי העסקתו של מר שטרנברג ראו סעיף ב' להלן.

¹² החזר הוצאות בגין העתקת מקום מגוריו ליוסטון, ארה"ב, לרבות גילום המס בגין הוצאות אלו.

¹³ לפרטי תנאי העסקתו של מר רמזי, ראו סעיף ב' להלן. יצוין, כי Rockhopper Exploration plc, שותפתה של NPDP בפרויקט סי-ליון נושאת ב-35% מעלות העסקתו של מר רמזי, הטבלה לעיל משקפת 100% מעלות העסקתו.

ב. פירוט תנאי כהונה והעסקה של נושאי המשרה

מר גדעון תדמור

מר תדמור מכהן כיו"ר דירקטוריון השותף הכללי, וכדירקטור ונושא משרה בחברות בנות של השותפות. מר תדמור נותן את שירותיו באמצעות חברה בבעלותו, ומקבל את שכרו באמצעות חשבונית.

מר תדמור מעניק לשותפות שירותי ניהול הכוללים שירותי יו"ר דירקטוריון, שירותי ניהול ובניית אסטרטגיה וסיוע בקביעת מדיניות עסקית, שירותי פיתוח עסקי לרבות יזום, איתור וסיוע בבדיקת השקעות חדשות וכן סיוע בניהול החוב ומקורות האשראי של השותפות וסיוע בגיוס הון ובקשר עם מדרגים, חתמים ומשקיעים (להלן בסעיף זה: **"שירותי הניהול"**). מר תדמור מעמיד את שירותי הניהול בהיקף משרה של 100% עד ליום 30 באוקטובר, 2025, בעבור שירותי הניהול היה זכאי מר תדמור לדמי ניהול חודשיים קבועים בסך של 138 אלפי ש"ח במונחי עלות (בתוספת מע"מ) (להלן: **"דמי הניהול"**). לפרטים נוספים אודות תנאי הכהונה והעסקה של מר תדמור החל מיום 14 בנובמבר, 2022 ועד ליום 30 באוקטובר, 2025, ראו דוח זימון אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות מיום 3 בנובמבר, 2022 (אסמכתא מספר: 107253-01-2022) (להלן: **"דוח זימון נובמבר 2022"**).

בחודש אוקטובר, 2025, עודכנו תנאי הכהונה והעסקה של מר תדמור, כך שהחל מיום 30 באוקטובר, 2025, למשך שנה לא ישולמו למר תדמור שכר או דמי ניהול כלל, ובכל אחת משתי השנים שלאחר מכן ישולמו שכר או דמי ניהול בסך כולל של 184 אלפי ש"ח לחודש במונחי עלות (בתוספת מע"מ ובתוספת הצמדה לעליה במדד המחירים לצרכן), כך שהמוצע לשלוש השנים יעמוד על כ-123 אלפי ש"ח, כמפורט בדוח זימון משלים לאסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות מיום 19 באוקטובר, 2025 (אסמכתא מספר: 077144-01-2025) (להלן: **"דוח זימון אוקטובר 2025"**).

בנוסף הוענקו למר תדמור בחודש נובמבר, 2025, 1,114,020 אופציות הניתנות כל אחת למימוש ליחידת השתתפות אחת. לפרטים נוספים אודות תנאי הכהונה והעסקה של מר תדמור ראו דוח זימון אוקטובר 2025.

נוסף לדמי הניהול, זכאי מר תדמור לתנאים כלליים נוספים מקובלים ובכלל זה: נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים וכיוצ"ב) וכן כל ההוצאות העסקיות הסבירות שהוציא במסגרת תפקידו (כגון: טיסות, לינה וכיוצ"ב). החזר ההוצאות כאמור ייעשה כנגד הצגת קבלות מתאימות כדין ו/או באמצעות נשיאה ישירה של השותפות ו/או השותף הכללי, בהוצאות אלו, בהתאם לנהלי השותפות ו/או השותף הכללי. כמו כן, מר תדמור זכאי לביטוח אחריות נושאי משרה (הכללה בפוליסת הביטוח הנוכחית ובפוליסות ביטוח עתידיות), כתב שיפוי וכתב פטור, בהתאם למקובל בשותפות ביחס לכל נושאי המשרה שלה.

תקופת ההתקשרות עם מר תדמור הנה בתוקף מיום 30 באוקטובר, 2025, ותסתיים בחלוף שלוש שנים ממועד זה. כל צד שירצה לסיים את ההתקשרות, מכל סיבה שהיא, יהיה רשאי לעשות כן בהודעה בכתב לצד השני שתינתן 90 ימים מראש (להלן בסעיף זה: **"תקופת ההודעה המוקדמת"**). בתקופת ההודעה המוקדמת, ימשיך מר תדמור להעניק את השירותים וימשיך לכהן כיו"ר דירקטוריון השותפות. הצדדים רשאים להסכים לקצר את תקופת ההודעה המוקדמת. תנאי ההתקשרות עם מר תדמור כוללים התחייבויות של מר תדמור לשמירה על סודיות, קניין רוחני ותניות אי תחרות.

¹⁴ יובהר כי מר תדמור רשאי לכהן בהתנדבות בתפקידים נוספים ולכהן כדירקטור (לרבות בשכר) בתאגידים אחרים שאינם מוחזקים על ידי השותפות (שאינם פועלים בתחומי העיסוק של השותפות) ובלבד שלא יקימו ניגוד עניינים ולא יפריעו למילוי התחייבויותיו על פי ההסכם. נכון למועד הדוח מר תדמור משמש בתפקידים שונים בהתנדבות ו/או ללא שכר. בין היתר מכהן בהתנדבות כיו"ר איגוד החברות הציבוריות, יו"ר (ללא שכר) בחברת ביומד פרטית ודירקטור בחברות פרטיות נוספות בהן הוא משקיע. מר תדמור הצהיר, כי אין ניגוד עניינים בין העיסוקים הנוספים כאמור ובין תפקידיו בשותפות, וכי אין בעיסוקים הנוספים להפריע למילוי התחייבויותיו כלפי השותפות.

מר יעקב כץ

מר יעקב כץ מכהן כסגן יו"ר דירקטוריון השותף הכללי ומנהל בכיר בתחום הפיתוח העסקי, וכן משמש כדירקטור בשותף הכללי.

מר כץ מעניק לשותפות שירותי ניהול הכוללים שירותי סגן יו"ר דירקטוריון ומנהל בכיר בתחום הפיתוח העסקי, כהונה כדירקטור בשותף הכללי ובחברות הבנות, שירותי ניהול ובניית אסטרטגיה וסיוע בקביעת מדיניות עסקית, שירותי פיתוח עסקי לרבות יזום, איתור וסיוע בבדיקת השקעות חדשות וכן סיוע בניהול החוב ומקורות האשראי של השותפות וסיוע בגיוס הון ובקשר עם מדרגים, חתמים ומשקיעים (להלן בסעיף זה: "**שירותי הניהול**"). מר כץ מעמיד את שירותי הניהול בהיקף משרה של 100%.¹⁵ עד ליום 30 באוקטובר, 2025, בעבור שירותי הניהול היה זכאי מר כץ לדמי ניהול חודשיים קבועים בסך של 138 אלפי ש"ח במונחי עלות (בתוספת מע"מ). לפרטים נוספים אודות תנאי הכהונה וההעסקה של מר כץ החל מיום 14 בנובמבר, 2022 ועד ליום 30 באוקטובר, 2025, ראו דוח זימון נובמבר 2022.

בהתאם לדוח זימון אוקטובר 2025, החל מיום 30 באוקטובר 2025, ממשיכה השותפות לשלם למר כץ שכר או דמי ניהול בסך כולל של 138 אלפי ש"ח לחודש במונחי עלות (בתוספת מע"מ), ללא שינוי מדמי הניהול הנוכחיים למעט תוספת הצמדה לעליה במדד המחירים לצרכן.

