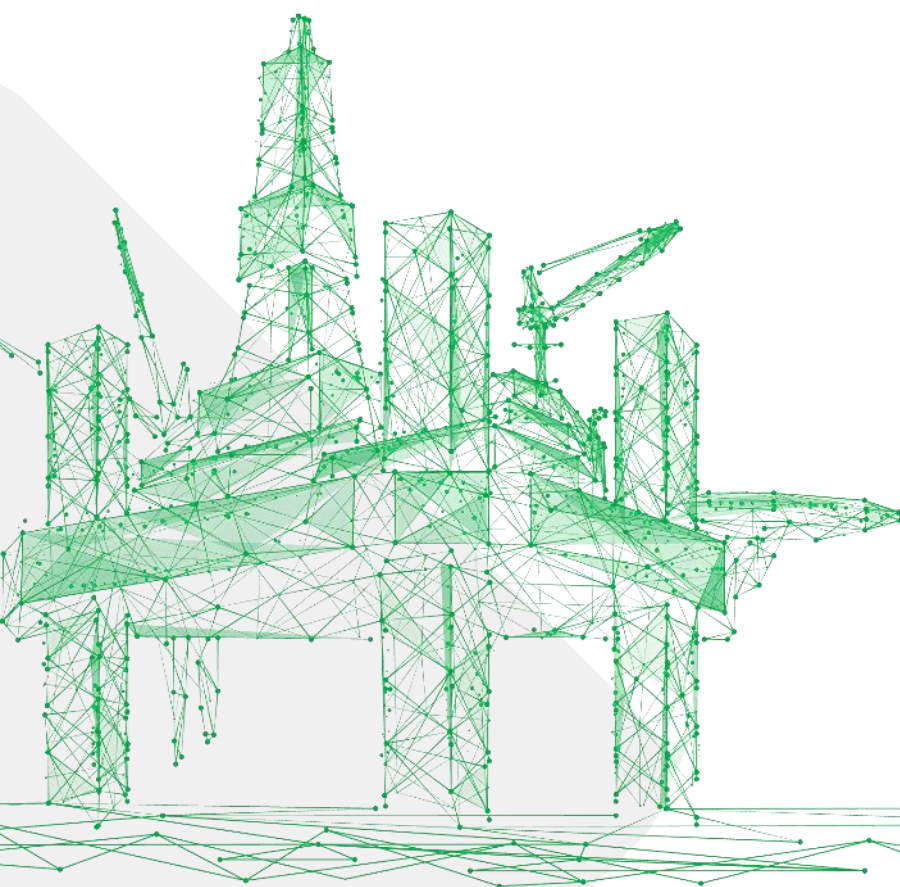
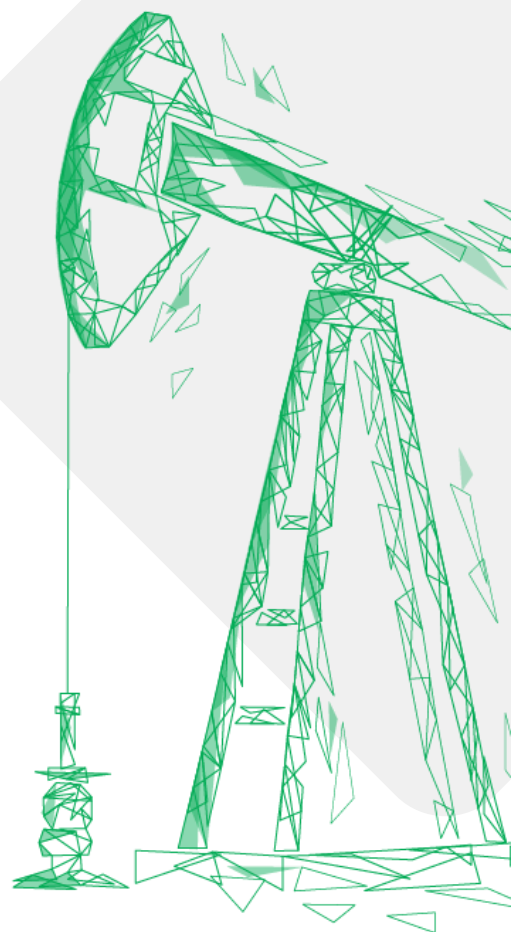




NAVITAS
PETROLEUM

נאוויטס פטרוליום
שותפות מוגבלת



דוח שנתי

ליום 31 בדצמבר

2021

תוכן עניינים

תיאור עסקי השותפות	פרק א'
דוח הדירקטוריון על מצב ענייני השותפות	פרק ב'
דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2021	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	תחום הפעילות	4
3	השקעות בהון השותפות ועסקאות בניירות הערך שלה	6
4	חלוקת רווחים	4
5	מידע כספי לגבי תחום הפעילות של השותפות	8
6	סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים על פעילות השותפות	8
7	תיאור עסקי השותפות לפי תחומי פעילות	10
8	נכסי הנפט של השותפות	17
8.1	בקסקין	17
8.2	שננדואה	50
8.3	יוקטן צפון	82
8.4	שדות דנברי	95
8.5	נצ'ס	127
8.6	נכסי נפט יבשתיים שונים	144
8.7	בלוק 7	146
9	פעילות שהופסקה	160
10	הסכם הבנות – תגלית Sea-Lion	160
11	אנרגיות מתחדשות	162
12	מוצרים	163
13	לקוחות	164
14	שיווק והפצה	164
15	תחרות	168
16	עונתיות	164
17	הון אנושי	165
18	חומרי גלם וספקים	165
19	הון חוזר	167
20	מימון	167
21	מיסוי	168
22	סיכונים סביבתיים ודרכי ניהולם	168
23	מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות	169
24	הסכמים מהותיים והסכמי שיתוף פעולה	175
25	הליכים משפטיים	175
26	יעדים ואסטרטגיה עסקית	176
27	צפי להתפתחות בשנה הקרובה	176
28	גורמי סיכון	177
נספחים		
נספח מונחים מקצועיים		183

1. תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי השותפות¹

1.1. פעילות השותפות 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 ו- 17.4.2019 (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 ההשתתפות שלה נרשמו בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ (להלן: "הבורסה").

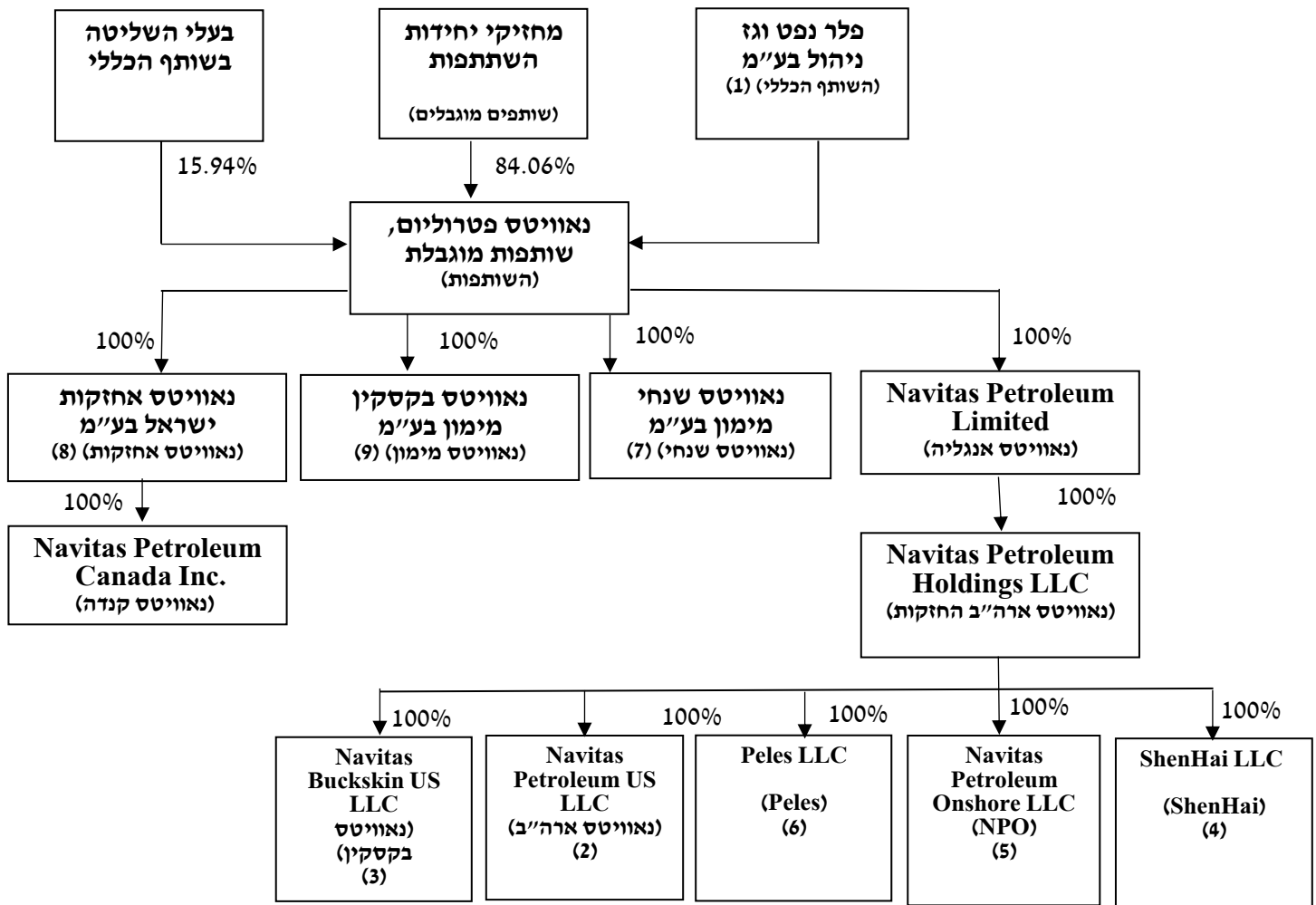
1.1.3. פעילותה של השותפות בתחום הפעילות נעשית באמצעות חברה-בת זרה (בבעלות מלאה) של השותפות המאוגדת באנגליה, Navitas Petroleum Limited (להלן: "נאוויטס אנגליה"), המחזיקה בבעלותה המלאה בחברה-בת זרה המאוגדת בארה"ב, Navitas Petroleum Holdings LLC (להלן: "נאוויטס ארה"ב החזקות"), וכן באמצעות חברה-בת זרה (בבעלות מלאה) המאוגדת בקנדה, Navitas Petroleum Canada Inc. (להלן: "נאוויטס קנדה"). בסמוך למועד פרסום הדוח (להלן: "מועד הדוח"), פעילותה של השותפות בתחום הפעילות בארה"ב נעשית באמצעות נאוויטס ארה"ב החזקות, ופעילותה בקנדה נעשית באמצעות נאוויטס קנדה.

1.1.4. למועד הדוח, השותפות היא בעלת זכויות בפרויקטים בקסקין ושננדואה במימי מפרץ מקסיקו, דרומית לחופי מדינות טקסס ולואיזיאנה וכן שדות נפט יבשתיים בטקסס: שדות דנברי ונצ'ס (באמצעות החזקתה בנאוויטס ארה"ב החזקות) וברישיין אקספלורציה ימי באזור מזרח ניופאונלנד (באמצעות החזקתה בנאוויטס קנדה).

1.1.5. ניהולה השוטף של השותפות מתבצע על ידי השותף הכללי, תחת פיקוחו של המפקח, פאהן קנה ושות', רואי חשבון (להלן: "המפקח"). בעלי השליטה בשותף הכללי הינם גדעון תדמור, יעקב כץ וחנן וולף.¹

¹ לפרטים נוספים אודות בעלי השליטה בשותף הכללי, לרבות תיקון שבוצע ביום 8 במרץ 2022 בהסכמים בין בעלי המניות בשותף הכללי, הי"ה גדעון תדמור, חנן רייכמן, יעקב כץ וחנן וולף, כך שהחל ממועד תיקון ההסכמים מר רייכמן לא יחשב עוד כחלק מקבוצת השליטה בשותף הכללי, ראו תקנה 21א לפרק ד' (פרטים נוספים), המצורף לדוח זה.

1.2. להלן תרשים ההחזקות העיקריות של השותפות למועד הדוח



1. פלר נפט וגז ניהול בע"מ - חברה פרטית שהתאגדה בישראל ואשר בבעלותם של גדעון תדמור (62.5%), חנן רייכמן (12.5%),² קובי כץ (12.5%) וחנן וולף (12.5%). על פי הסכם השותפות, השותף הכללי מחזיק ב-0.2% מהון השותפות לצרכי השתתפות בהכנסות/הוצאות/רווחים בלבד (ללא החזקה ביחידות השתתפות).

2. 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 יוקטן צפון.

² בהמשך לתיקון שבוצע ביום 8 במרץ 2022 בהסכמים בין בעלי המניות בשותף הכללי, חנן רייכמן מחזיק במניות רגילות מסוג א' של השותף הכללי, המקנות לו זכויות כלכליות בלבד, 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 מהחזקותם במניות השותף הכללי, לרבות זכות של בעלי המניות בשותף הכללי לתשלום חלק מתמלוגי-על מהשותפות אך אינן מקנות לו את הזכות להשתתף באסיפות כלליות של השותף הכללי, למעט ככל הנדרש לצורך דיון והצבעה בקשר עם הזכויות הכלכליות הצמודות למניות רגילות א'.

3. נאויטס בקסקין - חברה פרטית שהתאגדה במדינת דלאוור שבארה"ב כחברה בת בבעלות מלאה של נאויטס ארה"ב החזקות. השותפות מחזיקה באמצעות נאויטס בקסקין בזכויות בנכס הנפט בקסקין.

4. ShenHai - חברה פרטית שהתאגדה במדינת דלאוור שבארה"ב כחברה בת בבעלותה המלאה של נאויטס ארה"ב החזקות. השותפות מחזיקה באמצעות ShenHai בזכויות בנכס הנפט שננדואה.

5. NPO - חברה פרטית שהתאגדה במדינת דלאוור שבארה"ב כחברה בת בבעלותה המלאה של נאויטס ארה"ב החזקות. השותפות מחזיקה באמצעות NPO בזכויות בכל שדות הנפט היבשתיים שלה בארה"ב.

6. Peles - חברה פרטית שהתאגדה במדינת דלאוור שבארה"ב כחברה בת בבעלותה המלאה של נאויטס ארה"ב החזקות. Peles הינה המפעיל בשדה נציס, ושמשה כקבלן מפעיל לביצוע תכנית הפיתוח בשדות דנברי.

7. נאויטס שנחי מימון - חברה פרטית שהתאגדה בישראל כחברה בת בבעלות מלאה ישירה של השותפות. החברה הוקמה על ידי השותפות כחברה יעודית (SPC) לגיוס חוב (סדרה ג') והעמדת תמורת הגיוס כהלוואה ל- ShenHai בדרך של הצטרפות להסכם המימון הפרויקטלי.

8. נאויטס אחזקות - חברה פרטית ישראלית בבעלותה המלאה של השותפות. נאויטס אחזקות מחזיקה במלוא הון המניות המונפק של נאויטס קנדה.

9. נאויטס מימון - חברה פרטית שהתאגדה בישראל כחברה בת בבעלות מלאה ישירה של השותפות. החברה הוקמה על ידי השותפות כחברה יעודית (SPC) לצורך השגת מימון עבור נאויטס בקסקין ו-Buckstone Development Company, LLC לצורך תשלום חלקן בעלויות תכנית הפיתוח של נכס הנפט בקסקין. אגרות החוב שהונפקו על ידי נאויטס מימון נפרעו במלואן במהלך תקופת הדוח.

לפרטים אודות יתר חברות קבוצת נאויטס ראו סעיף 1.1.3 לעיל.

לפרטים נוספים אודות החברות הנ"ל, ראו תקנה 11 לפרק ד' (פרטים נוספים אודות השותפות), המצורף לדוח זה.

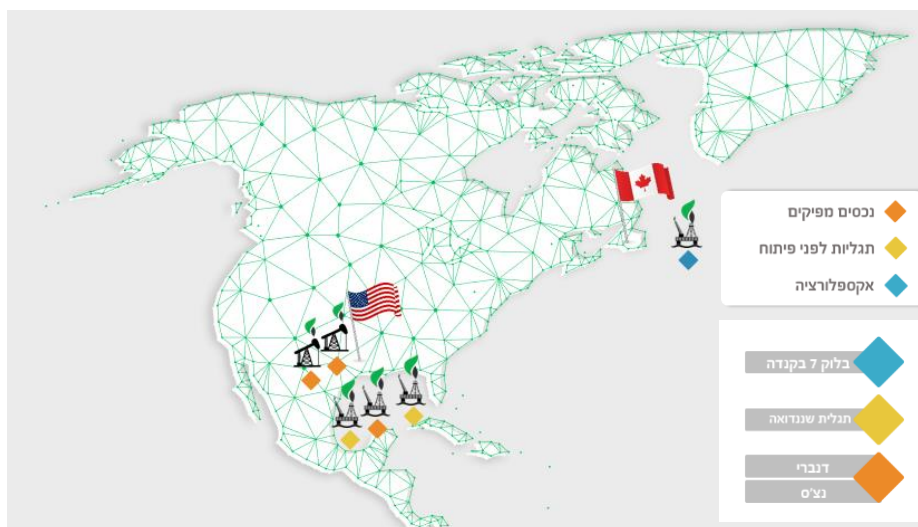
2. תחום הפעילות

השותפות עוסקת בתחום חיפוש, פיתוח והפקה של נפט בארה"ב (במימי מפרץ מקסיקו, דרומית לחופי מדינות טקסס ולואיזיאנה וכן ביבשה במדינת טקסס) ובאזור מזרח ניופאונדלנד שבקנדה, בהתאם להרשאות שהוקנו על-פי דיני המדינות הנ"ל. כמו כן, בכוונת השותפות, בכפוף לקבלת אישור האסיפה הכללית, לשלב בפעילותה פרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשת.