בנוסף הוענקו למר כץ בחודש נובמבר, 2025, 222,804 אופציות הניתנות כל אחת למימוש ליחידת השתתפות אחת. לפרטים נוספים אודות תנאי הכהונה וההעסקה של מר כץ ראו דוח זימון אוקטובר 2025.

נוסף לדמי הניהול, זכאי מר כץ לתנאים כלליים נוספים מקובלים ובכלל זה: נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים וכיוצ"ב) וכן כל ההוצאות העסקיות הסבירות שהוציא במסגרת תפקידו (כגון: טיסות, לינה וכיוצ"ב). החזר ההוצאות כאמור ייעשה כנגד הצגת קבלות מתאימות כדין ו/או באמצעות נשיאה ישירה של השותפות ו/או השותף הכללי, בהוצאות אלו, בהתאם לנהלי השותפות ו/או השותף הכללי. כמו כן, מר כץ זכאי לביטוח אחריות נושאי משרה (הכללה בפוליסת הביטוח הנוכחית ובפוליסות ביטוח עתידיות), כתב שיפוי וכתב פטור, בהתאם למקובל בשותפות ביחס לכל נושאי המשרה שלה.

תקופת ההתקשרות עם מר כץ הנה בתוקף מיום 30 באוקטובר 2025, ותסתיים בחלוף שלוש שנים ממועד זה. כל צד שירצה לסיים את ההתקשרות, מכל סיבה שהיא, יהיה רשאי לעשות כן בהודעה בכתב לצד השני שתינתן 90 ימים מראש (להלן בסעיף זה: "**תקופת ההודעה המוקדמת**"). בתקופת ההודעה המוקדמת, ימשיך מר כץ להעניק את השירותים וימשיך לכהן כסגן יו"ר דירקטוריון השותפות ומנהל בכיר בתחום הפיתוח העסקי. הצדדים רשאים להסכים לקצר את תקופת ההודעה המוקדמת. תנאי ההתקשרות עם מר כץ כוללים התחייבויות של מר כץ לשמירה על סודיות, קניין רוחני ותניות אי תחרות.

¹⁵ יובהר כי מר כץ רשאי לכהן בהתנדבות בתפקידים נוספים ולכהן כדירקטור (לרבות בשכר) בתאגידים אחרים שאינם מוחזקים על ידי השותפות (שאינם פועלים בתחומי העיסוק של השותפות) ובלבד שלא יקימו ניגוד עניינים ולא יפריעו למילוי התחייבויותיו על פי ההסכם. נכון למועד הדוח מר כץ משמש בתפקידים שונים בהתנדבות ו/או ללא שכר, בין היתר כדירקטור בחברות פרטיות שונות וכחבר בוועד המנהל של עמותת גבעתי. מר כץ הצהיר, כי אין ניגוד עניינים בין העיסוקים הנוספים כאמור ובין תפקידיו בשותפות, וכי אין בעיסוקים הנוספים להפריע למילוי התחייבויותיו כלפי השותפות.

מר עמית קורנהאוזר

מר עמית קורנהאוזר מכהן כמנכ"ל השותף הכללי וכדירקטור. הסכם העסקתו של מר קורנהאוזר כולל התחייבויות לשמירה על סודיות ולאי-תחרות במהלך תקופת העסקתו. בהתאם להסכם ההעסקה, הצדדים היו רשאים לסיים את ההסכם בהודעה מוקדמת בכתב ומראש של 3 חודשים. מר קורנהאוזר זכאי להפרשות סוציאליות בהתאם לחוק ותנאים נלווים מקובלים בקרב מנהלים במשק, ובכלל זה: הפרשות לקרן פנסיה ו/או לביטוח מנהלים; הפרשות לקרן השתלמות; ביטוח אובדן כושר עבודה; רכב (כולל גילום המס בגינו ואחזקתו על חשבון השותפות); נשיאה בהוצאות תקשורת (טלפון סלולארי, אינטרנט, עיתונים וכיוצ"ב); השתתפות בהשתלמות מקצועית; חופשה שנתית; דמי הבראה; ימי מחלה; פטור שיפוי וביטוח לנושאי משרה (כמפורט להלן) וכיוצ"ב, וכן הטבות שונות כפי שיהיה מקובל בשותפות ובשותף הכללי מעת לעת. השותפות תישא בחלק או בכל הוצאות עסקיות סבירות שיוציא מר קורנהאוזר במסגרת תפקידו (כגון: הוצאות תחבורה, לינה וכיוצ"ב). החזר ההוצאות כאמור ייעשה כנגד הצגת קבלות מתאימות כדין ו/או באמצעות נשיאה ישירה של השותפות, בהוצאות אלו, בהתאם לנהלי השותפות, כפי שיאושרו על ידי האורגנים המוסמכים לכך. בהמשך לאישור ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי, למר קורנהאוזר הוענק בחודש מרץ 2025 בONUS שנתי (בגין שנת 2024) בהיקף של 1,518,000 ש"ח, בנוסף, עודכן שכרו של מר קורנהאוזר כך שיעמוד על 105,800 ש"ח החל מחודש מרץ 2025.

בהמשך לאישור אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות מיום 28 בדצמבר, 2025, החל מיום 28 בדצמבר, 2025, זכאי מר קורנהאוזר לשכר חודשי בסך של 150,000 ש"ח, צמוד לעליה במדד המחירים לצרכן. לפרטים אודות תנאי כהונתו והעסקתו הנוכחיים של מר קורנהאוזר ראו דוח זימון אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות מיום 20 בנובמבר, 2025 (אסמכתא מספר: 1089971-01-2025) (להלן: "דוח זימון דצמבר 2025").

בהמשך לאסיפה הנ"ל, בחודש דצמבר 2025 הוענקו למר קורנהאוזר 226,253 אופציות הניתנות כל אחת למימוש ליחידת השתתפות אחת. לפרטים נוספים ראו דוח זימון אוקטובר 2025.

מר יונתן שטרנברג

מר יונתן שטרנברג מכהן כמנכ"ל חברת הבת Navitas Petroleum Holdings, LLC (להלן: "נאוויטס ארה"ב") החל מחודש ינואר, 2022. לצורך כך העתיק מר שטרנברג את מקום מגוריו ליוסטון, ארה"ב.

תנאי העסקתו של מר שטרנברג כוללים התחייבויות לשמירה על סודיות ולאי-תחרות במהלך תקופת העסקתו ולאחריה, כמקובל בשותפות.

מר שטרנברג זכאי להחזר הוצאות רילוקיישן וכן לתנאים נלווים כמפורט במדיניות התגמול, ובכלל זה, להחזר הוצאות, מכשיר סלולרי, חופשה שנתית ימי מחלה, הפרשות וביטוח רפואי, כמקובל לגבי עובדי השותפות בארה"ב.

בחודש מרץ, 2025 עודכנו תנאי כהונתו והעסקתו של מר שטרנברג כך שהוא זכאי לשכר חודשי בסך של 25,000 דולר. בנוסף, זכאי מר שטרנברג להחזר הוצאות רילוקיישן של עד 20,000 דולר בחודש.

הסכם ההעסקה של מר שטרנברג הינו בתוקף עד ליום 31 במאי 2027 ויוארך אוטומטית לתקופה של שנה נוספת ככל שלא נמסרה הודעת אי חידוש על ידי מי מהצדדים. הצדדים היו רשאים להביא את קשר העבודה, בכל עת, לכלל סיום בהודעה מוקדמת בכתב ומראש של 3 חודשים.