בטבלה שלהלן מובאים פרטים, נכון למועד הדוח, בדבר נכסי הנפט בהם יש לשותפות זכויות וכן פרטים בדבר ההערכה המיטבית של כמויות עתודות, המשאבים המותנים והמשאבים המנובאים (במונחי 100%) בנכסים אלו. לפירוט נוסף לגבי נכסים אלו ראו סעיפים 8.5-8.1 ו-8.7 להלן.

גז טבעי (BCF)			נפט (Million Barrels)							
הערכה מיטבית (2P) של סך כמות הרזרבות (100%)	הערכה מיטבית (2C) של כמות המשאבים המותנים (100%)	הערכה מיטבית של סך כמות משאבים מנובאים (100%)	הערכה מיטבית (2P) של סך כמות הרזרבות (100%)	הערכה מיטבית (2C) של כמות המשאבים המותנים (100%)	הערכה מיטבית של סך כמות משאבים מנובאים (100%)	מאגרים בשטח נכס הנפט	שיעור זכויות השותפות בנכסי הנפט	סוג הזכות	שם נכסי הנפט	שם הפרויקט
47.5	-	-	211.3	-	-	Buckskin North	7.5%	רישיון	Keathley Canyon Blocks 785, 829, 830	בקסקין צפון
-	92.5	-	-	243.5	-	Buckskin South	7.5%	רישיון	Keathley Canyon Blocks 828, 871, 872	בקסקין דרום
379.9	-	-	324.4	-	-	Shenandoah	49%	רישיון	Walker Ridge Blocks 51, 52	שננדואה
-	26.6	-	-	39.1	-	North Yucatan	41.85%	רישיון	Walker Ridge Block 95	יוקטן צפון
-	-	1,221.0	-	-	1,221.0	Block 7	30%	רישיון אקספלורציה	EL1147	בלוק 7
4.8	-	-	5.5	-	-	Neches	כ-98%	רישיון	Neches	נצ'ס
15.6	-	-	31.0	-	-	Thompson	50%	רישיון	Thompson	דנברי
						Manvel	50%	רישיון	Manvel	
						East Hastings	50%	רישיון	East Hastings	
						Webster	49.8%	רישיון	Webster	

2.1. להלן מפה אילוסטרטיבית המציגה את מיקום נכסי הנפט של השותפות



3. השקעות בהון השותפות ועסקאות בניירות הערך שלה

בשנתיים האחרונות 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)
13 בינואר 2020	מימוש כתבי אופציה (סדרה 4) ליחידות השתתפות	500	-	2.17	4.33
14 בינואר 2020	הנפקה ציבורית של יחידות השתתפות מכח דוח הצעת מדף	13,738,800	-	78,962	5.75
10 בינואר 2021	מימוש כתבי אופציה (סדרה 4) ליחידות השתתפות	1,700	-	6.92	4.07
5 באוגוסט 2021	הצעה לא אחידה של יחידות השתתפות למשקיעים מסווגים מכח דוח הצעת מדף	30,000,000	-	136,902	4.56
8 באוגוסט 2021	הנפקה ציבורית של יחידות השתתפות מכח דוח הצעת מדף	2,538,200	-	11,583	4.56

4. חלוקת רווחים

- 4.1. ליום 31.12.2021, השותף הכללי לא אימץ מדיניות בנוגע לחלוקת רווחי השותפות.
- 4.2. ליום 31.12.2021, אין רווחים הניתנים לחלוקה בשותפות.
- 4.3. לשותפות אין כל מגבלות חיצוניות העשויות להשפיע על יכולתה לחלק רווחים הניתנים לחלוקה בעתיד, וזאת למעט:
- 4.3.1. התחייבות השותפות במסגרת הסכם מימון עם תאגיד בנקאי בינלאומי להעמדת הלוואה לשותפות בהיקף של כ- 50 מיליון דולר, לפיה לא תבוצענה חלוקות עד לפרעון מלא של ההלוואה. לפרטים נוספים אודות הלוואה זו ראו באור 8(1) לדוחות הכספיים המאוחדים של השותפות ליום 31 בדצמבר 2021 (פרק ג' לדוח זה) (להלן: "**הדוחות הכספיים**").
- 4.3.2. התחייבות השותפות במסגרת שטר הנאמנות של אגרות החוב (סדרה ב') של השותפות מיום 8 בנובמבר 2020, בו נקבע כי השותפות לא תבצע חלוקה שכתוצאה ממנה: יפחת ההון הכלכלי של השותפות מ- 1,150 מיליון דולר ו/או יעלה יחס החוב הפיננסי נטו ל-CAP נטו על שיעור של 70% ו/או יפחת ההון העצמי של השותפות לפי הדוחות הכספיים מ-80 מיליון דולר. לפרטים נוספים אודות אגרות החוב, ראו באור 11(1) לדוחות הכספיים.
- 4.3.3. התחייבות השותפות במסגרת שטר הנאמנות של אגרות החוב (סדרה ג') של השותפות מיום 7 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(2) לדוחות הכספיים.
- 4.3.4. 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(3) לדוחות הכספיים.
- 4.3.5. לפרטים אודות אגרות החוב האמורות, ראו נספח ב' לדוח הדירקטוריון המצורף כפרק ב' לדוח זה.

5. מידע כספי לגבי תחום הפעילות של השותפות

- 5.1. לנתונים אודות הכנסות, עלויות, רווח מפעולות רגילות של תחום הפעילות בשנים 2020, 2021 ו-2019, ראו דוחות מאוחדים על הרווח הכולל הכלולים בדוחות הכספיים.
- 5.2. לפרטים אודות סך הנכסים וההתחייבויות של השותפות לימים 31 בדצמבר 2021 ו-2020 ראו דוחות מאוחדים על המצב הכספי הכלולים בדוחות הכספיים.
- 5.3. להסברים בדבר הנתונים הכספיים האמורים לעיל ראו דוח הדירקטוריון המצורף כפרק ב' לדוח זה.

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.

בשנים האחרונות בכלל, ובשנה האחרונה בפרט, חלו תנודות מהותיות הן במחירי הנפט והן במחירי השירותים כאמור.

להלן גרף המציג את מחירי הנפט WTI (West Texas Intermediate) בין השנים 2017 - 2022³:



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.

בשלהי שנת 2019 החל להתפשט ברחבי העולם נגיף הקורונה (Covid-19), אשר הוגדר על ידי ארגון הבריאות העולמי כמגפה עולמית (להלן: "מגפת הקורונה").

מגפת הקורונה הובילה לנקיטת צעדים על ידי הממשלות השונות בכדי לרסן את התפשטות נגיף הקורונה (לרבות מגבלות משמעותיות על תנועה וצמצום פעילות עסקית), שפגעו פגיעה קשה בכלכלה, ברווחה ובכל אורחות החיים. עם חלוף הזמן, חל שינוי בהתמודדות עם מגפת הקורונה, אשר לוותה, בין היתר, בהסרת מגבלות והמשך פעילות עסקית לצד מגפת הקורונה.

³ עד ליום 18.3.2022. מתוך האתר: <https://www.macrotrends.net/1369/crude-oil-price-history-chart>

כך לדוגמא, התמודדות הממשלות השונות עם התחלואה בזן אומיקרון של נגיף הקורונה החל מחודש נובמבר 2021 אופיינה בהטלת הגבלות פחות מחמירות בהשוואה למגבלות שהוטלו בעקבות התפרצות זני קורונה קודמים.

יצוין כי על אף מגפת הקורונה, תעשיית הנפט הוגדרה במדינת טקסס כמפעל חיוני, ולפיכך הפעילות במשרדי השותפות ביוסטון נותרה כמעט ללא שינוי. כמו כן, במהלך תקופת מגפת הקורונה ועד למועד פרסום דוח זה, לא חל שינוי משמעותי במצבת עובדי השותפות או בתנאי העסקתם.

במהלך שנת 2021 ובתחילת שנת 2022 נרשמו עליות חדות במחירי מוצרי האנרגיה בעולם, העומדים בסמוך למועד אישור הדוח על כ- 96.44 דולר לחבית WTI.⁴ המשך העליות במחירי הנפט נבע ממגמות שהקטינו את היצע הנפט, לרבות דבקות אופ"ק⁵ ויצרניות נפט נוספות בעמדתן להמנע מהגדלה משמעותית בהיקף ייצור הנפט וכן מאי-הוודאות שיצר משבר הקורונה ומגמת ה-ESG שהובילו לירידה בהוצאות לפיתוח נכסי נפט ברמה העולמית (בשנת 2020 ירדה ההשקעה ב-25.9% והיא אינה צפויה לחזור לרמת 2019 עד 2025).⁶ בצד הביקוש, עליות המחירים נבעו, מחזרה לשגרה בחלק מהמדינות ועימה גידול בביקוש הגלובלי לנפט.

בסמוך למועד הדוח, לא ניתן להעריך כיצד תתפתח מגפת הקורונה בשנה הקרובה ובטווח הארוך יותר, מה יהיה היקף השפעתה של מגפת הקורונה על הכלכלה העולמית והמקומית ומה תהיה השפעתה על הביקושים ומחירי הגז הטבעי ויתר מוצרי האנרגיה. בנסיבות אלו, מגפת הקורונה מהווה סיכון מאקרו כלכלי גלובאלי המייצר אי-ודאות באשר לפעילות הכלכלית העתידית בעולם ובשוק המקומי ולהשפעות הצפויות על השווקים הפיננסיים, מרווחי ריבית, שערי מטבעות ומחירי סחורות בתחום האנרגיה ועלול לגרום לפגיעה בענפים רבים ובכלל זה בתחום האנרגיה בו פועלת השותפות.

השפעות הירידה במחירי הנפט על הפעילות בנכסי השותפות בתקופת הדוח

השותפות בחנה ובוחנת 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.

נכון למועד הדוח, מחירי הנפט עלו מעל לרמת המחירים טרום פרוץ מגפת הקורונה ולפיכך אינם משפיעים לרעה על עסקי השותפות, על פיתוח הפרויקטים שלה ויכולתה להשיג מימון עבורם ומצב זה הוא בבחינת "עסקים כרגיל". עם זאת, השותפות התקשרה בעסקאות לגידור מחירי הנפט, כמפורט בדוח הדירקטוריון המצורף כפרק ב' לדוח זה.

השותפות מוסיפה לבחון הזדמנויות עסקיות בהתאם ליכולותיה הפיננסיות ולתנאי השוק, ועל פי היעדים והאסטרטגיה שלה כמפורט בסעיף 26 להלן.

⁴ בשנים 2020 ו-2021 ממוצע מחיר לחבית WTI עמד על כ- 39.4 דולר וכ- 67.91 דולר, בהתאמה.

⁵ לפירוט אודות אופ"ק, ראו סעיף 7.1.2 להלן.

⁶ מתוך דו"ח: "Oil & Gas Global Capex Outlook – Report Summary", FitchSolutions, July 2021.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות לעיל בדבר השלכות מגפת הקורונה ותנודות המחירים על השותפותות ותוצאותיה, והערכת השותפותות בדבר יכולתה הפיננסית להתמודד עם המגפה, כוללות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק ניירות ערך"). ההערכות לעיל של השותף הכללי, 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, ו/או במאפייני מגפת הקורונה ומחירי הנפט ו/או בתנאים הרגולטוריים ו/או התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 28 להלן.

לפרטים נוספים אודות הערכת השותפותות לגבי השפעת מגפת הקורונה ראו באור T1' לדוחות הכספיים.

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 השותפותות בארה"ב ובקנדה ראו סעיף 22 להלן.

7. תיאור עסקי השותפותות לפי תחומי פעילות

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 השותפותות, כמפורט בסעיף 26 להלן, מתמקדת השותפותות בעיקר במימוש הזדמנויות השקעה בנכסי נפט וגז הכוללים עתודות נפט וגז מוכחות, שכבר נתגלו ושטרם פותחו.

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/גז, 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. 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. בסמוך למועד הדוח, נכסי הנפט המרכזיים של השותפותות מצויים במים עמוקים דרומית לטקסס ולואיזיאנה וכן ביבשה באזור טקסס. באזורים אלה יש ניסיון עשיר ורב שנים של חיפושים, פיתוח והפקה של נכסי נפט וגז, וכפועל יוצא תשתיות טיפול והולכה של נפט שכיחות 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 (לגבי נכס הנפט של השותפות בקנדה, יצוין, כי מכיוון שהינו מצוי במים עמוקים במרחק של כ- 350 ק"מ מזרחת לניופאונדלנד שבמזרח קנדה, ככל שתהיה תגלית נפט או גז משמעותית שתאפשר פיתוח מסחרי של הנכס, עלויות הפיתוח תהיינה גבוהות יחסית). פרמטר מרכזי נוסף הינו הביקוש לנפט ו/או גז טבעי ומחירם בשוק היעד.

במרבית האזורים שבהם מצויים נכסי הנפט של השותפות בארה"ב קיים שוק משוכלל ביותר הן של נפט והן של גז, ובמרבית המקרים ניתן למכור את ההידרוקרבונים המופקים באמצעות מכליות ו/או ישירות דרך צנרת הולכה הקיימת במרחק קילומטרים ספורים מפיתוח חדש, בתמורה לתשלום דמי שימוש. בחלק מהמקרים אף מדובר בצנרת Open Access שמחירה מפותח, אך לא תמיד. במקרים רבים אף ניתן למכור את ההידרוקרבונים כבר בכניסה לצנרת במחיר המגלם את עלויות ההולכה.

פעולות חיפוש, פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי מבוצעות בדרך כלל במסגרת של עסקאות משותפות בין מספר שותפים החותמים על הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement או JOA), 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 "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 וברווחיות⁷

תעשיית הנפט והגז העולמית מושפעת מאד משינויים ברמות ההיצע והביקוש, ומחירי הנפט הגולמי, המאופיינים בתנודתיות רבה. שלושה גורמים משמעותיים המשפיעים על מחירי הנפט הגולמי הינם היקף האספקה של נפט ממדינות אופ"ק (OPEC – Organization of the Petroleum Exporting Countries)⁸, היקף האספקה של נפט ממדינות שאינן חברות באופ"ק ובפרט רוסיה ארה"ב וקנדה, ורמת הביקוש העולמית לנפט גולמי. מחירי הנפט הגולמי מושפעים גם מיכולות הייצור ועלויותיהן, ומרמת ההתפתחות של יכולות הפקת אנרגיות נקיות או זולות יותר.

לאחר הצמצום בביקוש העולמי לנפט (בכ-8%) בעקבות מגפת הקורונה שהובילה להאטה שחלה בפעילות המסחרית והתעשייתית, חלה התאוששות מהירה ברמות הביקוש באחוזים דומים כבר בשנת 2021. ההתאוששות נבעה בין היתר מאחוז גבוה של מתחסנים מפני נגיף הקורונה בקרב האוכלוסייה העולמית וכפועל יוצא, מפתחת השווקים במדינות רבות בעולם.

⁷ המידע הכללי הכלול בסעיף זה מבוסס ברובו על תחזית האנרגיה העולמית "The World Energy Outlook 2020" של ה International Energy Agency לצפייה בדוח התחזית המלא: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>, ועל "2020 World Oil Outlook 2045" של OPEC לצפייה בדוח: <https://www.opec.org/chapter.php?chapterNr=101>.

⁸ בסמוך למועד פרסום הדוח, חברות בארגון המדינות אלג'יריה, אנגולה, איראן, גבון, גינאה המשוונית, עיראק, כווית, לוב, ניגריה, קונגו, סעודיה, איחוד האמירויות הערביות ו-וונצואלה.

בהתאם, מחירי הנפט הגיעו לרמה גבוהה מזו שהיו בה טרום פרוץ המגפה.⁹

לפי התחזיות של OPEC, בטווח הקרוב, לאחר ההתאוששות מהשנה החרیגה, הביקוש העולמי לנפט עד לשנת 2025 צפוי להמשיך ולגדול בשיעורים שנתיים גבוהים יחסית, וזאת כתוצאה בעיקר מחזרה לשיעורי הצמיחה הכלכליים שהיו לפני מגפת הקורונה, במיוחד בקרב המדינות המתפתחות הגדולות, וכתוצאה מהדרישה ל"סגירת פערים" בעיקר בקרב התחומים שנפגעו הכי הרבה מההגבלות במהלך המגפה (בין היתר תחומי התעופה, התחבורה והתעשייה). חרף חדירתן של אנרגיות מתחדשות לתמונת מקורות האנרגיה העולמית, גם בטווח הארוך, OPEC מעריכה שהביקוש לנפט ימשיך לגדול גם בטווח הארוך עד 2045 ואף שהנפט ישמור על חלקו היחסי בתמונת מקורות האנרגיה העולמית (כ-30%-28%).

לפי תחזיות OPEC, בעשרים השנים הקרובות, ענף התחבורה יתרום את החלק היחסי הגדול ביותר בגידול בביקוש לנפט, אך בנטרול הצניחה המשמעותית בביקוש בענף זה בעקבות משבר הקורונה והצפי לשיקומו המהיר, ייצור מוצרים פטרוכימיים נותר כגורם המרכזי לעלייה בביקוש לנפט.¹⁰

ארה"ב וקנדה¹¹

ארה"ב הינה צרכנית הנפט והגז הטבעי הגדולה בעולם, כאשר בשנת 2020 היוותה צריכת הנפט שלה כ-19.9% מכלל צריכת הנפט העולמית וצריכת הגז הטבעי בארה"ב היוותה כ-21.8% מצריכת הגז הטבעי העולמית. אחריה ניצבת סין, אשר נכון לשנת 2020 צרכה כ-15.7% מהביקוש העולמי לנפט. בשנת 2020, היוותה צריכת הנפט של קנדה כ-2.6% מכלל צריכת הנפט העולמית וצריכת הגז בקנדה היוותה כ-2.9% מכלל צריכת הגז העולמית. עיקר הפקת הנפט של קנדה נעשית מחולות הנפט ושדות הנפט הכבד המצויים במערב המדינה.¹²

שוק הנפט והגז הטבעי בארה"ב הינו שוק משוכלל ומפותח, בו רוב הנפט והגז המופק נמכר לשוק המקומי המסוגל לקלוט את כל הכמויות המופקות. הגידול בהיצע ביחס לביקוש משפיע בעיקר על מחיר השוק. מצב בו לא ניתן למצוא קונים במחיר השוק הינו מצב נדיר ביותר, כיון שיש יכולת אחסון המאפשרת קיומו של שוק מסחר משני, בעונות בהן אין די צרכני קצה לכל הכמויות המופקות. עם זאת יצוין, כי קיימת מגמה של גידול בייצור אנרגיה ממקורות מתחדשים (כגון אנרגיה סולארית, אנרגיית רוח ואנרגיה הידרואלקטרית) המחליפים שימוש בגז ופחם.

⁹ Global oil demand to surpass pre-pandemic levels in 2022 as omicron fears subside: IEA, S&P Global
<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/energy-transition/011922-global-oil-demand-to-surpass-pre-pandemic-levels-in-2022-as-omicron-fears-subside-iea>

¹⁰ המידע הכלול בסעיף זה מבוסס ברובו על OPEC, World Oil Outlook 2045 - Executive Summary, 2021. לצפייה בסקירה המלאה של OPEC ראו: <https://www.wooc.org/pdf-download>

¹¹ המידע הכללי הכלול בסעיף זה מבוסס ברובו על bp Statistical Review of World Energy 2020, 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/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>

¹² אתר רשות האנרגיה הקנדית <https://www.neb-one.gc.ca/nrg/sttstc/crdlndptrlmprdet/stt/stmtdprctn-eng.html>

לפרטים נוספים אודות אנרגיות מתחדשות ראו סעיף 7.1.8 להלן.

על-פי ממצאי ה-U.S. Energy Information Administration (להלן: "EIA"), נכון לשנת 2020, מקורות האנרגיה המרכזיים אותם צורכת ארה"ב הינם נפט (כ-34.7%) גז טבעי (כ-33.9%), פחם (כ-9.9%), אנרגיה גרעינית (כ-8.9%) והידרו אלקטרי ואנרגיות מתחדשות (כ-12.4%).¹³

על פי ממצאי תחזית האנרגיה שנתית שפורסמה על ידי ה-EIA בחודש מרץ 2022,¹⁴ הביקוש לנפט ולגז טבעי בארה"ב צפוי לגדול עד 2050, כאשר המנועים המרכזיים לכך הם ענף התחבורה (חרף הגידול במספר הרכבים החשמליים), צמיחה כלכלית במשק וגידול האוכלוסייה.

לפי ה-EIA, 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 החל משנת 2023 עד לשנת 2050. בהתאם, רמות ייצוא הנפט (והגז הטבעי) תגענה גם הן לרמות שיא בשנים הקרובות ותשמורנה על יציבות עד 2050.

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

לפרטים אודות מגבלות ופיקוח החלים על פעילות השותפות בארה"ב ובקנדה ראו סעיף 22 להלן.

7.1.4. גורמי ההצלחה הקריטיים בתחום הפעילות והשינויים החלים בהם

- (1) איתור וקבלת זכויות לחיפושים (רכישה או הצטרפות) בשטחים בהם קיים פוטנציאל לממצא מסחרי.
- (2) יכולת גיוס משאבים כספיים ניכרים.
- (3) שימוש בציד 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.
- (4) חבירה לגופים עתירי ניסיון הפועלים בתחום לצורך ביצוע קידוחים ו/או תוכניות פיתוח מורכבים, תוך הסתייעות בידע המקצועי שברשותם והשתתפותם בהשקעות הכספיות הניכרות.
- (5) הצלחת פעילות האקספלורציה והפיתוח.
- (6) 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.

U.S Energy Information Administration, <https://www.eia.gov/energyexplained/what-is-energy/sources-of-energy.php> ¹³

U.S Energy Information Administration, <https://www.eia.gov/outlooks/aeo> ¹⁴

(7) קיומו של הון אנושי בעל ידע, ניסיון ויכולת הנדסית, טכנית, פיננסית ומסחרית לפיתוח הפרויקטים.

7.1.5 שינויים במערך חומרי הגלם והספקים

למידע אודות שינויים במערך חומרי הגלם והספקים ראו סעיף 18 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.

7.1.7 תחליפים למוצרי תחום הפעילות

כללי

נפט משמש כחומר בעירה ונמכר לטובת ייצור דלק לרכבים, ליצרני חשמל, ללקוחות תעשייתיים ופרטיים. ככלל, אין תחליף מלא לנפט כמקור לדלק לרכבים המסורתיים ולתעופה, אך בשנים האחרונות מתחזק שוק הרכבים בהנעה חלופית של גז טבעי וחשמל. התחליפים לנפט וגז טבעי ביחס ליתר שימושיהם הינם דלקים אחרים, לרבות פחם, וכן חשמל ממקור אנרגיות מתחדשות. מקור אנרגיה נוסף הנבחן כתחליף משמעותי לנפט הוא המימן, אך הבחינה נמצאת עדיין בשלב המחקר והפיתוח בכדי להוריד את עלויות הייצור. כמו כן נפט וגז טבעי מהווים תחליפים האחד של השני.¹⁵

לכל אחד מהחומרים האמורים יתרונות וחסרונות והוא כפוף לתנודתיות מחירים ושינויים בזמינות. המעבר משימוש בסוג אנרגיה אחד לסוג אנרגיה אחר כרוך בדרך כלל בהשקעות גדולות. יתרונותיו של הנפט כמוצר, בין היתר, הינם הקלות במכירתו, ביכולת השינוע שלו והעובדה שאינו מצריך טיפול אינטנסיבי ויקר כדוגמת הטיפול בגז טבעי.

אנרגיה מתחדשת

בעשור האחרון עוברים שווקי האנרגיה שינויים משמעותיים, אשר הבולט בהם הוא שינוי בתמהיל מקורות האנרגיה לייצור חשמל. בעולם ניכרת מגמה של הסתמכות הולכת וגדלה על טכנולוגיות בתחום האנרגיה המתחדשת, ובעיקר אלו המנצלות את אנרגיית הרוח והשמש כתחליף לשימוש בגז ופחם, בשילוב עם טכנולוגיות לאגירת אנרגיה.

¹⁵ <https://www.iea.org/reports/the-future-of-hydrogen>

כפועל יוצא של ההתפתחויות הגלובליות בשוק האנרגיה, חברות הנפט והגז המובילות בעולם, מעדכנות את המיקוד העסקי שלהן ומשלבות השקעה בפרויקטי אנרגיות מתחדשות כפעילות משלימה לחיפוש והפקה של נפט וגז, תוך שימוש בידע ובניסיון שצברו בפיתוח, הקמה ומימון פרויקטי תשתיות אנרגיה מורכבים.¹⁶

גורם מרכזי למגמה האמורה הינו האצת ההתחממות הגלובלית והשאיפה להפחתה משמעותית של פליטות גזי החממה. כחלק מהמגמה, מדינות רבות בעולם המערבי קובעות יעדי ייצור שאפתניים מאנרגיות מתחדשות והפחתת פליטות. כך, בין היתר, בדצמבר 2015 נערכה ועידת האקלים בפריז, מכוחה נחתם הסכם כלל עולמי לשמירה על האקלים, עליו חתמו מעל ל-90% ממדינות העולם וביניהן מדינת ישראל.¹⁷ ההסכם כולל התחייבות של כל אחת מהמדינות אשר הינן צד לו, להפחתת פליטות מזהמים, בהתאם ליעדים מפורטים שהוצגו על-ידי כל מדינה. מאז, התכנסו מספר ועידות אקלים, האחרונה בגלגו שבסקוטלנד ברבעון האחרון של שנת 2021 (COP 26), אשר תיקפו את המחויבות של מדינות העולם ליעד אפס פליטות (רובן עד שנת 2050) וקידמו יוזמות שונות להשגתו.

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 אליהן התחייבו מרבית מדינות העולם. ראשית, קצב הוספת חשמל מאנרגיות מתחדשות איטי ביחס למצופה בשל מספר גורמים הקשורים זה בזה - אתגרי רווחיות של המודלים העסקיים המבוססים על אנרגיה ירוקה, חוסר היציבות של אנרגיה ירוקה כמקור להפקת חשמל, בעיות בשרשרת הערך, מכשולים טכנולוגיים ורגולטוריים. שנית, האנרגיה המתחדשת אינה תחליפית באופן מלא לנפט וגז. השימוש באנרגיה מתחדשת הוא בעיקרו לייצור חשמל, בעוד שרק 5% מצריכת הנפט העולמית משמשת לייצור חשמל. לעומת זאת, 60% מצריכת הנפט העולמית מתועלת לענף התחבורה (המורכב בעיקר מתחבורה אווירית, תחבורה ימית ותחבורה יבשתית כבדה, להן טרם נמצא תחליף לשימוש בנפט) 20% לענף התעשייה והבניין, ועוד 15% לענף הפטרוכימיה. בענפים אלו טרם נמצאה הדרך להחליף את הנפט ולא ברור מתי יימצא פתרון מסחרי וזמין שיאפשר זאת.

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 שמחיריה 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.

¹⁶ <https://www.spglobal.com/en/research-insights/articles/cross-currents-big-oil-and-the-energy-transition>

¹⁷ <https://unfccc.int/process-and-meetings/the-paris-agreement/the-paris-agreement>

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 של השותפות, התחרות מועטה יחסית למעט מקרים פרטניים בהם יש עניין רב באזור מסוים עקב נסיבות ספציפיות - דוגמת תגלית או פיתוח משמעותיים באזורים הסמוכים.

8. נכסי הנפט של השותפות

8.1. בקסקין

8.1.1 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט בקסקין	
Buckskin	שם נכס הנפט:
נכס הנפט ממוקם כ-267 מייל דרום מערבית לניו אורלינס, ארה"ב, במים העמוקים של מפרץ מקסיקו, בעומק מים של כ-2,000 מטר.	מיקום:
שטחו של כל אחד מהרישיונות הינו 5,760 אקרים (כ-23.3 קמ"ר). שטחו הכולל של נכס הנפט הינו כ-37,440 אקרים (כ-151.5 קמ"ר), והוא כולל את מלוא שטחם של רישיונות מס' 25813, 25806, 25814, 32650, 32823 ו-36470 ומחצית משטחו של רישיון 25815.	שטח:
רישיון. פעולות מותרות – חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז בשטח קרקע מוגדר הנקרא Lease.	סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:
1.12.2003 – OCS-G 25806 (KC Block 785) 1.12.2003 – OCS-G 25813 (KC Block 828) 1.12.2003 – OCS-G 25814 (KC Block 829) 1.12.2003 – OCS-G 25815 (KC Block 830) 1.8.2008 – OCS-G 32650 (KC Block 871) 1.12.2003 – OCS-G 25823 (KC Block 872) 1.12.2018 – OCS-G 36470 (KC Block 786) ¹⁸	תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:
30.11.2014 – OCS-G 25806 30.11.2014 – OCS-G 25813 30.11.2014 – OCS-G 25814 30.11.2014 – OCS-G 25815 31.7.2018 – OCS-G 32650 30.11.2014 – OCS-G 25823 20.10.2026 – OCS-G 36470	תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:
בחודש יוני 2019 החלה מפעילת הפרויקט בהפקה מסחרית של נפט בפרויקט. בהתאם, ניתן לרישיונות סטטוס Held By Protection (HBP), והם הוארכו עד לשנה ממועד סיום ההפקה בנכס הנפט. להערכת NSAI, צפויה הפקה כלכלית מנכס הנפט עד שנת 2043 לפחות.	תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:
כמפורט לעיל, שנה ממועד סיום ההפקה מנכס הנפט.	תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:
-	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:
LLOG Exploration Offshore, L.L.C (להלן בסעיף 8.1 זה: "LLOG" או "המפעילה")	ציון שם המפעיל (Operator):
Navitas Buckskin - (נאוויטס בקסקין) 7.5% Buckstone - 28.8% Repsol E&P USA Inc. - 22.5% Ridgewood Buckskin, LLC - 8.75% ILX Prospect Buckskin, LLC - 8.75% Beacon Offshore Energy Buckskin LLC - 18.7% LLOG Deepwater Development Company I LLC- 5.0%	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:

¹⁸ 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 החיפושים ברישיון.

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. ¹⁹
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	נאוויטס בקסקין מחזיקה באופן ישיר ב-7.5% בנכס הנפט.
ציון החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	במאגר הצפוני – 6.09% במאגר הדרומי – 5.95%
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2021 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	56,454 אלפי דולר ²⁰

8.1.2 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 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 - גובשה והוצגה תכנית פיתוח LLOG - הוגשה בקשה ל-SOP	-
LLOG	2017	- נרכש ועובד מידע סייסמי 3D נוסף - התקבלה החלטת FID על ידי שותפי הפרויקט	-

¹⁹ לפרטים אודות רישיון OCS-G 36470 ראה ה"ש 18 לעיל.

²⁰ כולל עלויות עסקה, ריבית שהוונה והפרשה בגין מחויבות איטום ונטישה.

8.1.3 עמידה בתכנית עבודה

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

8.1.4 תכנית עבודה בפועל ומתוכננת

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) ²¹	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2019	• הותקנו צנרות • בוצעו ההתאמות הדרושות בפלטפורמת ההפקה • בוצע חיבור לפלטפורמה • התחילה הפקה בחודש יוני, משתי הבארות שפותחו במסגרת שלב 1א' לפרויקט • נלמד המידע מהקידוחים המפיקים ותוכננו קידוחי הפקה נוספים	110,211	8,266
2020	• לימוד המידע מהקידוחים המפיקים ותכנון קידוחי הפקה נוספים	7,173	538
2021	• לימוד המידע מהקידוחים המפיקים ותכנון קידוחי הפקה נוספים • תחילת קידוח פיתוח שלישי	84,866	6,365
2022	• סיום קידוח פיתוח שלישי וביצוע עבודות השלמה לתחילת הפקה • הזמנת ראשי באר ומערכות שליטה • קידוח הערכה ואימות בבקסקין דרום (Colt)	150,040	11,253
2023 ואילך	• קידוחי הפקה נוספים והשלמה להפקה של קידוחים אלו • התקנת מתקנים תת ימיים וחיבור לצנרת המחוברת לפלטפורמה	826,027	61,952

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - מובהר כי הנתונים לעיל ולהלן והצפי בדבר פעולות, עלויות ולוחות זמנים לביצוע הפעולות השונות מהווים מידע צופה פני עתיד אשר אינו וודאי והמבוסס על מידע הקיים אצל השותף הכללי במועד הדוח, אשר יכול להתנות בהסתמך על ממצאים חדשים שיתקבלו וכן ממגבלות ו/או השפעות חיצוניות רבות כגון שינוי בתנאי נכס הנפט, תלות בקבלנים וכדומה. לפיכך, הפעולות שיבוצעו בפועל ועלותן עשויות להיות שונות באופן מהותי מן היעדים המוערכים או המשוערים.

²¹ לא כולל דמי חכירה שנתיים, בגין הרישיונות מהם עדיין לא מתבצעת הפקה.

8.1.5 נכס הנפט - סטטוס הפקה ופיתוח

נכס הנפט מחולק למאגר בקסקין צפון ובקסקין דרום.

ביום 14 ביוני 2019 הסתיים פיתוח שלב 1א' והחלה הפקת הנפט ממאגר בקסקין צפון 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 8.1.13(6) להלן.

כל עבודות הפיתוח בשלב 1א' בפרויקט הושלמו לפי המועד המתוכנן ובמסגרת תקציב הפרויקט המעודכן שעמד על כ-541 מיליון דולר.

לאור ביצועי הבארות המפיקות, צפוי כי קידוחים אלה יוכלו לספק את כל הספיקה הזמינה לטיפול בנפט בפלטפורמת Lucius לתקופה ארוכה מהצפוי בתחילה. לפיכך, ניתן יהיה לדחות את לוח הזמנים לביצוע השקעות נוספות בקידוחים מבלי לפגוע בהכנסות מהפרויקט. השותפים ייבחנו את תכנית הפיתוח ולוח הזמנים בהתאם לאמור ויחליטו על המשך הפיתוח באופן שהפרויקט ישמור על הפקה מרבית ואופטימלית מבלי להשקיע כספים מוקדם מהנדרש.