לאור הסכמתו של מר שטרנברג להאריך את תקופת כהונתו כמנכ"ל נאוויטס ארה"ב, הוענק לו בשנת 2025 מענק שימור בהיקף של 3 משכורות חודשיות ברוטו (בסך של 75,000 דולר), המותנה בהמשך כהונתו בתפקידו הנוכחי לכל הפחות עד ליום 31 במרץ 2027.

בנוסף, ככל שמר שטרנברג ימשיך לכהן בתפקידו עד ליום 31 במרץ 2027 הוא יהיה זכאי למענק הסתגלות של 6 משכורות חודשיות ברוטו (בהתאם למשכורת החודשית הרלוונטית באותו מועד).

למר שטרנברג הוענק בשנת 2025 בונס שנתי (בגין שנת 2024) בהיקף כולל של 177,000 דולר.

בנוסף הוענקו למר שטרנברג בחודש אפריל 2025, 36,000 יחידות השתתפות חסומות RSUs של השותפות.

מר איאן רמזי

מר רמזי מכהן כ- Chief Executive Officer (CEO) של Navitas Petroleum Development and Production Ltd. (לעיל ולהלן: "NPDP") המחזיקה בזכויות בפרויקט סי-ליון. מר רמזי כיהן כסמנכ"ל התפעול (Chief Operating Officer) ב-NPDP החל מחודש אוגוסט 2022. לצורך כך העתיק מר רמזי את מקום מגוריו ללונדון, אנגליה. במסגרת תפקידו אחראי מר רמזי, בין היתר, על הובלת וקידום פרויקט סי-ליון ובכלל זה ניהול הצוות ההנדסי והטכני, ביסוס יכולות המפעיל בפרויקט וקידום הפרויקט לקראת תחילת הפקה מסחרית.

מר רמזי מעמיד את שירותיו בהיקף משרה של 100%¹⁶. עבור שירותיו זכאי מר רמזי למשכורת שנתית בסך של 495 אלפי דולר. מר רמזי עשוי להיות זכאי למענק שנתי בשיעור של עד 50% משכרו, בכפוף לעמידה ביעדים ולשיקול דעת. בנוסף, בהתאם להסכם העסקתו יהא זכאי מר רמזי לבונוסים בגין עמידה באבני דרך בפרויקט. במהלך שנת 2025 הוענק למר רמזי מענק שנתי (בגין שנת 2024) בהיקף של 330,000 דולר וכן בונס בהיקף של 1,300,000 דולר בגין עמידה באבן הדרך של קבלת החלטת FID בפרויקט סי-ליון.

יצוין כי בהתאם להסכם ההעסקה העניקה Rockhopper Exploration Plc, שותפתה של NPDP בפרויקט סי-ליון, למר רמזי אופציות לרכישת מניותיה, אשר יבשילו בכפוף לעמידה באבני דרך בפרויקט ובהתאם למסמכי ההענקה ותנאיהם.

מר רמזי זכאי לתנאים סוציאליים ונלווים, ובכלל זה ימי חופשה ומחלה, הפרשות לפנסיה, ביטוח רפואי (לו ולבני משפחתו), ביטוח חיים וביטוח אובדן כושר עבודה. במסגרת שהותו בלונדון זכאי מר רמזי להחזר הוצאות בגין העתקת מקום מגוריו ללונדון הכל בהתאם להסכם ההעסקה.

כל צד רשאי לסיים את ההתקשרות, מכל סיבה שהיא, בהודעה מוקדמת של 12 חודשים. בתקופת ההודעה המוקדמת ימשיך מר רמזי בתפקידו, אלא אם הוחלט אחרת. תנאי ההתקשרות עם מר רמזי כוללים התחייבויות לשמירה על סודיות, קניין רוחני ותניות אי תחרות מקובלות.

מדיניות תגמול

ביום 30 באוקטובר, 2025, אושרה מדיניות התגמול המעודכנת של השותפות על ידי אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות¹⁷, בהמשך לאישור ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי (לעיל ולהלן: "מדיניות התגמול").

שכר המפקח

באסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות מיום 5 במאי, 2025, אושר למנות את משרד פאהן קנה ושות' כמפקח השותפות לתקופת כהונה נוספת (רביעית) בת שלוש שנים. משרד פאהן קנה ושות' זכאי לאותם תנאי כהונה והעסקה כפי שקיבל במהלך תקופת כהונתו הקודמת, לרבות שכר חודשי בסך של 4,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ). בגין שנת 2025 שולם למפקח שכר כולל בהיקף של כ- 48 אלפי דולר ארה"ב. לפרטים אודות מינויו מחדש של

¹⁶ יצוין כי Rockhopper Exploration plc, שותפתה של NPDP בפרויקט סי-ליון נושאת ב-35% מעלות העסקתו של מר רמזי, התנאים המתוארים לעיל משקפים 100% מעלות העסקתו.

¹⁷ לפרטים ראו דוח זימון אוקטובר 2025 ודיווח תוצאות אסיפה מיום 30 באוקטובר, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-082080).

מפקח השותפות ראו דוח זימון אסיפה כללית משלים מיום 29 באפריל, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-030334).

שכר דירקטורים

ביום 6 בפברואר, 2024, אישרה האסיפה כללית מיוחדת של מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות¹⁸ כי כל דירקטור (למעט אלו הנמנים על נושאי המשרה מטעם השותף הכללי) זכאי החל מיום 19 בפברואר, 2024, לגמול שנתי וגמול השתתפות בגובה הסכומים המירביים המופיעים בתוספת השנייה ובתוספת השלישית לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000 (להלן: "**תקנות הגמול**") (חלף ממוצע הסכומים הקבועים והסכומים המירביים המופיעים בתקנות הגמול), וזאת לפי דרגתה של השותפות כפי שתהיה מעת לעת בהתאם לתקנות הגמול. לפרטים אודות אסיפה זו ראו דוח זימון אסיפה מיום 31 בדצמבר, 2023 (אסמכתא מספר: 2023-01-118720), ודוח זימון אסיפה משלים מיום 30 בינואר, 2024 (אסמכתא מספר: 2024-01-009634) (להלן: "**דוח זימון ינואר 2024**"). כמו כן, הדירקטורים (לרבות הדירקטורים מטעם השותף הכללי) זכאים לכיסוי ביטוחי כנהוג ומקובל בשותפות, לשיפוי ופטור מאחריות כפי שנהוג ומקובל בשותפות, והכל בהתאם להוראות הדין והסכם השותפות, וכמפורט להלן. בגין שנת 2025 שולם לדירקטורים בשותף הכללי גמול בהתאם לתקנות הגמול בסך כולל של כ- 356 אלפי דולר.

במסגרת דוח זימון ינואר, 2024, אושרה הקצאת יחידות השתתפות חסומות (RSU) בהיקף מצטבר של 32,700 לדירקטורים בשותף הכללי.¹⁹

אחריות, שיפוי וביטוח לנושאי משרה

א. ביום 28 בינואר, 2025, אישרה ועדת התגמול של השותפות, רכישת תוכנית ביטוח לכיסוי האחריות השוטפת של הדירקטורים ונושאי המשרה בשותפות וזאת חלף פוליסת הביטוח לאחריות דירקטורים ונושאי משרה בשותפות אשר פגה ביום 30 בינואר, 2025 (להלן: "**תוכנית הביטוח**").