בהמשך לאמור, ביום 15 ביולי 2021 אישר דירקטוריון השותף הכללי בשותפות לבצע קידוח פיתוח שלישי במאגר הצפוני בנכס הנפט (להלן בסעיף זה: "הקידוח הנוסף"), בהתאם להמלצת המפעילה, על פי תכנית העבודה המתוכננת בנכס הנפט ובהתאם להנחות התזרים המהוון. ביום 6 בפברואר 2022 דיווחה השותפות בהתאם לעדכון המפעילה על סיום הקידוח הנוסף בהצלחה.

בהתאם להערכות המפעילה ומניתוח ראשוני של הנתונים שנאספו בקידוח הנוסף, עולה כי עובי שכבות המאגר נושאות הנפט תואם את ההערכות טרום הקידוח. כמו כן, המפעילה צופה כי עבודות ההשלמה להפקה של הקידוח הנוסף צפויות להתחיל בתחילת הרבעון השלישי של שנת 2022. חלקה של השותפות בעלות כלל עבודות הקידוח עלה ביחס להערכות והסתכם בכ-8 מיליון דולר.

בקסקין דרום (Colt)

ביום 30 ביולי 2021 החליטו שותפי פרויקט בקסקין לבצע קידוח הערכה (Appraisal) ואימות במאגר הדרומי, אשר נועד לאשש את ההערכות המפעילה והשותפים בפרויקט לגבי היקף המאגר וטיבו. הקידוח צפוי להתחיל ברבעון השלישי של שנת 2022. קידוח זה ייקדח באופן ובצורה שניתן יהיה להשלימו להפקה בעתיד.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות דלעיל לעניין הפעולות המתוכננות בנכס הנפט, לרבות עלויות ולוחות זמנים, ולרבות בנוגע למועד ביצוע עבודות ההשלמה בקידוח הנוסף וכן מועד תחילת הקידוח בבקסקין דרום, 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.

ההערכות לעיל עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית כתוצאה משינויים ו/או עיכובים במגוון הגורמים כפי שפורטו לעיל, וכן במידה שישתנו ההערכות שנתקבלו, ישתנו תנאי השוק ו/או ממכלול של שינויים מתנאים תפעוליים וטכניים במאגר ו/או מגורמים בלתי צפויים הקשורים בפיתוח, הפקה ושיווק של נפט וגז טבעי מנכס הנפט ו/או כתוצאה מהתקדמות פיתוח המאגר עד להשלמתו.

8.1.6 בטוחות בקשר לפירוק, איטום ונטישה

בעלי הרישיונות נדרשים להעמיד בטוחות (Bonding Requirements) הנדרשות על פי הדין ותנאי הרישיונות, וכן יידרשו להעמיד בטוחות נוספות לאחר תחילת הפעילות בנכס הנפט ככל שהרגולטור יקבע שיש צורך בהעמדת בטוחות נוספות כאמור.

בעלי הרישיונות נדרשו להעמיד בטוחות בגין מחויבות לפירוק, איטום ונטישה של המתקנים הקיימים בשטחי רישיונות בקסקין.

בסמוך למועד אישור הדוח, אין דרישה להעמדת בטוחות נוספות מצד הרשויות. אם תעלה דרישה שכזו בהמשך, אזי היא תיבחן ותועמד על ידי השותפים בהתאם לחלקם, תוך התדיינות מול הרשויות, כמקובל.

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.

מעבר לאמור לעיל, בהתאם להוראות הסכם התפעול המשותף בנכס הנפט, הבטוחות הנדרשות על פי הרישיונות, ככל שתידרשנה, יכול שתועמדה מתוך החשבון המשותף וכל שותף יישא בחלקו בעלויות הכרוכות בהעמדת הבטוחה כאמור.

8.1.7 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	7.5%	100%	ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 8.1.1 לעיל.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	במאגר הצפוני - 6.09% במאגר הדרומי - 5.95%	במאגר הצפוני - 81.25% במאגר הדרומי - 79.275%	ראו תחשיב בסעיף 8.1.8 להלן.
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט	7.5%	100%	ראו תחשיב בסעיף 8.1.9 להלן.

8.1.8 השיעור 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	(13.54%)	שיעור זה הוא ממוצע התמלוג שיש לשלם בגין רישיונות 25813, 25814, 25806 OCS-G 25823, 25815 (12.5%) והתמלוג בגין רישיונות 32650, 36470 OCS-G 22. (18.75%)
תמלוג על לצדדים שלישיים	(1%)	תמלוג-על לחברות Buckstone Royalty Company LLC ו-Beacon Offshore Energy Exploration LLC. לפרטים נוספים, ראו סעיף 8.1.13(5) להלן.
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	85.46%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות מנכס 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)	6.41%	
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 מנכס הנפט):		
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד בתשלום לשותף כללי	(0.39%)	תמלוג-על לשותף הכללי בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות מנוטרלות תשלומים לממשל הפדרלי.
סך הכל	(0.39%)	
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד בהכנסות מנכס הנפט	במאגר הצפוני 6.09% במאגר הדרומי 5.95%	

8.1.9 שיעור ההשתתפות 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)	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%	

²² 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 בשיעור של 12.5% (Royalty Relief) וכל זאת בהתאם לקריטריונים שנקבעו על ידי ה-BOEM. ברבעון הראשון של שנת 2021 כללה השותפות הכנסה בסך של כ-2 מיליון דולר בגין זיכוי עבור תמלוגים ששולמו לממשל הפדרלי במהלך שנת 2020.

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
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 המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט	7.5%	

8.1.10 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות הפיתוח וההפקה בנכס הנפט (באלפי

דולר)²³

<u>פריט</u>	<u>סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לשותף הכללי</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לממשל הפדרלי בארה"ב</u>
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2019	13,332	-	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2020	538	-	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2021	6,365	-	-

²³ לא כולל תמלוגים כמפורט בסעיף 8.1.8 לעיל.

8.1.11 עתודות ומשאבים מותנים בנכס הנפט בקסקין

על-פי דוח שקיבלה השותפות מ-Netherland, Sewell & Associates, Inc. (להלן: "NSAI") או "המעריך", חלק מהמשאבים בנכס הנפט מסווגים כעתודות וחלקם מסווגים כמשאבים מותנים, כמפורט להלן.

עתודות בנכס הנפט(א) נתוני כמויות

(1) על פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת

לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2021, עתודות

הנפט והגז הטבעי שבנכס הנפט, המסווגות כעתודות בהפקה (On

Production) הינן כמפורט להלן:

סה"כ חלק השותפות 24 (Net)				סה"כ בנכס הנפט (Gross)			קטגוריית עתודות
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE	נפט MMBBL	נוזלי גז טבעי MMBBL	גז טבעי BCF	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE ²⁵	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	
6.5	6.2	0.2	0.6	106.2	102.4	23.0	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
6.9	6.7	0.1	0.7	113.0	108.9	24.5	עתודות צפויות (Probable Reserves)
13.4	12.9	0.3	1.3	219.2	211.3	47.5	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+P robable Reserves)
11.3	10.8	0.3	1.1	184.0	177.3	39.9	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
24.7	23.7	0.6	2.4	403.2	388.6	87.4	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+P robable+ Possible Reserves)

²⁴ לעניין זה, "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. הגדרה זו תקפה גם ליתר טבלאות המשאבים לאורך פרק זה.

²⁵ משמעות המונח MMBOE, Million Barrels of Oil Equivalent, הינו הצגת כל המשאבים, לרבות משאבי הגז, במונחי כמויות של מיליוני חביות נפט, ובהנחת יחס יחידות גז לחביות נפט של BOE 6 = MCF.

- (2) בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות 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 שעלולות 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 מהמפעיל; (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, 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 והגאו-פיזית, ולכן מסקנות NSAI מייצגות, כמקובל, פרשנות מקצועית בלבד; (ט) NSAI עשתה שימוש במידע שהתקבל מהשותפות, מהמפעילה בנכס הנפט, ממקורות מידע פומביים וממידע לא חסוי המצוי בידי NSAI; (י) NSAI לא בחנה את הזכויות החוזיות בנכסים. הדוח הנוכחי כולל שינויים לא מהותיים בעתודות לעומת דוח העתודות שפורסם בתאריך 28 ביולי 2021²⁶ (להלן בסעיף זה: "דוח העתודות הקודם").

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, גיאופיזי, 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.

²⁶ ראו דיווח מיידי של השותפות מיום 28 ביולי 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-058738) אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה.

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 FactSet²⁷: (1) מחירי נפט- נלקחו תחזיות לגבי מחירי נפט West Texas Intermediate (WTI). מחיר הנפט מותאם לאיכות הנפט, לעלויות הולכה ולהפרשי שערים, ביחס ל-WTI; (2) מחירי גז- נלקחו תחזיות לגבי מחירי גז טבעי Henry Hub. מחיר הגז מותאם לאיכות הגז, לעלויות הולכה ולהפרשי שערים.

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
3.97	76.51	31.12.2022
3.55	72.27	31.12.2023
3.26	68.83	31.12.2024
3.23	66.13	31.12.2025
3.23	66.13	לאחר מכן

(2) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שהונחו על ידי NSAI בהתבסס על נתונים שמסר המפעיל. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת הפרויקט, עלויות תחזוקת בארות ההפקה וכן את הערכת NSAI בנוגע להוצאות תקורה, אשר ניתן ליחסן באופן ישיר לנכס הנפט כפי שהוגדר על-ידי המפעיל. העלויות אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.

(3) 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 המפעיל נראות סבירות בעיניה, בהתבסס, בין

²⁷ המעודכנים למועד הסמוך לאישור הדוח.

היתר, על תכנית הפיתוח בנכס הנפט ועל ידע קודם שיש ל-NSAI מפרויקטים דומים. כפי שהוגדר על-ידי המפעיל, עלויות אלו אינן כוללות את הניצולת של המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה.

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

(5) 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.

(6) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון מס בשיעור 21%, שיעור התמלוגים שישולמו ברמת נכס הנפט לממשל הפדרלי, בשיעור של 12.5%. בנוסף נלקח בחשבון תמלוג על לצדדים שלישיים בשיעור של 1% ובשיעור של 6% לשותף הכללי.

התזרים המהוון עודכן ביחס לתזרים המהוון שנכלל בדוח העתודות הקודם בעיקר בשל עדכון קצבי ההפקה במודל המאגר ועדכון תחזית מחירי הנפט. בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 31.12.2021 באלפי דולר, המיוחס לחלק השותפות, מן העתודות שבנכס הנפט:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2021 (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%										
27,950	28,546	29,182	29,863	30,594	(8,133)	38,727	-	(10,203)	(9,799)	(13,532)	72,261	2,904	12,907	2022
18,416	19,627	20,976	22,488	24,190	(6,733)	30,923	-	(10,210)	(10,451)	(11,878)	63,462	2,711	12,048	2023
12,596	14,009	15,655	17,585	19,865	(6,267)	26,132	-	(18,117)	(12,361)	(13,043)	69,653	3,130	13,913	2024
16,500	19,149	22,371	26,325	31,225	(7,932)	39,157	-	-	(11,935)	(11,767)	62,859	2,944	13,085	2025
14,597	17,677	21,591	26,617	33,150	(8,611)	41,761	-	(525)	(12,460)	(12,579)	67,325	3,154	14,017	2026
9,850	12,447	15,893	20,525	26,841	(6,929)	33,771	-	-	(11,480)	(10,397)	55,648	2,607	11,588	2027
5,520	7,280	9,719	13,151	18,060	(4,645)	22,705	-	-	(10,205)	(7,568)	40,479	1,897	8,429	2028
2,948	4,057	5,662	8,027	11,574	(2,924)	14,498	-	-	(9,260)	(5,469)	29,227	1,369	6,086	2029
1,549	2,224	3,245	4,820	7,297	(1,806)	9,103	-	-	(8,638)	(4,087)	21,828	1,023	4,545	2030
713	1,069	1,630	2,536	4,032	(1,010)	5,042	-	-	(7,401)	(2,870)	15,313	717	3,189	2031
293	458	730	1,190	1,987	(522)	2,508	-	-	(6,754)	(2,137)	11,400	534	2,374	2032
13	21	35	59	104	(24)	128	-	-	(553)	(157)	839	39	175	2033
(575)	(980)	(1,708)	(3,056)	(5,625)	-	(5,625)	(5,625)	-	()	-	-	-	-	2034
110,368	125,582	144,981	170,130	203,294	(55,536)	258,830	(5,625)	(39,055)	(111,298)	(95,485)	510,293	23,030	102,357	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (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%										
2,998	3,062	3,130	3,203	3,282	(872)	4,154	-	(1,050)	(555)	(1,323)	7,082	285	1,265	2022
4,202	4,478	4,786	5,131	5,520	(1,690)	7,210	-	(7,533)	(1,002)	(3,604)	19,349	827	3,673	2023
9,606	10,684	11,939	13,410	15,149	(3,455)	18,604	-	8,583	3	(2,278)	12,296	553	2,456	2024
5,072	5,887	6,877	8,093	9,599	(2,651)	12,250	-	-	(267)	(2,880)	15,397	721	3,205	2025
2,943	3,563	4,352	5,365	6,682	(1,785)	8,468	-	525	(709)	(2,036)	10,687	501	2,225	2026
1,025	1,295	1,654	2,136	2,793	(2,497)	5,290	-	(11,384)	(1,760)	(4,265)	22,698	1,064	4,727	2027
5,578	7,357	9,822	13,290	18,252	(4,960)	23,212	-	(3,700)	(3,454)	(6,993)	37,359	1,750	7,780	2028
5,054	6,955	9,708	13,762	19,844	(5,951)	25,796	-	(7,684)	(5,429)	(8,963)	47,871	2,243	9,969	2029
4,283	6,151	8,975	13,329	20,180	(6,416)	26,596	-	(11,384)	(6,417)	(10,235)	54,632	2,560	11,376	2030
5,946	8,910	13,593	21,148	33,619	(8,000)	41,620	-	-	(7,888)	(11,422)	60,930	2,855	12,688	2031
4,902	7,664	12,225	19,929	33,270	(8,186)	41,456	-	(525)	(8,285)	(11,600)	61,866	2,899	12,883	2032
3,147	5,135	8,563	14,624	25,635	(6,198)	31,833	-	-	(12,685)	(10,274)	54,792	2,567	11,410	2033
2,346	3,994	6,962	12,456	22,926	(4,144)	27,070	5,625	-	(11,819)	(7,676)	40,941	1,918	8,525	2034
949	1,686	3,072	5,758	11,128	(2,624)	13,753	-	-	(10,932)	(5,696)	30,381	1,423	6,326	2035
467	865	1,648	3,237	6,570	(1,503)	8,073	-	-	(10,277)	(4,235)	22,584	1,058	4,703	2036
(152)	(355)	(846)	(2,068)	(5,213)	(903)	(4,311)	(9,000)	-	(17,674)	(5,161)	27,524	1,290	5,732	2037-2039
58,365	77,330	106,461	152,803	229,236	(61,837)	291,073	(3,375)	(34,151)	(99,151)	(98,640)	526,391	24,512	108,943	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (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%										
30,948	31,608	32,312	33,066	33,876	(9,005)	42,881	-	(11,253)	(10,354)	(14,855)	79,343	3,189	14,172	2022
22,618	24,105	25,762	27,619	29,710	(8,423)	38,133	-	(17,743)	(11,454)	(15,481)	82,811	3,537	15,722	2023
22,202	24,693	27,594	30,995	35,014	(9,722)	44,736	-	(9,534)	(12,359)	(15,321)	81,949	3,683	16,369	2024
21,572	25,036	29,248	34,418	40,824	(10,583)	51,407	-	-	(12,201)	(14,647)	78,256	3,665	16,291	2025
17,540	21,241	25,943	31,982	39,832	(10,396)	50,228	-	-	(13,169)	(14,615)	78,012	3,655	16,243	2026
10,874	13,742	17,547	22,661	29,634	(9,426)	39,061	-	(11,384)	(13,240)	(14,662)	78,346	3,671	16,315	2027
11,098	14,636	19,541	26,442	36,312	(9,605)	45,917	-	(3,700)	(13,659)	(14,561)	77,837	3,647	16,209	2028
8,002	11,012	15,370	21,789	31,418	(8,876)	40,294	-	(7,684)	(14,689)	(14,432)	77,098	3,612	16,055	2029
5,832	8,375	12,220	18,149	27,478	(8,221)	35,699	-	(11,384)	(15,055)	(14,322)	76,460	3,582	15,922	2030
6,660	9,979	15,223	23,684	37,652	(9,010)	46,661	-	-	(15,289)	(14,292)	76,243	3,572	15,877	2031
5,194	8,122	12,956	21,119	35,257	(8,708)	43,965	-	(525)	(15,039)	(13,737)	73,266	3,433	15,257	2032
3,160	5,156	8,598	14,683	25,738	(6,223)	31,961	-	-	(13,239)	(10,431)	55,631	2,606	11,584	2033
1,770	3,014	5,254	9,400	17,301	(4,144)	21,445	-	-	(11,819)	(7,676)	40,941	1,918	8,525	2034
949	1,686	3,072	5,758	11,128	(2,624)	13,753	-	-	(10,932)	(5,696)	30,381	1,423	6,326	2035
467	865	1,648	3,237	6,570	(1,503)	8,073	-	-	(10,277)	(4,235)	22,584	1,058	4,703	2036
(152)	(355)	(846)	(2,068)	(5,213)	(903)	(4,311)	(9,000)	-	(17,674)	(5,161)	27,524	1,290	5,732	2037-2039
168,734	202,912	251,442	322,933	432,530	(117,373)	549,903	(9,000)	(73,206)	(210,449)	(194,125)	1,036,683	47,542	211,300	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות (Possible Reserves) ליום 31.12.2021 (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%										
6,023	6,151	6,288	6,435	6,593	(1,752)	8,345	-	-	(890)	(2,119)	11,354	456	2,028	2022
6,398	6,818	7,287	7,812	8,404	(2,344)	10,747	-	(3,700)	(1,928)	(3,775)	20,150	861	3,826	2023
12,331	13,715	15,326	17,215	19,447	(4,919)	24,366	-	3,700	(1,973)	(5,222)	27,860	1,252	5,565	2024
8,960	10,399	12,149	14,296	16,957	(4,548)	21,505	-	-	(3,346)	(5,735)	30,586	1,433	6,367	2025
8,915	10,797	13,187	16,256	20,246	(5,411)	25,657	-	-	(2,957)	(6,582)	35,195	1,649	7,328	2026
7,163	9,052	11,559	14,928	19,521	(5,210)	24,731	-	-	(3,718)	(6,555)	35,004	1,640	7,289	2027
3,899	5,143	6,866	9,290	12,758	(4,541)	17,299	-	(7,684)	(3,935)	(6,670)	35,588	1,667	7,411	2028
4,587	6,312	8,810	12,489	18,008	(5,021)	23,029	-	(3,700)	(3,390)	(6,980)	37,100	1,738	7,726	2029
3,757	5,395	7,872	11,691	17,700	(5,001)	22,701	-	(4,510)	(3,983)	(7,217)	38,411	1,800	7,999	2030
3,771	5,650	8,619	13,409	21,318	(5,210)	26,527	-	-	(4,184)	(7,091)	37,803	1,771	7,872	2031
1,878	2,936	4,683	7,634	12,744	(4,661)	17,405	-	(10,859)	(4,619)	(7,588)	40,471	1,896	8,428	2032
3,222	5,258	8,768	14,973	26,247	(7,334)	33,581	-	(7,355)	(6,763)	(11,008)	58,707	2,751	12,225	2033
3,798	6,466	11,272	20,167	37,119	(9,579)	46,698	-	(4,029)	(8,536)	(13,676)	72,939	3,417	15,189	2034
3,944	7,007	12,772	23,938	46,262	(11,562)	57,824	-	(525)	(8,734)	(15,481)	82,564	3,868	17,193	2035
2,902	5,381	10,255	20,139	40,872	(10,297)	51,169	-	-	(6,542)	(13,318)	71,028	3,328	14,791	2036
4,501	9,056	18,786	40,248	89,175	(23,388)	112,563	(3,375)	-	(63,941)	(41,510)	221,389	10,373	46,102	2037-2044
86,049	115,535	164,499	250,921	413,372	(110,777)	524,149	(3,375)	(38,660)	(129,439)	(160,526)	856,149	39,901	177,336	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves) ליום 31.12.2021 (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%										
36,970	37,759	38,600	39,501	40,469	(10,757)	51,226	-	(11,253)	(11,243)	(16,975)	90,697	3,645	16,200	2022
29,016	30,923	33,050	35,431	38,114	(10,767)	48,881	-	(21,443)	(13,382)	(19,256)	102,962	4,398	19,547	2023
34,533	38,408	42,920	48,210	54,460	(14,641)	69,101	-	(5,834)	(14,331)	(20,542)	109,808	4,935	21,933	2024
30,532	35,435	41,397	48,714	57,781	(15,131)	72,912	-	-	(15,547)	(20,382)	108,842	5,098	22,658	2025
26,455	32,038	39,130	48,238	60,078	(15,807)	75,885	-	-	(16,126)	(21,197)	113,208	5,303	23,570	2026
18,038	22,794	29,105	37,589	49,156	(14,636)	63,792	-	(11,384)	(16,958)	(21,217)	113,351	5,311	23,604	2027
14,998	19,779	26,406	35,732	49,070	(14,146)	63,216	-	(11,384)	(17,594)	(21,231)	113,425	5,314	23,619	2028
12,589	17,324	24,180	34,278	49,426	(13,897)	63,323	-	(11,384)	(18,079)	(21,412)	114,198	5,351	23,780	2029
9,589	13,769	20,092	29,839	45,178	(13,223)	58,400	-	(15,893)	(19,039)	(21,538)	114,871	5,382	23,920	2030
10,430	15,628	23,842	37,093	58,969	(14,219)	73,189	-	-	(19,474)	(21,384)	114,046	5,343	23,749	2031
7,072	11,058	17,638	28,753	48,001	(13,369)	61,370	-	(11,384)	(19,658)	(21,326)	113,737	5,329	23,684	2032
6,382	10,414	17,366	29,656	51,985	(13,557)	65,542	-	(7,355)	(20,002)	(21,438)	114,338	5,357	23,809	2033
5,568	9,480	16,526	29,567	54,420	(13,723)	68,143	-	(4,029)	(20,355)	(21,352)	113,880	5,336	23,714	2034
4,893	8,693	15,844	29,696	57,390	(14,187)	71,577	-	(525)	(19,666)	(21,177)	112,945	5,292	23,519	2035
3,369	6,246	11,904	23,376	47,442	(11,800)	59,242	-	-	(16,818)	(17,552)	93,613	4,386	19,494	2036
4,348	8,701	17,940	38,180	83,962	(24,290)	108,252	(12,375)	-	(81,615)	(46,671)	248,914	11,662	51,833	2037-2044
254,783	318,447	415,940	573,854	845,902	(228,150)	1,074,052	(12,375)	(111,866)	(339,888)	(354,652)	1,892,833	87,443	388,636	סה"כ

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 הגז והנפט שיופקו, קצב ומשך מכירות הגז הטבעי מהפרויקט, עלויות תפעוליות, הוצאות הוניות, הוצאות נטישה ושיקום, שיעורי תמלוגים ומחירי המכירה ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו. יצוין, כי כמויות הגז הטבעי ו/או הנפט שיופקו בפועל, ההוצאות האמורות וההכנסות האמורות עשויות להיות שונות מהותית מההערכות 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.

(ג) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הנפט והגז וכמות מכירות הנפט והגז) ליום 31.12.2021 (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)	236,064	197,223	167,915	145,384	127,752	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	170,525	143,037	122,047	105,781	92,984
עתודות צפויות (Probable Reserves)	263,028	174,605	121,272	87,873	66,193	עתודות צפויות (Probable Reserves)	195,426	130,993	91,646	66,785	50,537
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	499,093	371,828	289,186	233,257	193,945	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	365,951	274,030	213,694	172,566	143,521
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	468,326	283,352	185,337	129,947	96,650	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	358,380	218,478	143,657	101,122	75,448
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	967,419	655,180	474,523	363,204	290,595	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	724,331	492,509	357,351	273,688	218,969
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	252,449	210,769	179,381	155,284	136,445	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	154,140	129,490	110,580	95,880	84,292

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 צפויות (Probable Reserves)	279,924	185,506	128,677	93,145	70,106	עתודות צפויות (Probable Reserves)	178,438	120,051	84,222	61,504	46,619
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	532,374	396,276	308,059	248,429	206,551	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	332,578	249,542	194,802	157,385	130,911
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	495,803	299,567	195,756	137,154	101,951	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	330,900	202,271	133,245	93,920	70,150
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	1,028,177	695,843	503,814	385,582	308,502	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	663,479	451,813	328,047	251,305	201,061
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	268,834	224,316	190,848	165,185	145,137	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	137,751	115,942	99,112	85,979	75,599
עתודות צפויות (Probable Reserves)	296,821	196,408	136,083	98,416	74,020	עתודות צפויות (Probable Reserves)	161,455	109,112	76,799	56,225	42,702
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	565,655	420,723	326,931	263,601	219,157	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	299,206	225,054	175,911	142,203	118,301
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	523,280	315,783	206,175	144,360	107,252	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	303,421	186,063	122,833	86,718	64,852
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	1,088,935	736,506	533,106	407,961	326,408	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	602,626	411,117	298,744	228,922	183,152

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 10%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	232,672	194,422	165,547	143,343	125,964	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	173,917	145,838	124,414	107,822	94,772
עתודות צפויות (Probable Reserves)	259,538	172,355	119,744	86,787	65,387	עתודות צפויות (Probable Reserves)	198,934	133,252	93,178	67,873	51,344
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	492,210	366,777	285,291	230,130	191,351	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	372,851	279,090	217,592	175,695	146,116
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	462,665	280,018	183,200	128,474	95,570	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	364,044	221,811	145,792	102,594	76,527
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	954,875	646,795	468,492	358,604	286,921	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	736,895	500,901	363,385	278,289	222,643
קישון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	247,361	206,568	175,831	152,223	133,762	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	159,228	133,692	114,131	98,941	86,974
עתודות צפויות (Probable Reserves)	274,689	182,131	126,386	91,515	68,898	עתודות צפויות (Probable Reserves)	183,702	123,440	86,520	63,137	47,829
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	522,050	388,698	302,216	243,738	202,660	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	342,930	257,132	200,651	162,078	134,804
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	487,311	294,567	192,551	134,944	100,331	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	339,394	207,269	136,447	96,128	71,769
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	1,009,361	683,265	494,767	378,682	302,991	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	682,324	464,401	337,098	258,206	206,572

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%
קיצון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	262,050	218,714	186,114	161,104	141,560	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	144,538	121,545	103,847	90,060	79,176
עתודות צפויות (Probable Reserves)	289,840	191,906	133,027	96,243	72,408	עתודות צפויות (Probable Reserves)	168,471	113,628	79,861	58,401	44,315
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	551,890	410,620	319,141	257,347	213,968	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved + Probable Reserves)	313,009	235,173	183,709	148,461	123,491
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	511,957	309,115	201,902	141,414	105,091	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	314,745	192,728	127,103	89,663	67,011
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	1,063,847	719,735	521,043	398,761	319,060	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved + Probable + Possible Reserves)	627,754	427,901	310,812	238,124	190,501

משאבים מותנים

(א) נתוני כמויות

(1) על פי דוח המשאבים שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2021, המשאבים המותנים בנכס הנפט בשלב Development Unclarified מצויים כולם בבקסקין דרום, והינם כמפורט להלן:

בקסקין דרום (Colt)

סה"כ חלק השותפות 28 (Net)			סה"כ בנכס הנפט (Gross)			קטגוריית המשאבים המותנים
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	
3.7	3.5	1.3	63.1	59.3	22.5	אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)
15.4	14.5	5.5	258.9	243.5	92.5	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)
26.8	25.2	9.6	450.5	423.7	161.0	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

(2) השוק הפוטנציאלי למשאבים אלו הינו השוק המקומי האמריקאי. לתיאור השוק הפוטנציאלי כאמור ראו סעיף 7.1.2 לעיל.

(3) בדוח המשאבים מצוין כי סיווג המשאבים המותנים בבקסקין דרום כעתודות, מותנה בתוצאות חיוביות מקידוח הערכה נוסף, רכישת מידע טכני נוסף, שיפור בתנאים המסחריים אשר יצדיק פיתוח וקבלת החלטה מחייבת לפיתוח. ככל שיתקיימו התנאים הנ"ל חלק מסוים מהמשאבים המותנים המפורטים עשויים להיות מסווגים כעתודות.

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

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות NSAI בדבר כמויות עתודות ומשאבים מותנים של נפט וגז טבעי בנכס הנפט הינן 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 ודאות.

²⁸ נלקח בחשבון שיעור תמלוג גבוה יותר מהחלק הצפוני לעיל, לאור זאת שברישיון OCS-G 32650 יש לשלם תמלוג בגובה 18.5% (בשונה מיתר רישיונות בקסקין, בהם גובה התמלוג הינו 12.5%).

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 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.

NSAI כללה בדוח, מספר הנחות והסתייגויות, ובכללן כי: (א) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט; (ב) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. 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; (ג) המשאבים המוצגים הם הערכות בלבד ואין לפרשם ככמויות מדויקות; (ד) ההערכות עשויות לגדול או לקטון כתוצאה מתנאי שוק, פעולות עתידיות, שינויים בתקנות או ביצועי המאגר בפועל; (ה) NSAI עשתה שימוש במידע טכני וכלכלי הכולל, בין היתר, לוגים, מפות גיאולוגיות, מידע סיסמי, וזכויות בעלות בנכסים; (ו) כמקובל בהערכות בתחום הנפט והגז, ישנן אי ודאויות מובנות בפרשנות ההנדסית והגאו-פיזית, ולכן מסקנות NSAI מייצגות, כמקובל, פרשנות מקצועית בלבד; (ז) NSAI עשתה שימוש במידע שהתקבל מהשותפות, מהמפעילה בנכס הנפט, ממקורות מידע פומביים וממידע לא חסוי המצוי בידי NSAI; (ח) NSAI לא בחנה את הזכויות החוזיות בנכסים.

להלן נתוני הפקת הנפט בפרויקט בקסקין המיוחסים לשותפות בשנים 2020 ו-2021:²⁹

נפט		
2020	2021 ³⁰	
662.38	880.67	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקופה (באלפי חביות)
37.28	65.71	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית)
(6.65)	(12.32)	תמלוגים ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ³¹
(12.39)	(12.76)	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית)
18.24	40.63	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ³²
4.05	5.3	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 2022 עבודות תחזוקה והתאמות בפלטפורמה. העבודות יבוצעו לטובת המשך הפעילות התקינה של הפלטפורמה. עבודות אלה צפויות להשבית את הפלטפורמה באופן מלא למשך מספר ימים 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.

עונת הסופות הטרופיות וההוריקנים באזור מפרץ מקסיקו הינה בין החודשים אוגוסט עד אוקטובר. כשהנתיב הצפוי של הסופה עובר בקרבת מתקן ההפקה או בקרבת נקודות מסוימות בצנרת אל החוף, נהוג להשבית את פלטפורמת ההפקה לזמן קצוב, וזאת בהתאם לפרוטוקול הבטיחות של מפרץ מקסיקו.

²⁹ בנוסף הופקו 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.

³⁰ לפרטים אודות הפסקות ההפקה בתקופת הדוח ראו דוח הדירקטוריון המצורף כפרק ב' לדוח זה.

³¹ מייצג תמלוגים לממשל הפדרלי בארה"ב, לצדדים שלישיים ולבעלי עניין בשותף הכללי. ברבעון הראשון לשנת 2021 חושבו התמלוגים לממשל הפדרלי לארה"ב בניכוי החזר בסך של כ-2 מיליון דולר שהתקבל בגין תמלוגים ששולמו בשנת 2020. התמלוגים להם זכאים בעלי העניין בשותף הכללי מכוח הסכם השותפות הנובעים מהכנסות מנכס הנפט בקסקין נצברו החל מתחילת ההפקה מנכס הנפט ושולמו לבעלי העניין רק החל מחודש אוגוסט 2021, עת נפרעו אגרות החוב (סדרה ב') אשר הונפקו על ידי נאוויטס בקסקין מימון בע"מ, חברה בת בבעלות מלאה של השותפות.

³² התקבולים הממוצעים נטו ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות משקפים עלות הפקה של כ-15.71 דולר לחבית בגין חלק השותפות, נטו. 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.

ההערכות לעיל בדבר ההפסקות הצפויות בהפקה בשל עבודות התחזוקה וההתאמה וכן בשל הסופות השנתיות, הינן הערכות בלבד המבוססות על מידע הקיים בשותפות בהתאם לעדכוני מפעילת הפלטפורמה. יתכן כי ההפסקות תימשכנה יותר מהצפוי. אם תהיה להפסקות כאמור השפעה מהותית על היקף ההפקה השנתי מנכס הנפט, תפרסם השותפות דיווח מיידי בעניין.

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, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הערכות אלו מתבססות, בין היתר, על הערכות מפעילת הפלטפורמה ביחס למשך ההשבתה 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.

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 31.12.2021, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ 2022 ;
2. ציון שם התאגיד: נאויטס פטרוליום - שותפות מוגבלת ;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל 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- Resources (2007) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח ;
8. הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר המשאבים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
9. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל

השותף הכללי

8.1.13 הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט בקסקין

(1) הסכמי העברת הזכויות ברישיונות בקסקין לשותפות

לפרטים אודות הסכם זה ראו סעיף 8.1.13(א) לדוח התקופתי של השותפות לשנת 2019 אשר פורסם ביום 29 במרץ 2020 (אסמכתא מספר: 2020-01-027949) (להלן: "הדוח התקופתי לשנת 2019") אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה.

(2) 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.

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

לצורך איחוד פעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה בשטח רישיונות בקסקין המורכב ממספר רישיונות כמפורט בסעיף 8.1.1 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 מקסיקו מטעם BSEE (להלן: "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.