עיקרי תוכנית הביטוח הם כדלקמן:

1. תקופת הכיסוי החלה ביום 23.1.2025 ועד ליום 22.7.2026 (כולל);
2. גבול האחריות הינו סך של 50 מיליון דולר ארה"ב למקרה ולתקופה;
3. פרמיה כוללת בסך של 245 אלפי דולר ארה"ב;
- ב. השתתפות עצמית של השותפות בהתאם לתוכנית הביטוח תעמוד על 25 אלפי דולר, למעט:
 - בהתייחס לתביעות נגד נושאי משרה בארה"ב שאז ההשתתפות העצמית תעמוד על 50 אלפי דולר;
 - בהתייחס לתביעות ניירות ערך כנגד השותפות בארה"ב שאז ההשתתפות העצמית תעמוד על 100 אלפי דולר;
 - בהתייחס לתביעות ניירות ערך כנגד השותפות בכל העולם שאז ההשתתפות העצמית תעמוד 100 אלפי דולר.
- ג. תנאי ההתקשרות בתוכנית הביטוח זהים לכל הדירקטורים ונושאי המשרה בשותפות, הינם בתנאי שוק ואינם עשויים להשפיע באופן מהותי על רווחיות השותפות, רכוש או התחייבויותיה.

¹⁸ ראו דיווח תוצאות אסיפה מיום 6 בפברואר, 2024 (אסמכתא מספר: 2024-01-011494).
¹⁹ לה"ה עירית שדר טוביאס, בעז תדמור, טל ירון אלדר (דירקטורית חיצונית), אסף יריב (דירקטור חיצוני) ועקיבא משה אבנר אזולאי (דירקטור בלתי תלוי).

ד. לפרטים בדבר כתבי השיפוי והפטור שהוענקו לנושאי המשרה מטעם השותף הכללי ולכל אחד מנושאי המשרה בשותף הכללי ובשותפות, ראו **נספח ג'** לדוח זימון נובמבר 2022 אשר המידע בו נכלל בדוח זה בדרך של הפניה. במסגרת אסיפת אוקטובר 2025 אושרה הענקה מחדש של כתבי פטור ושיפוי למר תדמור ולמר יעקב כץ, בנוסחים כפי שניתנו ליתר נושאי המשרה בשותפות והכל בהתאם למדיניות התגמול של השותפות.

תקנה 21א: השליטה בשותפות

השותפות מנוהלת על ידי פלר נפט וגו ניהול בע"מ, המשמשת כשותף הכללי בשותפות. בעל השליטה בשותף הכללי הינו גדעון תדמור (להלן: **"בעל השליטה בשותף הכללי"**).²⁰

תקנה 22: עסקאות עם השותף הכללי או עסקאות שלבעל השליטה בשותף הכללי עניין אישי בהן

למיטב ידיעת השותפות, להלן פרטים בדבר כל העסקאות עם השותף הכללי או עם בעל השליטה בשותף הכללי או שלבעל השליטה בשותף הכללי יש עניין אישי באישורן, אשר השותפות או תאגיד בשליטתה או חברה קשורה לה, התקשרו בה במהלך שנת הדיווח או שהן עדיין בתוקף במועד פרסום הדוח, למעט עסקאות זניחות:

- (1) בשנת הדוח כללה השותפות הוצאות בסך של כ- 479 אלפי דולר עבור דמי ניהול/שכר למר גדעון תדמור בעל השליטה בשותף הכללי.
- (2) בעלי העניין בשותף הכללי זכאים לתמלוגים בשיעור של 24.5% מכל חלקה של השותפות בנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט בהם יש או יהיה בעתיד לשותפות המוגבלת אינטרס (לגבי נכסי נפט בישראל - לפני ניכוי תמלוגים מכל סוג אך לאחר הפחתת הנפט אשר ישמש לצרכי ההפקה עצמה; לגבי נכסים בים בארה"ב - לאחר ניכוי תמלוגים המשולמים לממשל הפדרלי). באשר לתמלוגים בשיעור של 6% מכוח סעיף 11 להסכם השותפות שפורסם בדוח מיידי מתאריך 24 בספטמבר 2017 (אסמכתא מספר: 094530-01-2017) והתיקונים לו מהתאריכים 1 באפריל 2018, 18 ביולי 2018 ו-17 באפריל 2019, 14 בנובמבר 2022 ו-4 במרץ 2026 (אסמכתאות מספר: 01-2018-027813, 01-2018-068455, 01-2019-035259, 01-2022-109941 ו-01-2026-019753, בהתאמה) אשר המידע בו נכלל כאן בדוח זה בדרך של הפניה. לפרטים נוספים אודות התמלוגים להם זכאים בעלי העניין בשותף הכללי בתקופת הדוח, ראו באור 18 לדוחות הכספיים ליום 31.12.2025.
- (3) לפרטים בדבר התקשרות בתוכנית ביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, וכן בדבר מתן כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור מאחריות, ראו פירוט לפי תקנה 21 לעיל.
- (4) ביום 30 במרץ, 2023, אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי את עדכון תנאי כהונתו והעסקתו של מר שטרנברג שהינו אחיינו של מר גדעון תדמור, בעל השליטה בשותף הכללי. לפרטים ראו תקנה 21(ב) לעיל.

²⁰ בעבר דיווחה השותפות גם על מר יעקב כץ כבעל שליטה בשותף הכללי. לאור בחינה מחודשת של הנושא תחל השותפות מכך, זאת מכיוון שאין לראות בו כמחזיק יחד עם מר גדעון תדמור, שכן מר תדמור הוא לבדו בעל השליטה בשותף הכללי מכוח זכויותיו בשותף הכללי.

²¹ כאשר היתרה מוחזקת על ידי צדדי ג'.

(5) ביום 30 באוקטובר, 2025, אישרה האסיפה הכללית את ההחלטות הבאות, אשר לבעל השליטה בשותף הכללי יש בהן עניין אישי:

- אישור מדיניות תגמול מעודכנת לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי;
- אישור תנאי כהונה והעסקה של נושאי המשרה מטעם השותף הכללי של השותפות;
- הענקת מחדש של כתבי פטור ושיפוי למר גדעון תדמור ומר יעקב כץ.

לפרטים ראו דוח זימון אסיפה מיום 16 בספטמבר, 2025, והדוח המשלים לו מיום 19 באוקטובר, 2025 (אסמכתאות מספר: 2025-01-069992 ו-2025-01-077144, בהתאמה), ותוצאותיה מיום 30 באוקטובר, 2025 (אסמכתא מספר: 2025-01-082080), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

(6) ביום 31 בדצמבר, 2023, מונה מר בעז תדמור, אחיו של מר גדעון תדמור, הנמנה על קבוצת השליטה בשותפות, לדירקטור בדירקטוריון השותף הכללי. במועד זה, אישרו ועדת התגמול ודירקטוריון השותף הכללי בהתאם להוראות תקנה 1ב לתקנות החברות (הקלות בעסקאות עם בעלי עניין), התש"ס-2000 (להלן: "**תקנות ההקלות**"), כי החל ממועד תחילת כהונתו של מר בעז תדמור, הוא יהיה זכאי לגמול שנתי וגמול השתתפות בהתאם לממוצע הסכומים הקבועים והסכומים המירביים המופיעים בתוספת השנייה ובתוספת השלישית לתקנות הגמול וזאת בהתאם לדרגתה של השותפות כפי שתהיה מעת לעת בהתאם לתקנות הגמול. באותו המועד אישרה ועדת התגמול בהתאם להוראות תקנה 1ב1 לתקנות ההקלות, את הכללתו של מר בעז תדמור בפוליסת ביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה של השותפות. לפרטים ראו דיווח מיידי מיום 31 בדצמבר, 2023 (אסמכתא מספר: 2023-01-118690), אשר המידע בו נכלל בדוח זה בדרך של הפניה. החל מיום 19 בפברואר, 2024, ובהמשך לאישור האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות מיום 6 בפברואר, 2024 (אסמכתא מספר: 2024-01-011494), זכאי מר בעז תדמור לגמול שנתי וגמול השתתפות בגובה הסכומים המרביים המופיעים בתוספת השנייה ובתוספת השלישית לתקנות הגמול, וזאת בהתאם לדרגתה של השותפות כפי שתהיה מעת לעת בהתאם לתקנות הגמול. בנוסף, בהתאם לאישור האסיפה כאמור, הוענקו למר בעז תדמור 6,540 יחידות השתתפות חסומות (RSU) כמפורט בדוח זימון ינואר 2024, והוענקו לו כתבי שיפוי ופטור מאחריות כפי שנהוג ומקובל בשותפות.