המפעיל; התפטרות המפעיל והעברתו מתפקידו; בחירת מפעיל מחליף

למעט אם נקבע אחרת, ניתנו למפעיל בשטח הרישיונות עליו חל ההסכם (Unit Operator)³³ כל הסמכויות והחובות בקשר לניהול פעולות קידוח, פיתוח והפקה בנכס.

המפעיל רשאי להתפטר מתפקידו בכל עת, והתפטרותו כאמור תיכנס לתוקף כעבור 60 ימים אחרי שמסר את הודעתו 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 מפעיל מחליף, לצורך השעיית או נטירת הפעילות. אם מונה מפעיל מחליף, ההתפטרות תיכנס לתוקף עם מינויו ואישורו של המפעיל המחליף.

³³ Unit Operator לפי הסכם איחוד פעולות ברישיונות וה-Operator לפי הסכם התפעול המשותף, המתואר להלן, הינו LLOG.

ניתן להעביר את המפעיל מתפקידו בהצבעה, בהתאם להוראות שנקבעו בהסכם התפעול המשותף (לפרטים אודות הסכם זה ראו סעיף 8.1.13(4) להלן). העברה מתפקיד לא תיכנס לתוקף עד שמחזיקי הזכויות יידעו את BSEE והמפעיל עצמו ועד אשר המפקח כאמור יאשר את בחירתו של המפעיל המחליף.

התפטרות המפעיל או העברתו מתפקיד אינה פוטרת את המפעיל מאחריות לכל אי-עמידה בחובות שהיו מוטלים עליו עובר למועד שבו ההתפטרות ו/או העברה מתפקיד, לפי העניין, נכנסה לתוקף. ככל שלא ימונה מחליף מפעיל תוך 60 ימים לאחר ההודעה למפקח מטעם BSEE כאמור לעיל, המפקח רשאי למנות אחד ממחזיקי הזכויות (שאינו המפעיל) כמפעיל מחליף, או לחילופין לקבוע כי ההסכם בטל.

הסכם תפעול משותף בשטח המאוחד

המפעיל 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 8.1.13(4) להלן). אין בהוראות הסכם התפעול המשותף כאמור כדי לשנות את התנאים וההוראות שנקבעו בהסכם זה, או להחליף אי אלו מההתחייבות של מחזיקי הזכויות או המפעיל שנקבעו בהסכם זה. בכל מקרה של סתירה בין שני ההסכמים, הוראות הסכם איחוד הפעולות ברישיונות יגברו.

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.

הסכם תפעול משותף (Buckskin Unit Operating Agreement) (4)

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 8.1.13(3) לעיל, או להחליף אי אלו מההתחייבות של מחזיקי הזכויות או המפעיל שנקבעו בהסכם איחוד

הפעולות ברישיונות כאמור. בכל מקרה של סתירה בין שני ההסכמים, הוראות הסכם איחוד הפעולות ברישיונות יגברו.

להלן יפורטו הוראות עיקריות בהסכם:

זהות המפעיל, זכויותיו וחובותיו

LLOG Exploration Offshore, L.L.C משמשת כמפעיל (Operator) תחת ההסכם (להלן: "המפעיל").

בכפוף לתנאי ההסכם, המפעיל אחראי באופן בלעדי לניהול הפעולות בשטח ההסכם. המפעיל רשאי להעסיק קבלני משנה ו/או עובדים לביצוע הפעולות כאמור. המפעיל יקבע את מספר העובדים ומספר הקבלנים, יבחר אותם ויקבע את שעות עבודתם ואת התמורה שתשולם.

המפעיל יבצע את תפקידיו בשקידה ראויה ובהתאם לנהלים מקובלים בתחום הנפט.

המפעיל נדרש להשיג ולקיים את הביטוחים המפורטים בהסכם בהתאם להוראות הכלולות בו.

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

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

המפעיל ידווח לצדדים וימציא להם, בין היתר, העתק מכל בקשה לקידוח על תיקוניה, עדכונים יומיים לגבי ההתקדמות של הקידוח, העתק של לוגים וסקרים שביצע, העתק דיווחים שנשלחו לגופים רגולטוריים ועוד. כמו כן, המפעיל יספק על-פי בקשה של מי מהצדדים כל מידע זמין נוסף על חשבונם.

התפטרות המפעיל והעברתו מתפקידו ; בחירת מפעיל מחליף

המפעיל רשאי להתפטר בכל עת בהודעה בכתב ליתר הצדדים, למעט במצב של כוח עליון, כהגדרתו בהסכם. כמו כן, אם המפעיל חדל מלהחזיק זכויות ההשתתפות ברישיונות יראו במפעיל כאילו התפטר מתפקידו, מבלי שיתר הצדדים יצטרכו לנקוט בכל פעולה שהיא לשם כך למעט בחירתו של מפעיל מחליף.

כמו כן, ניתן להעביר את המפעיל מתפקידו בהחלטה של יתר הצדדים להסכם (שאינם המפעיל), 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 המפעיל נעשה חדל פירעון, פושט רגל או נמצא בהליך כינוס נכסים; (2) כונס נכסים מונה למפעיל או לחלק משמעותי מנכסיו או ענייניו; (3) המפעיל נמצא אחראי לפעולה שבוצעה בזדון (Willful Misconduct) או רשלנות רבתי; (4) חוסר יכולת של

המפעיל לעמוד בסטנדרטים של תפעול המפורטים בהסכם; (5) המפעיל ביצע הפרה מהותית של ההסכם ולא תיקן את ההפרה תוך 30 ימים מקבלת הודעה על הפרה כאמור. על אף האמור, אם לא ניתן לתקן את ההפרה תוך פרק זמן זה, והמפעיל החל בתקופה זו בפעולות או צעדים לתיקון ההפרה אזי המפעיל לא יועבר מתפקידו.

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

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

עם התפטרותו או העברתו של המפעיל מתפקידו, ייבחר מפעיל מחליף 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). הצבעתו של המפעיל לא תיספר ככל שהוא נמנע מהצבעה או מצביע אך ורק במטרה לקבל חזרה את תפקיד המפעיל. ככל שקיימים רק שני צדדים להסכם, מי שאינו המפעיל באותה עת יהפוך למפעיל.

בהתאם לאמור לעיל, אין בהוראות כדי לגרוע מההוראות שנקבעו בקשר עם התפטרות מפעיל והעברת מפעיל מתפקידו שנקבעו בהסכם איחוד הפעולות ברישיונות, המתואר בסעיף 8.1.13(3) לעיל.

אופן ההתחשבנות

אלא אם נקבע אחרת, המפעיל ישלם את כל ההוצאות על-פי ההסכם, והצדדים המשתתפים (בהתאם להגדרתם בהסכם) יחזירו לו הוצאות אלה, בהתאם לשיעור החזקתם. המפעיל רשאי לדרוש מהצדדים המשתתפים להקדים ולשלם, כל אחד את חלקו, בהוצאות המשווערות, בהתאם להוראות ההסכם.

תכניות עבודה ותקציבים

ההסכם קובע פרוצדורה והליכים להגשה ואישור תכניות עבודה, תקציבים והרשאות להוצאה (AFE) לביצוע פעולות בשטחים שההסכם חל עליהם. בין היתר, המפעיל לא יבצע 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 דעתו כמפעיל סביר ואחראי.

בטוחות ושעבודים של זכויות השותפים

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

בהסכם הובהר כי הבטוחה למפעיל 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 למפעיל ולזכויות השותפים לפי הסכם התפעול המשותף.

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 ע"י כל השותפים, יהיו 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. 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 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.

זכויות הצבעה

בכל עניין המובא להצבעה, לכל צד להסכם יהיו זכויות הצבעה בהתאם לשיעור החזקתו ברישיונות (וככל ומדובר בפעולות 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 למפעיל 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.

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"), יהיה המפעיל רשאי למסור לו הודעה לפיה אם לא ישלם תוך 30 ימים הוא יימצא בהפרה. צד מפר יהיה חשוף לסנקציות כמפורט בהסכם, ובכפוף לתנאים מסוימים יהיה המפעיל רשאי, בין היתר, לממש כנגד הצד המפר את הבטוחה למפעיל 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 בישיבות. כמו כן, כל עוד ההפרה נמשכת, הצד המפר לא יהא רשאי להצביע או לקבל החלטות בעניינים שנקבעו בהסכם. צד מפר רשאי להודיע למפעיל 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 למפעיל.

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 הענקת 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 למפעיל.

(5) הסכם תמלוגים בקסקין

על פי הסכם בתוקף מיום 3 בינואר 2017 בין בקסטון לבין WesternGeco, LLC (להלן: "WesternGeco"), העניקה בקסטון ל- WesternGeco זכות לתמלוג על בשיעור כולל של 1% מהנפט שיופק מהנכס בהתאם לחלקה היחסי של בקסטון ברישיונות בקסקין. הענקת הזכות לתמלוג-על כאמור נעשתה בכפוף להסכם נתונים סייסמים מיום 30 באוקטובר 2002, והסכם משלים לו מיום 30 בנובמבר 2016, שנחתם בין LLOG Exploration Company LLC (חברת האם של בקסטון) ו-WesternGeco, במסגרתו העניקה WesternGeco שירותים ל-LLOG Exploration Company LLC. התמלוג יחושב וישולם באותו זמן ובאותו אופן שבו משולמים יתר התמלוגים בקשר עם הרישיונות, ובכל מקרה הוא לא יחושב או ישולם באופן שבו הוא עולה על ההכנסות ברוטו מהרישיונות. בחודש נובמבר 2019, רכשו Beacon Offshore Energy Exploration LLC ו-Buckstone Royalty Company LLC את הזכות לתמלוג מ-WesternGeco.

(6) 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 מפעיל הפלטפורמה. ההסכם מסדיר את התנאים לטיפול בכמות נוספת על בסיס מזדמן (Interruptible). לפרטים אודות צפי ביצוע עבודות תחזוק והתאמות נדרשות בפלטפורמה ראו סעיף 8.1.12 לעיל.

(2) הסכמי הולכה: בחודש יולי 2016 נחתמו הסכמים להולכה של נפט משטח Southeast Keathley Canyon Pipeline Company, LLC עם רישיונות בקסקין, וכן הסכמים (SEKCO) וכן עם Poseidon Oil Pipeline Company, LLC, וכן הסכמים להולכה של גז טבעי עם Discovery Gas ו- Discovery Producer Services, LLC Transmission, LLC, לפיהם, בין היתר, הוקנו לצדדים להסכמים האמורים זכות לבלעדיות (dedication) לגבי כל התפוקה שתנבע מהרישיונות במשך כל תקופת הפיתוח וההפקה.

השותפות מחזיקה באמצעות ShenHai LLC חברה בת (בשרשור) בבעלות מלאה של השותפות (להלן בסעיף זה: "ShenHai" או "חברת הפרויקט"), ב-49% מהזכויות בנכס הנפט שנגדואה שבמפרץ מקסיקו, ארה"ב (להלן בסעיף זה: "שנגדואה").

8.2.1 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט שנגדואה	
Shenandoah	שם נכס הנפט:
נכס ימי במפרץ מקסיקו, כ-255 מייל דרומית מניו אורלינס, לואיזיאנה, ארה"ב, במים העמוקים של מפרץ מקסיקו, בעומק מים של בין 1,770 ל-1,920 מטר.	מיקום:
שטחו של כל אחד מהרישיונות הינו 5,760 אקרים (כ-23.3 קמ"ר).	שטח:
שטחו הכולל של נכס הנפט הינו כ-17,280 אקרים (כ-69.9 קמ"ר), והוא כולל את מלוא שטחם של רישיונות מס' 31938 ו-25232 ואת מרבית שטחו של רישיון 28148 ("רישיונות" או "רישיונות שנגדואה").	
תגלית בפיתוח; 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 ספטמבר 2018 הוחלט על העברת הרישיונות לסטטוס SOP - ראו סעיף 8.2.5 להלן	תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:
הרישיונות מוחזקים בסטטוס SOP - ראו סעיף 8.2.5 להלן	תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:
הארכה של תוקף רישיון מעבר לתקופה המקורי או מעבר להארכה שניתנה, מתבצעת באחת משלוש 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. 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. נכון למועד הדוח, ה-SOP הוארך עד ליום 30 בספטמבר 2022. הפקה - HBP, מעת תחילת הפקה מסחרית בשטח הרישיון - תקפו של הרישיון מוארך אוטומטית עד לשנה מתום הפקה מסחרית.	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט:
BOE Exploration & Production, LLC ³⁴	ציון שם המפעיל (Operator):

³⁴ חברה בבעלותה המלאה של Beacon (כהגדרתה להלן) המשמשת כמפעילה החל מחודש נובמבר 2020.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט שנגדואה		
ShenHai LLC. ^{35, 36} -	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. ³⁷	20.05%	
BOE II Shen LLC. ³⁸	20%	
BOE II Exploration LLC ³⁹	10.95%	

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט שנגדואה	
זכויות בשיעור של 23.1% בנכסי הנפט נרכשו ביום 5 באפריל 2018. זכויות בשיעור של 30.00% בנכסי הנפט נרכשו ביום 27 בנובמבר 2019, בתוקף מיום 1 באוקטובר 2019. במועד ה-FID נמכרו ל-Beacon 4.1% מהזכויות בפרויקט. ⁴⁰	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:
החזקה בנכס הנפט בשיעור של 49% באמצעות ShenHai, חברה בת (בשרשור) בבעלות מלאה (100%) של השותפות.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
38.68%	ציון החלק בפועל המשויך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
כ- 111,484 אלפי דולר.	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2021 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

³⁵ חברה בת (בשרשור) בבעלות מלאה (100%) של השותפות.

³⁶ בנוסף לזכויות האמורות, מחזיקה השותפות בחציו הדרומי של רישיון OCS-G 28148 (WR 53 block) בשטח נכס הנפט שנגדואה בשיעור של 95.44%. חציו הדרומי של רישיון זה נמצא בשלב אקספלורציה ואינו נכלל בתכנית הפיתוח הקיימת של שנגדואה. למיטב ידיעת השותפות לא קיימות חבויים בגינו.

³⁷ חברה פרטית המוחזקת במלואה על ידי קרנות של קבוצת Blackstone (לעיל ולהלן: "Beacon").

³⁸ חברה פרטית המוחזקת במלואה על ידי HEQ Deepwater. HEQ Deepwater הינה שותפות ייעודית המתמקדת בקידוחים במים העמוקים במפרץ מקסיקו בארה"ב 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 מקסיקו בארה"ב. כפי שנמסר לשותפות, בחודש באוגוסט 2021 נחתמו הסכמים מחייבים בין חברת האם של BOE II Shen, LLC (להלן: "BOE II Shen") לבין HEQ Deepwater לרכישת מניותיה של BOE II Shen על ידי HEQ Deepwater. בנוסף, לאחר רכישת המניות כאמור לעיל, מכרה BOE II Shen 10.95% מהזכויות בפרויקט לחברה ייעודית בשם BOE II Exploration LLC, שהינה בבעלות מלאה של חברת האם של Beacon.

³⁹ חברה פרטית המוחזקת במלואה על ידי קרנות של קבוצת Blackstone.

⁴⁰ לפרטים בדבר מכירת הזכויות, ראו באור 12א' לדוחות הכספיים.

8.2.2 פעולות טרם ההחזקה בנכס הנפט

עד לזכייתה של השותפות במכרז לרכישת שנגדואה, החזיקה Cobalt ב-20% מהזכויות ברישיונות שנגדואה, 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 בשנגדואה, 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, ההחזקה בנכס היתה כדלקמן: Cobalt – 54.05%; Venari – 45.95%.

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. עוד אושר בחודש אפריל 2018 מינויה של LLOG כמפעילה בשנגדואה.

בחודש ספטמבר 2018 התקבל אישור הרגולטור לבקשת ה-SOP, אשר עיקריה מתוארים להלן.

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
שנגדואה	Anadarko	2007-2018	9 קידוחי תגלית, הערכה ואימות נקדחו OCS-G 31938 OCS-G 28148 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 נושאית 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 מביניהן בעובי של כ-358 מטר נטו. שטח המאגר מוערך בכ-14 קמ"ר.

8.2.3 פיתוח נכס הנפט

שותפי הפרויקט החלו לפתח את נכס הנפט שנגדואה בהתאם לתכנית הפיתוח המאושרת.

8.2.4 עמידה בתכנית עבודה

למיטב ידיעת השותף הכללי, תכנית העבודה המפורטת ברישיון שננדואה עד למועד זה, קוימה במלואה.

8.2.5 תכנית עבודה בפועל ומתוכננת

הרישיונות בנכס הנפט שננדואה הינם בסטטוס "השהיית ההפקה" (Suspension of Production), או ("SOP") אשר ניתן לראשונה ביום 11 בספטמבר 2018, והוארך עד ליום 30 בספטמבר 2022.

קבלת החלטת השקעה (FID) ועיקרי תכנית הפיתוח (FDP)

ביום 25 באוגוסט 2021 קיבלו שותפי הפרויקט⁴¹ החלטת השקעה סופית - Final Investment Decision ("FID") לפיתוח פרויקט שננדואה בתקציב כולל (בגין 100% מהזכויות בפרויקט) של כ-1.8 מיליארד דולר.