לפרטים אודות עסקאות השותפות עם בעלי עניין ראו באור 18 לדוחות הכספיים.

עסקאות זניחות ועסקאות שאינן חריגות

ועדת הביקורת אימצה בחודש מרץ, 2024 תכנית אכיפה פנימית עדכנית במסגרתה נקבע נוהל שנועד לקבוע מנגנונים ובקורות בקשר עם הליכי זיהוי, אישור ודיווח על התקשרויות בין השותפות, לרבות באמצעות חברות בנות שלה, לבין חברת השותף הכללי ו/או בעלי השליטה בשותף הכללי (להלן יחד: "**בעלי השליטה**") ו/או קרוביהם ו/או נושאי המשרה

בשותפות ו/או קרוביהם ו/או צדדים שלישיים בהתקשרויות בהן יש לבעלי השליטה או נושאי המשרה עניין אישי (להלן בסעיף זה: "הנוהל").

בהתאם לנוהל, עסקה של החברה תסווג כעסקה שאינה עסקה חריגה (כהגדרתה בחוק החברות), אם מתקיימים שלושת התנאים להלן: (א) העסקה הינה עסקה במהלך עסקים הרגיל של החברה (כהגדרתה בנוהל); (ב) העסקה בתנאי שוק, בהתאם לפרוצדורה שנקבעה בנוהל; וכן (ג) לעסקה אין השפעה מהותית על רווחיות החברה, רכוש והתחייבויותיה, בהתאם לאמות המידה הכמותיות והאיכותיות שנקבעו בנוהל. בהעדר שיקולים איכותיים מיוחדים העולים מכלל נסיבות העניין, עסקת בעל עניין תיחשב כעסקה שאינה מהותית אם אמות המידה הרלבנטיות המחושבות לעסקה אינן עולות על 5% והיא תיחשב כעסקה מהותית אם אחת או יותר מאמות המידה הרלבנטיות עולה (או עולות) על 5%.

במסגרת הנוהל, אומץ נוהל לסיווג עסקאות זניחות, לפיו עסקאות שנתקיימו בהן התנאים כדלקמן יסווגו כעסקאות זניחות: (א) העסקה איננה עסקה חריגה כמשמעות המונח בחוק החברות ובהתאם לאמות המידה שקבעה השותפות; (ב) היקף העסקה אינו עולה על 1% מאמת המידה הרלוונטית המחושבת לעסקה, מתוך אמות המידה שקבעה השותפות או נמוך מסך של 200 אלפי דולר ארה"ב, לפי הגבוה מבניהם; ו-(ג) העסקה היא מסוג רכישה/מכירה של נכס קבוע, מכירת מוצרים או שירותים, רכישת מוצרים או שירותים או מתן שירותים לצורך הפחתת עלויות תקורה, קבלת התחייבות כספית או פיננסית מבעל עניין או עסקאות לקבלת שירותי יעוץ או ניהול.

בכל עסקה כאמור, אשר נבחן סיווגה כעסקה זניחה, תחושב אחת או יותר מאמות המידה הרלוונטיות לעסקה המסוימת על בסיס הדוחות הכספיים האחרונים הסקורים או המבוקרים האחרונים של השותפות, לפי המנגנון כפי שנקבע בנוהל.

עסקאות בעלי העניין אשר יסווגו כזניחות, יסקרו מידי שנה על ידי ועדת הביקורת של השותפות.

החזקות בעלי עניין ונושאי משרה

תקנה 24:

לפרטים, למיטב ידיעת השותפות, אודות החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה בניירות הערך של השותפות נכון למועד הדוח, ראו דיווח מיידי של השותפות מיום 8 בינואר, 2026 (אסמכתא מספר: 2026-01-003891), וכן דיווחים מיידיים מהימים 6 בינואר, 2026, 7 בינואר, 2026, 13 בינואר, 2026, 13 בפברואר, 2026 ו- 12 במרץ, 2026 (אסמכתאות מספר: 2026-01-002556, 2026-01-003173, 2026-01-006013, 2026-01-014804 ו- 2026-01-022310 בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

תקנה 24א: הון רשום, הון מונפק וניירות ערך המירים בסמוך למועד אישור הדוח

לפרטים אודות ההון הרשום, ההון המונפק וניירות הערך ההמירים של השותפות, ראו דיווח מיידי של השותפות מיום 12 במרץ, 2026 (אסמכתא מספר: 2026-01-022313) אשר המידע בו מובא בדוח בדרך של הפניה.

תקנה 24ב: מרשם מחזיקי יחידות השתתפות

שם המחזיק	מס' זיהוי	אזרחות / ארץ התאגדות	מען	סוג	כמות
מזרחי טפחות חברה לרישומים בע"מ	510422249	חברה פרטית שהתאגדה בישראל	אבא הלל סילבר 13, לוד	יחידות השתתפות ללא ערך נקוב	118,506,654

תקנה 25א: מען רשום

כתובת: שד' אבא אבן 12, הרצליה פיתוח, 4672530

טלפון: 09-7883680

פקסימיליה: 09-7883687

כתובת דואר אלקטרוני: meital@navitaspet.com

תקנה 26: דירקטוריון השותף הכללי

תפקיד:	יו"ר דירקטוריון	יעקב כץ	עמית קורנהאוזר	עירית טוביאס שדר	ד"ר בעז תדמור	עקיבא משה אבנר אזולאי	טל ירון אלדר	אסף יריב
מספר תעודת זהות:	057995755	058407008	038705562	027805340	054330600	058393489	058422734	058034836
תאריך לידה:	9.1.1963	1.11.1963	26.3.1976	25.5.1970	07.07.1956	23.12.1963	15.10.1963	16.7.1963
מען להמצאת כתבי-דין:	שד' אבא אבן 12, הרצליה פיתוח 4672530	שד' אבא אבן 12, הרצליה פיתוח 4672530	שד' אבא אבן 12, הרצליה פיתוח 4672530	ת.ד 585 פרדסיה 4281500	ביאליק 74 רמת גן 5244135	הפרחים 13 דירה 26 רמת השרון 4723127	הרטגלס 3, ת"א 6997103	הרב ניסים 7 תל אביב, 6291015
נתינות:	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית
חברות בוועדות של הדירקטוריון:	-	-	-	-	-	מאזן, ביקורת ותגמול	מאזן, ביקורת ותגמול	מאזן, ביקורת ותגמול
האם הוא דירקטור חיצוני:	לא	לא	לא	לא	לא	לא	כן	כן
אם כן, האם הוא בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית או בעל כשירות מקצועית:	-	-	-	בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית	-	-	בעלת מומחיות חשבונאית ופיננסית	בעל כשירות מקצועית
אם כן, האם הוא דירקטור חיצוני מומחה ²² :	-	-	-	-	-	לא	לא	לא
האם הוא עובד של השותפות, של חברה בת שלה, של חברה קשורה שלה או של בעל עניין בה:	כן	כן	כן	לא	לא	לא	לא	לא
תאריך תחילת כהונה:	21.2.2013	21.2.2013	1.1.2022	28.6.2017	31.12.2023	8.11.2017	19.2.2018	19.2.2018

²² כמשמעות המונח בתקנה 1 לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000.