במסגרת אישור ה-FID, חתמה חברת הפרויקט על הרשאות להוצאות (AFE) בהיקף של כ-890 מיליון דולר ארה"ב, בגין חלקה בתקציב הפרויקט, בהתאם לתכנית פיתוח מפורטת (FDP) לפרויקט, שאושרה על ידי שותפי הפרויקט במהלך חודש פברואר 2021, אשר עיקריה מפורטים להלן:

- התכנית כוללת קידוח והשלמה של ארבע בארות הפקה, התקנת ציוד וצנרת תת ימיים להולכה, שליטה ובקרה של הנפט והגז מבארות ההפקה לפלטפורמת ההפקה, הקמת פלטפורמת הפקה צפה (FPS) (המותאמת להפקה של כ-100,000 חביות נפט ביום, 140 מליון רגל מעוקב גז טבעי ליום ו-40 אלף חביות מי הפקה ליום) והתקנת צנרות יצוא של הנפט והגז מפלטפורמת ההפקה וחיבורן לצנרת הולכה ראשית קיימת אל החוף. להערכת השותפים פלטפורמת ההפקה (FPS) תוכל לטפל בעתיד גם בהפקה מתגליות נפט נוספות קיימות ועתידיות באזור. ההכנסה משירותים נוספים אלה אינה כלולה בשלב זה בתזרים המזומנים החזוי.
- תקציב הפיתוח מתווסף לעלות העבר שהושקעה על ידי שותפי שננדואה הקודמים המסתכמת לכ-1.8 מיליארד דולר. עלות זו כללה ביצוע של 9 קידוחי אקספלורציה, אימות וההערכה ורכישת מידע לצורך הערכת נכס הנפט.

⁴¹ לפרטים אודות השותפים, ראו בטבלה בסעיף 8.2.1 לעיל.

פעולות והסכמים שבוצעו בקשר עם פיתוח הפרויקט

בשנים 2021 ו-2020 בוצעו פעולות והסכמים בקשר עם פיתוח הפרויקט שעיקרם כדלקמן:

- במסגרת ההערכות לפיתוח פרויקט שנדואה, בוצע רכש מוקדם של שירותים וציוד בעלי זמן אספקה ארוך (Long Lead Items) לרבות Subsea Production Trees (יחידות ראש באר לצורך הפקה, שליטה ובקרה תת ימיות המותקנות מעל בארות ההפקה) שהוזמנו מחברת TechnipFMC.
- ביום 30 ביוני 2020 המפעילה התקשרה בהסכם עם חברת Transocean⁴², לקבלת שירותי קדיחה והשלמה של ארבעת בארות הפיתוח המתוכננות בפרויקט. לפרטים נוספים ראו דיווח מיידי של השותפות מיום 2 ביולי 2020 (אסמכתא מספר: 2020-01-070536) אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה.
- ביום 14 ביוני 2021 נחתמו הסכמים להקמת צנרות יצוא הנפט והגז מפלטפורמת ההפקה לצנרות הולכה קיימות (להלן: "ההסכמים"). ההסכמים נחתמו בין המפעילה ושותפי הפרויקט לבין מספר ספקים (להלן: "הספקים"). צנרות היצוא יוקמו ויפותחו על חשבונם של הספקים, ודמי ההולכה שישולמו לספקים במהלך תקופת ההפקה יגדילו את עלות ההפקה הכוללת לחבית נפט, וזאת בכפוף לתשלומי מיינום מסויימים שנקבעו בהסכמים. קצב ההפקה משנדואה, הצפוי לפי דוח המשאבים, הינו כ-80 אלף חביות נפט ביום (לפרטים אודות דוח המשאבים ראו סעיף 8.2.10 להלן). בעקבות ההסכמים, עלות ה-Breakeven (הכוללת עלות הקמה והפקה - Capex + Opex) של הפרויקט צפויה לעמוד על כ-16 דולר לחבית נפט ביחס לקטגוריית 2P המוצגת בדוח זה. לפרטים נוספים ראו דיווח מיידי של השותפות מיום 16 ביוני 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-039655), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה.
- ביום 4 באוגוסט 2021 עדכנה המפעילה כי לאחר השלמת תהליך פתוח ותחרותי שכלל מספר מציעים, חתמה המפעילה על חוזה רב שנתי להנדסה, רכש ובנייה (EPC) של מערכת הפקה צפה (FPS) לפרויקט (להלן בסעיף זה: "ההתקנה"). כפי שנמסר על ידי המפעילה, ה-FPS ייבנה על ידי החברה הקוריאנית Hyundai Heavy Industries Co, Ltd. (להלן: "Hyundai"), המספנה הגדולה בעולם. על פי המפרט המוסכם, ה-FPS תהיה מסוג Semi-Submersible, באורך 91 מטרים, ברוחב 91 מטרים ובגובה 90 מטרים. לאחר ההתקנה, כושר הטיפול וההפקה של ה-FPS צפוי לעמוד על כ-100,000 חביות ליום וכ-140 MMSCF של גז ליום. התכנון, הבניה וההתקנה תבוצע על ידי Hyundai במהלך 36 החודשים ממועד החתימה, כאשר השנה הראשונה תוקדש לתכנון הנדסי. Hyundai צפויה להתחיל בבניית ה-FPS ברבעון השלישי של

⁴² חברה ציבורית הנסחרת בבורסת ניו יורק. למיטב ידיעת השותפות, החברה הינה אחת מחברות הקידוחים הגדולות בעולם.

שנת 2022. לאחר השלמת בניית ה-FPS, מערכת זו תועבר לארה"ב וצפויה להיות מותקנת מעל מאגר הנפט שנגדואה במהלך החציון השני של שנת 2024.

- ביום 25 בינואר 2022 נחתם הסכם להקמת מערכות ההפקה והבקרה והתשתיות התת ימיות בפרויקט (להלן: "**המערכות התת-ימיות**") עם חברת Subsea 7 S.A.⁴³. ההסכם כולל קבלת שירותי תכנון, רכש, הקמה והתקנה של המערכות התת ימיות, שתחבר את בארות הפיתוח בפרויקט ל-FPS, וכן שירותים בקשר עם התקנת ה-FPS והקמת צנרת ייצוא הגז. העלויות הכרוכות בהסכם הינן נמוכות מאלו שתוקצבו בתקציב הפיתוח (אשר אושר כמפורט לעיל). ההסכם הינו ההסכם המהותי האחרון לפיתוח הפרויקט, והחתימה עליו מהווה התקיימות אחד מהתנאים המתלים למשיכה ראשונה של המימון הפרויקטלי.

פיתוח הפרויקט מתקדם על פי התכנון, אשר לפיו, להערכת המפעילה, ההפקה מהפרויקט צפויה להתחיל בסוף שנת 2024.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות לעיל ולהלן, לרבות ביחס לעלות ה-Breakeven, קצב ההפקה מהפרויקט, כושר הטיפול וההפקה של ה-FPS, המועדים הצפויים לתכנון, הבניה וההתקנה של ה-FPS, מועד המשיכה הראשונה, והמועד הצפוי לתחילת ההפקה מהפרויקט מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות הנ"ל מבוססות על מידע הנדסי, נתונים משוערים של זמינות וציוד, מידע כלכלי ואחר, ועשויות 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 שינויים בתנאים תפעוליים וטכניים בנכס הנפט ו/או בעקבות גורמים בלתי צפויים הקשורים בפיתוח נכסי נפט ו/או בעקבות גורמים חיצוניים שאינם בשליטת השותפות ו/או בעקבות גורמים שונים שלא ניתן להעריכם מראש.

מימון הפרויקט

ביום 1 באוגוסט 2021 חתמה חברת הפרויקט, במקביל לחתימת השותפות האחרות בפרויקט, על הסכם מימון פרויקטלי עם קונסורציום של בנקים ומוסדות פיננסיים מקומיים וזרים, בהובלת בנק Societe Generale, לצורך מימון חלקה של כל אחת משותפות שנגדואה בעלויות הפיתוח של הפרויקט. לפי הסכם המימון, תועמדה ל-ShenHai הלוואות בסך כולל של כ-444 מיליון דולר ארה"ב, וכן היא תהיה זכאית להגדיל סכום זה בכ-100 מיליון דולר ארה"ב נוספים, עד לסכום כולל של כ-544 מיליון דולר ארה"ב. המשיכה הראשונה תתבצע רק לאחר השקעת כל סך ההון הנדרש לפרויקט, וצפויה לקראת סוף שנת 2022.

⁴³ חברה המאוגדת בלוקסמבורג ונסחרת בבורסת אוסלו.

במועד קבלת ה-FID כאמור לעיל, התקיימו כל התנאים המוקדמים לסגירה פיננסית (Closing) של הסכמי המימון הפרויקטלי.

בחדש נובמבר 2021, מימשה השותפות את זכאותה להגדלת סכום המימון הפרויקטלי בכ-100 מיליון דולר ארה"ב נוספים. הגדלת סכום המימון הפרויקטלי בוצעה באמצעות הצטרפותה של נאוויטס שנחי מימון בע"מ, חברה ייעודית בבעלות מלאה של השותפות (להלן: "**החברה הייעודית**") כמלווה נוספת בקונסורציום המלווים.

הגדלת סכום המימון הפרויקטלי כאמור בוצעה על ידי השותפות באמצעות גיוס אג"ח סחיר בהיקף של כ-100 מיליון דולר ארה"ב (כ-330 מיליון ש"ח) בחודש נובמבר 2021, כאשר עם התקיימות התנאים המתלים לשחרור תמורת ההנפקה ביום 11 בנובמבר 2021, הועמדה מלוא תמורת ההנפקה (נטו) כהלוואת בעלים על ידי השותפות לחברה הייעודית, ושימשה את החברה הייעודית לצורך הצטרפותה לקונסורציום המלווים כמלווה נוספת בהסכם המימון הפרויקטלי של חברת הפרויקט.

בעקבות הצטרפות החברה הייעודית לקונסורציום המלווים והעמדת הלוואתה לחברת הפרויקט, גדל סכום המימון הפרויקטלי, שאותו חברת הפרויקט זכאית למשוך, לסך של כ-544 מיליון דולר ארה"ב (להלן: "**סכום המימון הפרויקטלי המוגדל**").

בנוסף לסכום המימון הפרויקטלי המוגדל ולהון עצמי בסך של כ-311 מיליון דולר ארה"ב שהפקידה השותפות עבור חברת הפרויקט ביום 23 באוגוסט 2021, הפקידה חברת הפרויקט ביום 16 בנובמבר 2021 הון עצמי נוסף בהיקף של כ-60 מיליון דולר ארה"ב בחשבון נאמנות, ובכך השלימה את הפקדת כל סכום ההון הנדרש בגין חלקה של ShenHai בתקציב פיתוח פרויקט שננדואה ושמרה על חלקה בפרויקט שננדואה.

בחדש מרץ 2022 התקשרו חברת הפרויקט, השותפות, ובנק Societe Generale בתפקידו כבנק הטכני של המימון הפרויקטלי, בהסכם Contingent Equity Support, במסגרתו התחייבה השותפות כי במידה שתדרש לכך, במקרה של חריגות בתקציב הפרויקט, תעמיד השותפות ל-ShenHai סך של עד 40 מיליון דולר אשר ייועד לכיסוי כרית נוספת לחריגות בתקציב (CERA - Contingent Equity Reserve Account) בדרך של השקעה הונית או הלוואת בעלים נחותה. החתימה על הסכם זה מהווה התנאי המתלה העיקרי הנוטר למשיכה הראשונה של כספי המימון הפרויקטלי.

לפרטים אודות גיוסי הון וחוב שביצעה השותפות לרבות הנפקת מניות בכורה בחברה בת והסכם ההשקעה בקשר להנפקה זו, אשר שימשו להעמדת ההון העצמי כאמור לעיל, ראו בסעיף ב' לדוח הדירקטוריון המצורף כפרק ב' לדוח זה.

לפרטים נוספים אודות הסכמי המימון הפרויקטלי, ההסכמות המסחריות והעדכונים להם, הגדלת המימון הפרויקטלי של פרויקט שננדואה והשלמת מימון הפרויקט, ראו באור 8(3) לדוחות הכספיים.

התכנית המפורטת בטבלה להלן הינה התכנית שהוגדרה ב-SOP ולוחות הזמנים המהווים את דרישות ה-SOP. לפרטים אודות התקציב הכולל המוערך לפיתוח פרויקט שנדואה, בחלוקה לפי שנים, ראו דוח התזרים שהוכן על ידי NSAI להלן.

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בתקופה או של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולות שאושרו על ידי השותפים ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁴⁴	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2019	- נמשכה בחינת חלופות פיתוח ותכנון הנדסי - נמשך פיתוח ורישיון רכיבים הנדרשים לעמידה בתנאי HPHT – לחץ גבוה, טמפרטורה גבוהה (High Pressure, High Temperature) - הוענקו חוזים לתכנון הנדסי של חלק מהרכיבים שיידרשו לפיתוח הפרויקט - הוזמן ציוד שזמן אספקתו ארוך (Long lead), לרבות יחידות Subsea Production Trees (יחידות הפקה, שליטה ובקרה תת ימיות המותקנות מעל בארות ההפקה), אשר הוזמנו מחברת TechnipFMC ("מערכות תת ימיות"). - הוגשה תכנית פיתוח ראשונית מוצעת (Field Development Plan) לשותפים	13,643	3,377
2020	- חתימה על הסכם עם חברת Transocean Ltd. לקבלת שירותי קדיחה והשלמה של ארבעת קידוחי הפיתוח. - קודם שלב תכנון הנדסי (FEED)	22,891	12,155
2021	- אישור תכנית פיתוח וקבלת החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח פרויקט שנדואה - הזמנת ציוד נוסף שזמן אספקתו ארוך (Long Lead) שימש בקידוחים - חתימה על הסכם הקמה של צנרת היצוא - חתימה על הסכם להקמת פלטפורמת ההפקה - התחלת עבודות Hyundai תחת הסכם EPC (הנדסה, רכש ובנייה) של אסדת ההפקה הצפה	168,812	82,718
2022	- קידום הליך אישור הרכיבים הנדרשים לעמידה בתנאי HPHT – לחץ גבוה, טמפרטורה גבוהה (High Pressure, High Temperature) - תחילת פעולות קידוח - המשך הקמת פלטפורמת ההפקה - תחילת ביצוע עבודות הקמת צנרת היצוא	643,286	315,210
2023	- תחילת עבודות השלמה - התקנת צנרת היצוא	504,294	247,104
2024	- השלמת התקנת צנרת היצוא - העברת פלטפורמת ההפקה למפרץ מקסיקו והתקנה - תחילת הפקה	391,968	192,064
2025 ואילך	תשלום נדחה לקבלן פלטפורמת ההפקה ויתרת תשלומים לקבלנים	134,070	65,694

⁴⁴ הערכות בדבר עלויות תכנית פיתוח מופיעות בתחזית התזרים ומהוות הערכות כלליות בלבד. התקציב המתואר בטבלה זו מתייחס להחזקות השותפות בזכויות בנכס הנפט במועד אליו מתייחס הסעיף - שיעור של 23.1% עד ליום 30 בספטמבר 2019, החזקות השותפות בזכויות בשיעור של 53.1% בשנדואה החל מיום 1 באוקטובר 2019 והחזקות השותפות בזכויות בשיעור של 49% החל מיום 25 באוגוסט 2021.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות דלעיל לעניין הפעולות המתוכננות בנכס הנפט, לרבות עלויות ולוחות זמנים, ולרבות בנוגע למועד 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.

8.2.6 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות הקשורות בנכס הנפט

שיעור ההשתתפות	אחוז	שיעור מגולם ל-100%	הסברים
השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	49%	100%	ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 8.2.1 לעיל
השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	38.68%	78.75%	ראו תחשיב בסעיף 8.2.7 להלן
השיעור המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח או הפקה בנכס הנפט	49%	100%	ראו תחשיב בסעיף 8.2.8 להלן

8.2.7 שיעור ההשתתפות בפועל של מחזיקי 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 המשויך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט	49%	

8.2.8 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 לממשל הפדרלי בארה"ב
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2019	3,377	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2020	12,155	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2021	82,718	-

8.2.9 עתודות בנכס הנפט שנגדואה

(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 2021 הינם כמפורט להלן.

סה"כ חלק השותפות 45 (Net)				סה"כ בנכסי הנפט (Gross)			קטגוריית עתודות
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE	נפט MMBBL	נוזלי גז טבעי MMBBL	גז טבעי BCF	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	
58.4	45.1	6.6	40.2	144.2	120.7	140.8	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
98.9	76.4	11.2	67.5	243.6	203.7	239.1	עתודות צפויות (Probable Reserves)
157.3	121.5	17.8	107.7	387.8	324.4	379.9	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
143.7	111.6	16.0	96.5	354.5	297.6	341.5	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
300.9	233.1	33.8	204.2	742.3	622.0	721.4	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)

(2) בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, 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; (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, 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;

⁴⁵ 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. הגדרה זו תקפה גם ליתר טבלאות העתודות בדיווח זה.

(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.

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.

רזרבות אפשריות (Possible Reserves) הן הרזרבות הנוספות אשר אינן צפויות להיות מופקות באותה מידה כמו הרזרבות הצפויות (Probable Reserves) ישנו סיכוי של 10% שהכמויות שיופקו בפועל יהיו שוות או גבוהות מכמות הרזרבות המוכחות (Proved Reserves), בצירוף כמות הרזרבות הצפויות (Probable Reserves) ובצירוף כמות הרזרבות 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 FactSet⁴⁶: (1) מחירי נפט- נלקחו תחזיות לגבי מחירי נפט West Texas Intermediate (WTI). מחיר הנפט מותאם לאיכות הנפט, לעלויות הולכה ולהפרשי שערים, ביחס ל-WTI; (2) מחירי גז- נלקחו תחזיות לגבי מחירי גז טבעי Henry Hub. מחיר הגז מותאם לאיכות הגז, לעלויות הולכה ולהפרשי שערים.