השכלה:	גדעון תדמור	יעקב כץ	עמית קורנהאוזר	עירית טוביאס שדר	ד"ר בעז תדמור	עקיבא משה אבנר אזולאי	טל ירון אלדור	אסף יריב
	תואר ראשון LL.B. מאוניברסיטת תל אביב.	BA בכלכלה מאוניברסיטת תל אביב; MBA התמחות במימון מאוניברסיטת תל אביב.	בוגר חשבונאות וכלכלה אוניברסיטת תל אביב; MBA במנהל עסקים אוניברסיטת תל אביב.	תואר ראשון LL.B. מהאוניברסיטה העברית בירושלים; תואר שני LL.M. במשפטים, התמחות במשפט מסחרי מאוניברסיטת בר אילן; International Finance – Harvard Law School.	דוקטור לרפואה - התמחות פנימית ואימונולוגיה קלינית מהאוניברסיטה העברית בירושלים; התמחות במנהל רפואי, משרד הבריאות וההסתדרות הרפואית; לימודי תעודה קורס דירקטורים אוניברסיטת תל אביב.	B.Sc. הנדסה תעשייה וניהול מאוניברסיטת בן גוריון; M.Sc. מנהל עסקים מאוניברסיטת בן גוריון; לימודי תעודה שמאות ומקרקעין מאוניברסיטת תל אביב.	תואר ראשון LL.B. במשפטים, אוניברסיטת תל-אביב; תואר שני MBA (מימון), אוניברסיטת תל אביב.	תואר ראשון במדעי המדינה, אוניברסיטת חיפה; תואר שני במדעי המדינה, אוניברסיטת חיפה.
עיסוקים בחמש השנים האחרונות:	תפקידי ניהול בחברות הבנות של השותפות; יו"ר החברות הציבוריות בישראל; יו"ר בחברת ביומד ודירקטור בחברות פרטיות בהן הוא משקיע.	דירקטור בחברות פרטיות שונות; מכהן בוועד המנהל של עמותת גבעתי.	תפקידי ניהול בחברות הבנות של השותפות.	יועצת משפטית ראשית - מ.ל.ר.ן פרויקטים ומסחר בע"מ; סמנכ"לית, יועצת משפטית ומזכירת חברת או.פי.סי אנרגיה בע"מ; דירקטורית בתאגידים ציבוריים שונים.	מנהל מערך מחקר וחדשנות מרכז רפואי רבין; מנהל בית חולים בלינסון.	יזם. יועץ עסקי.	שותפה במשרד עו"ד העוסק במיסים	שותף מייסד אקדמיה לערבית למקצוענים בע"מ; יועץ עסקי.

תאגידים אחרים בהם משמש כדירקטור:	גדעון תדמור	יעקב כץ	עמית קורנהאוזר	עירית טוביאס שדר	ד"ר בעז תדמור	עקיבא משה אבנר אזולאי	טל ירון אלדר	אסף יריב
דירקטור בחברות פרטיות שונות שבעלותו (מלאה או חלקית); דירקטור בחברות הבנות של השותפות.	דירקטור בחברות פרטיות שונות.	דירקטור בחברות פרטיות שונות.	דירקטור בחברות הבנות של השותפות.	אקטיב חיתום בע"מ; יוטרון בע"מ; ויקטורי רשת סופרמרקטים בע"מ; רם אדרת הנדסה אזרחית בע"מ.	-	אלטשולר שחם פרופרטיז בע"מ.	אב-גד החזקות בע"מ; א.א.מ.א. בע"מ יוניק טק שותפות מוגבלת; חברת השקעות דיסקונט בע"מ; אלומה קרן תשתיות (2020) בע"מ; דורסל החזקות בע"מ.	האולפנים המאוחדים בע"מ; תיא חברה להשקעות בע"מ; ברם תעשיות בע"מ; גלעד מאי חברה להשקעות בניה ופיתוח בע"מ; מ.ל.ר.ן. פרוייקטים ומסחר בע"מ.
האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותפות או בשותף הכללי:	לא	לא	לא	לא	כן ²³	לא	לא	לא
האם השותף הכללי רואה בו כבעל מומחיות חשבונאית ופיננסית לצורך עמידה במספר המזערי שקבע הדירקטוריון על-פי סעיף 92(א)(12) לחוק החברות, תשנ"ט-1999:	לא	לא	כן	לא	לא	לא	כן	לא

²³ בעז תדמור הינו אחיו של גדעון תדמור, בעל השליטה בשותף הכללי.

תקנה 26א: נושאי משרה בכירה בשותף הכללי ו/או בשותפות

מיכאל גרינברג	נדב שורק	רן קריצמן	תמר רוזנברג	דוד ברנהיים	יונתן שטרנברג	מיטל הלל אברמוב	איאן רמזי	
69108231	039063615	040281388	035894252	013351374	200462323	039198437	140911530	מספר זיהוי:
05.08.1955	31.12.1982	26.05.1980	09.12.1978	12.01.1970	15.06.1988	20.02.1983	09.03.1970	תאריך לידה:
27.03.2018	28.03.2024	11.09.2022	06.02.2022	01.12.2021	01.01.2022	11.03.2018	10.03.2022	תאריך תחילת כהונה:
מבקר פנימי	סמנכ"ל תפעול ותת-הקרקע	חשב	סמנכ"לית כספים	סמנכ"ל M&A ומסחרי	מנכ"ל חברת Navitas Petroleum Holdings LLC	סמנכ"לית ויועצת משפטית	מנכ"ל חברת Navitas Petroleum Development and Production Ltd.	תפקיד שממלא בשותפות, בחברת בת, קשורה או בבעל עניין בה:
לא	לא	לא	לא	לא	לא	לא	לא	האם הוא בעל עניין בשותפות:
לא	לא	לא	לא	לא	לא ²⁴	לא	לא	האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותפות או בשותף הכללי:
בוגר חשבונאות וכלכלה אוניברסיטת תל אביב	BSc בהנדסת סביבה, טכניון MEng, הנדסת אנרגיה, טכניון PhD, הנדסת פטרוליום, אוניברסיטת Texas A&M	תואר ראשון בכלכלה ומנהל מהמרכז האקדמי רופין בוגר חשבונאות מהמרכז האקדמי רופין	בוגרת מנהל עסקים וחשבונאות מהמכללה למנהל מוסמכת מנהל עסקים - מימון אוניברסיטת תל אביב	תואר ראשון בהנדסת חשמל BSc, הטכניון תואר ראשון במשפטים LLB אוניברסיטת תל אביב תואר שני במשפטים LLM אוניברסיטת קולומביה בניו יורק	תואר ראשון במשפטים ובכלכלה אוניברסיטת תל אביב	תואר ראשון במשפטים (LL.B.) ותואר ראשון במנהל עסקים (BA) מהמרכז הבינתחומי הרצליה	B.Eng בהנדסה וניהול M.Sc בהנדסת נפט ותשתיות תת-ימיות	השכלתו:
מבקר פנימי בקבוצת דלק בע"מ וחברות הבנות שלה מבקר פנימי בדלק מוטורס בע"מ וורידים אינוורונמנט בע"מ	מנהל אזור Mediterranean, Quantum Reservoir Impact מהנדס ראשי, שותפי תמר מנהל הנדסה בשותפות מנהל תת קרקע ותפעול בשותפות	מנהל פיננסי בישראל מקו נגב 2 ש.מ. חשב בתומר תמלוגי אנרגיה (2012) בע"מ	מנהלת כספים וחשבת ראשית בקבוצת דלק בע"מ	משנה למנכ"ל שיכון ובינוי אמריקה שירותי יעוץ בתחומי פרויקט תשתיות ואנרגיה	מספר תפקידים ניהוליים בשותפות	יועצת משפטית ומזכירת השותפות	סמנכ"ל פיתוח Offshore בחברת Murphy Oil סמנכ"ל תפעול חברת Navitas Petroleum Development and Production Ltd	עיסוקים בחמש השנים האחרונות:

²⁴ יונתן שטרנברג הינו אחיינו של גדעון תדמור, בעל השליטה בשותף הכללי.

תקנה 26ב: מורשה חתימה של השותפות

אין בשותפות מורשי חתימה עצמאיים כמשמעותם בסעיף 37(ד) לחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968.

תקנה 27: רואה החשבון של השותפות

קוסט פורר גבאי את קסירר, רואי חשבון, רחוב מנחם בגין 144, תל אביב 6492102.

תקנה 28: שינוי בתזכיר או בתקנון

מאז הפיכתה של השותפות לשותפות מוגבלת ציבורית, עודכן הסכם השותפות מספר פעמים, וזאת לשם תיקון סעיף 5 להסכם השותפות להכללת שני נכסי נפט בסעיף מטרות השותפות, לשם אימוץ הוראות תיקון תקנון הבורסה ולצורך תיקונים שונים. לפרטים ראו דוחות מידיים מהתאריכים 8 במרץ 2018, 10 ביולי 2018, 17 באפריל 2019, 14 בנובמבר 2022 ו- 4 במרץ 2026 (אסמכתאות מספר: 2018-01-018642, 2018-01-066130, 2019-01-035271, 2022-01-109941 ו- 2026-01-019753, בהתאמה), אשר המידע בהם מובא בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 29(א): המלצות והחלטות הדירקטורים

א. תיקון הסכם השותפות

ביום 18 בינואר 2026 אישר דירקטוריון השותף הכללי תיקונים להסכם השותפות, אשר הובאו לאישור האסיפה הכללית, לפרטים ראו סעיף ה' בתקנה 29(ג) להלן.

ב. פדיון מוקדם של אגרות חוב

ביום 18 בינואר 2026 החליט דירקטוריון השותף הכללי על ביצוע פדיון מוקדם מלא ומותנה ביוזמת השותפות, של מלוא יתרת אגרות החוב (סדרה ג') ומלוא יתרת אגרות החוב (סדרה ה') של השותפות שהיו במחזור. הפדיונות המוקדמים האמורים בוצעו ביום 4 בפברואר 2026.

ביום 13 בפברואר 2026 החליט דירקטוריון השותף הכללי על ביצוע פדיון מוקדם חלקי ביוזמת השותפות, של 440,000,000 ע.ג. אגרות החוב (סדרה ו') של השותפות שהיו במחזור. הפדיון המוקדם האמור יבוצע ביום 31 במרץ 2026.

תקנה 29(ג): החלטות אסיפה כללית מיוחדת

א. ביום 5 במאי 2025 אישרה האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות את הנושאים הבאים:

- הארכת אישור האסיפה בדבר ביצוע פרויקטי נפט וגז נוספים בהתאם להנחיות הבורסה;
- מינוי משרד פאהן קנה ושות' כמפקח השותפות לתקופת כהונה נוספת (רביעית);
- עדכון סעיף 6.3 למדיניות התגמול של השותפות שעניינו העתקת מקום מגורים לחו"ל Relocation.

לפרטים ראו דוח זימון אסיפה מיום 30 במרץ 2025 והדוח המשלים לו מיום 29 באפריל 2025 (אסמכתאות מספר: 2025-01-022471 ו- 2025-01-030334, בהתאמה), ותוצאותיה מיום 5 במאי 2025 (אסמכתא

מספר : 2025-01-031486), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

ב. ביום 7 בספטמבר, 2025 אישרה אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות ביצוע הצעות לא אחידות ו/או הצעות פרטיות של יחידות השותפות ו/או כתבי אופציה של השותפות, בהיקף, בתנאים ובמתכונת כמפורט בסעיף 2.1 לדוח זימון האסיפה וזאת לטובת השלמת ההון הנדרש לשותפות לטובת פיתוח פרויקט סי-ליון. לפרטים נוספים ראו דוח זימון האסיפה מיום 31 ביולי 2025 ודוחות משלימים לו מהימים 31 באוגוסט 2025 ו- 4 בספטמבר 2025 (אסמכתאות מספר : 2025-01-057204, 2025-01-065788 ו- 2025-01-067118, בהתאמה) ותוצאותיה מיום 7 בספטמבר 2025 (אסמכתא מספר : 2025-01-067424) אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

ג. ביום 30 באוקטובר 2025 אישרה האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות את הנושאים הבאים :

- אישור מדיניות תגמול מעודכנת לנושאי משרה בשותפות ובשותף הכללי ;
- אישור תנאי כהונה והעסקה של נושאי המשרה מטעם השותף הכללי של השותפות.
- הענקת מחדש של כתבי שיפוי ופטור לבעלי השליטה.

לפרטים ראו דוח זימון אסיפה מיום 10 בספטמבר, 2025 והדוחות המשלימים לו מהימים 16 בספטמבר, 2025, 19 באוקטובר, 2025 (אסמכתאות מספר : 2025-01-068603, 2025-01-069992, 2025-01-077135 ו- 2025-01-077144, בהתאמה), ותוצאותיה מיום 30 באוקטובר 2025 (אסמכתא מספר : 2025-01-082080), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

ד. ביום 28 בדצמבר, 2025 אישרה אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות את עדכון תנאי כהונתו והעסקתו של מר עמית קורנהאוזר מנכ"ל השותפות. לפרטים נוספים ראו דוח זימון האסיפה מיום 20 בנובמבר, 2025 (אסמכתא מספר : 2025-01-089971) ותוצאותיה מיום 28 בדצמבר 2025 (אסמכתא מספר : 2025-01-104081) אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

ה. ביום 4 במרץ, 2026 אישרה אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות את התיקונים להסכם השותפות כפי שמופיע בנספח א' לדוח זימון האסיפה. לפרטים נוספים ראו דוח זימון האסיפה מיום 27 בינואר, 2026 (אסמכתא מספר : 2026-01-010165) ותוצאותיה מיום 4 במרץ 2026 (אסמכתא מספר : 2026-01-019752) אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

תקנה 29א: החלטות השותפות

לפרטים בדבר התקשרות בפוליסת ביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, וכן בדבר מתן כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור מאחריות, ראו פירוט לפי תקנה 21 לעיל.

נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת

על-ידי השותף הכללי, פלר נפט וגז ניהול בע"מ

תאריך: 17 במרץ, 2026

שמות החותמים ותפקידם:

גדעון תדמור, יו"ר הדירקטוריון

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור

פרק ה'

דוח בדבר
אפקטיביות
הבקרה הפנימית
על הדיווח הכספי
ועל הגילוי



גילוי בדבר הערכות הדירקטוריון וההנהלה את אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי

ועל הגילוי

דוח שנתי בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי לפי תקנה 9ב(א) וסעיף 1(א) לתוספת התשיעית לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), תש"ל-1970 :

ההנהלה, בפיקוח הדירקטוריון של פלר נפט וגז ניהול בע"מ, השותף הכללי בנאוויטס פטרוליום שותפות מוגבלת (להלן: "**השותף הכללי**" ו"**השותפות**"), בהתאמה, אחראית לקביעתה והתקיימותה של בקרה פנימית נאותה על הדיווח הכספי ועל הגילוי בשותפות.

לעניין זה חברי ההנהלה הם :

1. עמית קורנהאוזר, דירקטור ומנהל כללי.

2. תמר רוזנברג, סמנכ"לית כספים.

בקרה פנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי כוללת בקורות ונהלים הקיימים בשותפות, אשר תוכננו בידי המנהל הכללי ונושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים או תחת פיקוחם, או בידי מי שמבצע בפועל את התפקידים האמורים, בפיקוח דירקטוריון השותף הכללי, אשר נועדו לספק מידה סבירה של בטחון בהתייחס למהימנות הדיווח הכספי ולהכנת הדוחות בהתאם להוראות הדין, ולהבטיח כי מידע שהשותפות נדרשת לגלות בדוחות שהיא מפרסמת על-פי הוראות הדין נאסף, מעובד, מסוכם ומדווח במועד ובמתכונת הקבועים בדין.

הבקרה הפנימית כוללת, בין השאר, בקורות ונהלים שתוכננו להבטיח כי מידע שהשותפות נדרשת לגלותו כאמור, נצבר ומועבר להנהלת השותף הכללי, לרבות למנהל הכללי ולנושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים או למי שמבצע בפועל את התפקידים האמורים, זאת כדי לאפשר קבלת החלטות במועד המתאים, בהתייחס לדרישת הגילוי.

בשל המגבלות המבניות שלה, בקרה פנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי אינה מיועדת לספק בטחון מוחלט שהצגה מוטעית או השמטת מידע בדוחות תימנע או תתגלה.

ההנהלה, בפיקוח דירקטוריון השותף הכללי, ביצעה בדיקה והערכה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי בתאגיד והאפקטיביות שלה. הערכת אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי והגילוי שבוצעה כללה הערכת סיכוני הדיווח והגילוי וקביעת התהליכים המהותיים מאוד לדיווח הכספי והגילוי.

רכיבי הבקרה הפנימית שנבדקו הינם : בקורות ברמת הארגון (Entity Level Controls), לרבות בקורות על תהליך העריכה והסגירה של הדיווח הכספי, ובקורות כלליות על מערכות המידע (ITGC). תהליכים אשר זוהו על ידי ההנהלה כתהליכים מהותיים מאוד לדיווח הכספי והגילוי, הינם : תהליך ההכנסות, תהליך ניהול החוב וניהול המזומנים ותהליך ההתחשבנות עם מפעילות הפרויקטים.

בהתבסס על הערכה זו, השותף הכללי והנהלת השותפות הגיעו למסקנה, כי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי בתאגיד ליום 31 בדצמבר 2025 הינה אפקטיבית.

הצהרת מנהלים

הצהרת מנהל כללי

אני, עמית קורנהאוזר, מצהיר כי :

- (1) בחנתי את הדוח התקופתי של נאוויטס פטרוליום שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לשנת 2025 (להלן: "הדוחות").
 - (2) לפי ידיעתי, הדוחות אינם כוללים כל מצג לא נכון של עובדה מהותית ולא חסר בהם מצג של עובדה מהותית הנחוץ כדי שהמצגים שנכללו בהם, לאור הנסיבות שבהן נכללו אותם מצגים, לא יהיו מטעים בהתייחס לתקופת הדוחות.
 - (3) לפי ידיעתי, הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי, תוצאות הפעולות ותזרימי המזומנים של השותפות לתאריכים ולתקופות שאליהם מתייחסים הדוחות.
 - (4) גיליתי לרואה החשבון המבקר של השותפות, לדירקטוריון השותף הכללי, לוועדת הביקורת ולוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותפות, בהתבסס על הערכתי העדכנית ביותר לגבי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי :
- א. את כל הליקויים המשמעותיים והחולשות המהותיות בקביעתה או בהפעלתה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי העלולים באופן סביר להשפיע לרעה על יכולתה של השותפות לאסוף, לעבד, לסכם או לדווח על מידע כספי באופן שיש בו להטיל ספק במהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין, וכן ;
- ב. כל תרמית, בין מהותית ובין שאינה מהותית, שבה מעורב המנהל הכללי או מי שכפוף לו במישרין או מעורבים עובדים אחרים שיש להם תפקיד משמעותי בבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי.
- (5) אני, לבד או יחד עם אחרים בשותפות :
- א. קבעתי בקורות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקורות ונהלים תחת פיקוחי, המיועדים להבטיח שמידע מהותי המתייחס לשותפות, לרבות חברות מאוחדות שלה כהגדרתן בתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התשי"ע-2010, מובא לידיעתי על ידי אחרים בשותפות ובחברות המאוחדות, בפרט במהלך תקופת ההכנה של הדוחות ; וכן-
- ב. קבעתי בקורות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקורות ונהלים תחת פיקוחי, המיועדים להבטיח באופן סביר את מהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין, לרבות בהתאם לכללי חשבונאות מקובלים ;
- ג. הערכתי את האפקטיביות של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי, והצגתי בדוח זה את מסקנות הדירקטוריון והנהלת השותף הכללי לגבי האפקטיביות של הבקרה הפנימית כאמור למועד הדוחות.

אין באמור לעיל כדי לגרוע מאחריותי או מאחריות כל אדם אחר, על פי כל דין.

תאריך : 17 במרץ, 2026

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור

פלר נפט וגז ניהול בע"מ

השותף הכללי

ב. הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים לפי תקנה 9(ב)(ד)(2).

הצהרת מנהלים

הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים

אני, תמר רוזנברג, מצהירה כי:

(1) בחנתי את הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות של נאויטס פטרוליום שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות") לשנת 2025 (להלן: "הדוחות").

(2) לפי ידיעתי, הדוחות הכספיים והמידע הכספי האחר הכלול בדוחות אינם כוללים כל מצג לא נכון של עובדה מהותית ולא חסר בהם מצג של עובדה מהותית הנחוץ כדי שהמצגים שנכללו בהם, לאור הנסיבות שבהן נכללו אותם מצגים, לא יהיו מטעים בהתייחס לתקופת הדוחות.

(3) לפי ידיעתי, הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי, תוצאות הפעולות ותזרימי המזומנים של השותפות לתאריכים ולתקופות שאליהם מתייחסים הדוחות.

(4) גיליתי לרואה החשבון המבקר של השותפות, לדירקטוריון השותף הכללי, לוועדת הביקורת ולוועדה לבחינת הדוחות הכספיים של השותפות, בהתבסס על הערכתי העדכנית ביותר לגבי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי:

- א. את כל הליקויים המשמעותיים והחולשות המהותיות בקביעתה או בהפעלתה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי, ככל שהיא מתייחסת לדוחות הכספיים ולמידע הכספי האחר הכלול בדוחות, העלולים באופן סביר להשפיע לרעה על יכולתה של השותפות לאסוף, לעבד, לסכם או לדווח על מידע כפי באופן שיש בו להטיל ספק במהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין; וכן-
ב. כל תרמית, בין מהותית ובין שאינה מהותית, שבה מעורב המנהל הכללי או מי שכפוף לו במישרין או מעורבים עובדים אחרים שיש להם תפקיד משמעותי בבקרה הפנימית על דיווח הכספי והגילוי.

(5) אני, לבד או יחד עם אחרים בשותפות:

- א. קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחי, המיועדים להבטיח שמידע מהותי המתייחס לשותפות, לרבות חברות מאוחדות שלה כהגדרתן בתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010, ככל שהוא רלוונטי לדוחות הכספיים ולמידע כספי אחר הכלול בדוחות, מובא לידיעתי על ידי אחרים בשותפות ובחברות המאוחדות, בפרט במהלך תקופת ההכנה של הדוחות; וכן-
ב. קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחנו, המיועדים להבטיח באופן סביר את מהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין, לרבות בהתאם לכללי חשבונאות מקובלים;
ג. הערכתי את האפקטיביות של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי, ככל שהיא מתייחסת לדוחות הכספיים ולמידע הכספי האחר הכלול בדוחות למועד הדוחות; מסקנותי לגבי הערכתי כאמור הובאו לפני הדירקטוריון והנהלת השותף הכללי ומשולבות בדוח זה.

אין באמור לעיל כדי לגרוע מאחריותי או מאחריות כל אדם אחר, על פי כל דין.

תאריך: 17 במרץ, 2026

תמר רוזנברג, סמנכ"לית כספים

פלר נפט וגז ניהול בע"מ

השותף הכללי