⁴⁶ המעודכנים למועד הסמוך לאישור הדוח.

להלן טבלה המרכזת את תחזיות מחירי הנפט והגז הטבעי בהם נעשה שימוש (לפני התאמות) :

<u>מחיר גז טבעי</u> <u>דולר/MMBTU</u>	<u>מחיר נפט</u> <u>דולר/חבית</u>	<u>סוף תקופה</u>
3.97	76.51	31.12.2022
3.55	72.27	31.12.2023
3.26	68.83	31.12.2024
3.23	66.13	31.12.2025
3.23	66.13	לאחר מכן

- (2) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הן עלויות שהונחו על ידי מפעילת שננדואה ועל ידי NSAI. עלויות אלו נועדו לכלול עלויות הולכה, עלויות צנרות ייצוא, דמי ייצוא בצינור, הוצאות תקורה לבאר ואומדנים של עלויות שונות. עלויות התפעול חולקו לעלויות ברמת עלויות השדה, עלויות לבאר ועלויות ליחידת ייצור. עלויות התפעול אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
- (3) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון מבוססות על הוצאות מאושרות והוצאות בפועל שהוצאו בפרויקט וכוללות הוצאות הוניות אשר תידרשנה לתחזוקת הבארות, קדיחת בארות חדשות, שירותים שונים ולציוד הפקה. ההוצאות ההוניות שסופקו ל-NSAI על-ידי המפעילה בנכס נראות סבירות בעיניה, עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
- (4) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן הערכות שסופקו ל-NSAI על-ידי המפעילה בנכס בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות, נטישת פלטפורמת ההפקה וציוד ההפקה. כפי שהוגדר על ידי המפעילה, עלויות הנטישה אינן כוללות את הניצולת של המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
- (5) 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.
- (6) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון מס בשיעור 21%, שיעור התמלוגים שישולמו ברמת נכס הנפט לממשל הפדרלי, בשיעור של 12.5%-16.67%. בנוסף נלקח בחשבון תמלוג על לצדדים שלישיים בשיעור של 2% ולשותף הכללי בשיעור של 6%.

התזרים המהוון עודכן ביחס לתזרים המהוון שנכלל בדוח העתודות שפורסם בתאריך 20 באוקטובר 2021⁴⁷ (להלן בסעיף זה: "דוח העתודות הקודם") בעיקר לאור תחזית עדכנית של מחירי נפט ושינוי ביתרת הזמן להיוון. להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 31.12.2021 באלפי דולר, המיוחס לחלקה של השותפות בעתודות שבנכס הנפט:

⁴⁷ ראו דיווח מיידי של השותפות מיום 20 באוקטובר 2021 (אסמכתא מספר: 157983-01-2021), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות Proved Reserves ליום 31.12.2021 (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) 48	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%								100% מנכסי הנפט		
(302,272)	(308,755)	(315,675)	(323,083)	(331,039)	-	(331,039)	-	(331,039)	-	-	-	-	-	2022
(196,309)	(209,238)	(223,651)	(239,800)	(257,991)	-	(257,991)	-	(257,991)	-	-	-	-	-	2023
(78,686)	(87,525)	(97,819)	(109,890)	(124,154)	-	(124,154)	-	(188,956)	(3,349)	(19,226)	87,376	2,999	2,554	2024
360,818	418,799	489,328	575,890	683,174	(27,468)	710,641	-	(24,979)	(38,508)	(231,406)	1,005,534	35,993	30,643	2025
213,414	258,478	315,735	389,283	484,893	(100,249)	585,142	-	(24,715)	(37,900)	(197,395)	845,152	30,244	25,756	2026
105,416	133,227	170,136	219,757	287,417	(66,329)	353,746	-	-	(38,030)	(119,389)	511,165	18,282	15,579	2027
50,557	66,681	89,036	120,495	165,496	(36,666)	202,163	-	-	(35,204)	(72,336)	309,702	11,070	9,439	2028
23,612	32,496	45,362	64,314	92,749	(17,324)	110,073	-	-	(34,890)	(44,177)	189,140	6,760	5,768	2029
7,783	11,178	16,312	24,229	36,688	(11,223)	47,911	-	(59,780)	(27,060)	(41,070)	175,822	6,231	5,404	2030
15,853	23,757	36,246	56,400	89,673	(17,658)	107,331	-	-	(26,984)	(40,946)	175,261	6,140	5,392	2031
3,215	5,028	8,021	13,077	21,834	(5,224)	27,058	-	(9,800)	(25,884)	(19,128)	81,870	2,854	2,520	2032
6,740	10,999	18,344	31,331	54,928	(20,503)	75,431	-	(49,980)	(24,951)	(45,834)	196,196	6,909	6,034	2033
10,480	17,846	31,115	55,675	102,487	(24,403)	126,890	-	-	(23,836)	(45,943)	196,669	6,940	6,047	2034
4,140	7,356	13,408	25,134	48,581	(10,553)	59,134	-	-	(23,532)	(25,197)	107,863	3,807	3,317	2035
1,204	2,233	4,256	8,358	16,965	(2,516)	19,481	-	-	(23,532)	(13,111)	56,124	1,981	1,726	2036
(1,497)	(3,028)	(6,321)	(13,653)	(30,614)	-	(30,614)	(31,850)	-	(11,766)	(3,963)	16,965	599	522	2037-2038
224,469	379,529	593,834	897,516	1,341,088	(340,118)	1,681,205	(31,850)	(947,239)	(375,426)	(919,121)	3,954,841	140,808	120,701	סה"כ

⁴⁸ כמות המכירות כוללת מכירת נוזלי גז טבעי וגז טבעי.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות Probable Reserves ליום 31.12.2021 (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) ⁴⁹	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%								100% מנכסי הנפט)		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2023
2,582	2,872	3,210	3,606	4,074	-	4,074	-	-	-	(1,145)	5,219	186	152	2024
23,032	26,733	31,235	36,761	43,609	(1,699)	45,308	-	(950)	-	(13,809)	60,067	2,230	1,824	2025
49,794	60,309	73,668	90,829	113,137	(40,403)	153,539	-	(15,401)	-	(51,472)	220,412	7,977	6,710	2026
86,738	109,621	139,990	180,819	236,491	(67,670)	304,161	-	(38,958)	-	(104,556)	447,675	16,059	13,640	2027
62,587	82,547	110,221	149,166	204,875	(64,379)	269,254	-	(82,089)	(392)	(107,167)	458,902	16,587	13,972	2028
87,525	120,457	168,151	238,401	343,808	(94,854)	438,662	-	(55,106)	(1,764)	(150,996)	646,528	23,233	19,709	2029
90,809	130,410	190,320	282,681	428,049	(99,569)	527,618	-	59,780	(2,352)	(143,290)	613,480	21,896	18,845	2030
42,681	63,960	97,585	151,845	241,427	(62,584)	304,010	-	-	(2,428)	(93,378)	399,816	14,351	12,276	2031
28,809	45,054	71,873	117,176	195,647	(49,302)	244,949	-	9,800	(3,528)	(72,731)	311,407	11,165	9,562	2032
10,707	17,472	29,140	49,770	87,254	(14,599)	101,854	-	49,980	(4,461)	(17,158)	73,493	2,708	2,251	2033
448	763	1,330	2,380	4,382	(10,597)	14,979	-	(59,780)	(5,576)	(24,429)	104,764	4,208	3,183	2034
5,331	9,473	17,267	32,368	62,562	(26,899)	89,460	-	(79,380)	(5,880)	(53,162)	227,883	8,876	6,944	2035
26,220	48,620	92,667	181,998	369,415	(101,160)	470,575	-	(40,180)	(5,880)	(157,376)	674,011	24,660	20,659	2036
53,374	109,263	231,720	510,774	1,174,306	(304,369)	1,478,676	(17,150)	(119,560)	(238,342)	(551,292)	2,405,019	84,960	73,944	2037-2047
570,637	827,554	1,258,380	2,028,574	3,509,035	(938,083)	4,447,118	(17,150)	(371,844)	(270,602)	(1,541,961)	6,648,676	239,097	203,672	סה"כ

⁴⁹ כמות המכירות כוללת מכירת נוזלי גז טבעי וגז טבעי

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות וצפויות (2P) Proved+Probable Reserves ליום 31.12.2021 (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 מכירת (MMCF) ⁵⁰	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	שנה
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%								100% מנכסי הנפט		
(302,272)	(308,755)	(315,675)	(323,083)	(331,039)	-	(331,039)	-	(331,039)	-	-	-	-	-	2022
(196,309)	(209,238)	(223,651)	(239,800)	(257,991)	-	(257,991)	-	(257,991)	-	-	-	-	-	2023
(76,104)	(84,653)	(94,609)	(106,284)	(120,080)	-	(120,080)	-	(188,956)	(3,349)	(20,371)	92,596	3,185	2,706	2024
383,850	445,532	520,563	612,651	726,783	(29,167)	755,949	-	(25,928)	(38,508)	(245,215)	1,065,601	38,222	32,467	2025
263,208	318,786	389,403	480,112	598,030	(140,651)	738,682	-	(40,115)	(37,900)	(248,867)	1,065,564	38,221	32,466	2026
192,154	242,847	310,126	400,576	523,908	(133,999)	657,907	-	(38,958)	(38,030)	(223,946)	958,840	34,341	29,219	2027
113,145	149,228	199,257	269,662	370,371	(101,045)	471,416	-	(82,089)	(35,596)	(179,503)	768,604	27,657	23,411	2028
111,136	152,953	213,514	302,715	436,557	(112,178)	548,735	-	(55,106)	(36,654)	(195,172)	835,667	29,993	25,477	2029
98,592	141,588	206,633	306,910	464,737	(110,792)	575,529	-	-	(29,412)	(184,361)	789,302	28,127	24,249	2030
58,534	87,716	133,831	208,244	331,100	(80,242)	411,342	-	-	(29,412)	(134,324)	575,077	20,491	17,668	2031
32,024	50,082	79,894	130,253	217,481	(54,526)	272,006	-	-	(29,412)	(91,859)	393,277	14,019	12,082	2032
17,447	28,471	47,484	81,101	142,183	(35,103)	177,285	-	-	(29,412)	(62,992)	269,689	9,617	8,285	2033
10,928	18,609	32,446	58,055	106,869	(35,001)	141,869	-	(59,780)	(29,412)	(70,372)	301,433	11,148	9,230	2034
9,471	16,828	30,676	57,502	111,142	(37,452)	148,594	-	(79,380)	(29,412)	(78,359)	335,746	12,683	10,261	2035
27,424	50,853	96,922	190,356	386,380	(103,676)	490,056	-	(40,180)	(29,412)	(170,487)	730,135	26,641	22,385	2036
51,877	106,235	225,399	497,121	1,143,692	(304,369)	1,448,062	(49,000)	(119,560)	(250,108)	(555,255)	2,421,984	85,559	74,466	2037-2047
795,106	1,207,083	1,852,214	2,926,090	4,850,123	(1,278,200)	6,128,323	(49,000)	(1,319,082)	(646,028)	(2,461,082)	10,603,516	379,905	324,372	סה"כ

⁵⁰ כמות המכירות כוללת מכירת נוזלי גז טבעי וגז טבעי.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות Possible Reserves ליום 31.12.2021 (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 מכירת נפט (אלפי חביות)		שנה
מהוון ב-20%	מהוון ב-15%	מהוון ב-10%	מהוון ב-5%	מהוון ב-0%								כמות מכירת נפט (MMCF) ⁵¹	100% מנכסי הנפט	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2023
463	515	576	647	731	-	731	-	-	-	(225)	956	2	30	2024
3,796	4,406	5,148	6,059	7,187	(259)	7,446	-	(950)	-	(2,596)	10,992	28	365	2025
(3,112)	(3,770)	(4,605)	(5,677)	(7,072)	(850)	(6,221)	-	(14,643)	-	(2,608)	11,029	30	366	2026
31,346	39,616	50,591	65,346	85,465	(17,609)	103,073	-	29,225	-	(22,543)	96,391	3,112	2,965	2027
43,456	57,315	76,530	103,571	142,251	(33,648)	175,899	-	32,885	392	(43,519)	186,142	6,156	5,714	2028
6,702	9,224	12,876	18,255	26,326	(14,013)	40,340	-	(36,505)	1,372	(23,031)	98,503	3,248	3,028	2029
7,277	10,450	15,251	22,652	34,301	(19,444)	53,745	-	(73,218)	1,176	(38,280)	164,067	6,331	5,004	2030
41,709	62,502	95,362	148,385	235,925	(64,979)	300,904	-	(37,591)	98	(103,098)	441,495	16,013	13,543	2031
48,375	75,652	120,686	196,757	328,520	(89,904)	418,424	-	(42,715)	(588)	(140,743)	602,471	21,220	18,528	2032
41,812	68,232	113,797	194,361	340,746	(96,323)	437,068	-	(66,639)	(1,274)	(152,881)	657,862	22,681	20,268	2033
44,228	75,312	131,314	234,959	432,517	(100,613)	533,129	-	59,780	(2,352)	(135,054)	610,756	20,522	18,857	2034
25,398	45,129	82,264	154,203	298,053	(65,293)	363,346	-	79,380	(2,352)	(81,478)	367,797	11,638	11,410	2035
(4,068)	(7,543)	(14,376)	(28,235)	(57,311)	11,634	(68,945)	-	(19,600)	(2,352)	17,735	(64,728)	(3,189)	(1,922)	2036
41,570	109,989	313,510	974,288	3,346,591	(896,930)	4,243,521	(14,700)	(179,340)	(550,652)	(1,508,983)	6,497,195	233,689	199,449	2037-2067
328,952	547,030	998,923	2,085,569	5,214,231	(1,388,231)	6,602,462	(14,700)	(269,931)	(556,533)	(2,237,304)	9,680,929	341,482	297,606	סה"כ

⁵¹ כמות המכירות כוללת מכירת נוזלי גז טבעי וגז טבעי.

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (3P) Proved+Probable+Possible Reserves ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות בנכס הנפט)															
שנה	כמות מכירת נפט (אלפי חביות)	כמות מכירות (MMCF) 52	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%	
2022	-	-	-	-	-	(331,039)	-	(331,039)	-	(331,039)	(331,039)	(323,083)	(315,675)	(308,755)	(302,272)
2023	-	-	-	-	-	(257,991)	-	(257,991)	-	(257,991)	(257,991)	(239,800)	(223,651)	(209,238)	(196,309)
2024	2,736	3,188	93,552	(20,596)	(3,349)	(188,956)	-	(119,349)	-	(119,349)	(119,349)	(105,637)	(94,033)	(84,137)	(75,641)
2025	32,832	38,251	1,076,593	(247,811)	(38,508)	(26,878)	-	763,396	(29,426)	(29,426)	733,970	618,710	525,711	449,938	387,646
2026	32,832	38,251	1,076,593	(251,475)	(37,900)	(54,758)	-	732,460	(141,502)	(141,502)	590,959	474,434	384,798	315,017	260,096
2027	32,184	37,453	1,055,231	(246,488)	(38,030)	(9,733)	-	760,980	(151,608)	(151,608)	609,372	465,921	360,717	282,463	223,500
2028	29,125	33,813	954,746	(223,022)	(35,204)	(49,204)	-	647,315	(134,693)	(134,693)	512,622	373,233	275,788	206,544	156,601
2029	28,505	33,241	934,171	(218,203)	(35,282)	(91,611)	-	589,075	(126,191)	(126,191)	462,883	320,970	226,389	162,177	117,838
2030	29,254	34,458	953,369	(222,641)	(28,236)	(73,218)	-	629,275	(130,236)	(130,236)	499,038	329,562	221,884	152,038	105,869
2031	31,211	36,504	1,016,572	(237,421)	(29,314)	(37,591)	-	712,246	(145,221)	(145,221)	567,025	356,629	229,193	150,218	100,243
2032	30,610	35,240	995,748	(232,603)	(30,000)	(42,715)	-	690,431	(144,430)	(144,430)	546,001	327,010	200,580	125,733	80,399
2033	28,554	32,298	927,551	(215,873)	(30,686)	(66,639)	-	614,353	(131,425)	(131,425)	482,928	275,461	161,281	96,703	59,259
2034	28,088	31,670	912,189	(205,426)	(31,764)	-	-	674,999	(135,613)	(135,613)	539,385	293,014	163,760	93,921	55,156
2035	21,671	24,321	703,543	(159,838)	(31,764)	-	-	511,941	(102,745)	(102,745)	409,196	211,705	112,940	61,958	34,869
2036	20,463	23,452	665,407	(152,752)	(31,764)	(59,780)	-	421,111	(92,042)	(92,042)	329,069	162,121	82,546	43,310	23,356
2037-2067	273,915	319,248	8,919,179	(2,064,237)	(800,759)	(298,900)	(63,700)	5,691,582	(1,201,299)	(1,201,299)	4,490,283	1,471,409	538,909	216,224	93,448
סה"כ	621,978	721,388	20,284,445	(4,698,386)	(1,202,561)	(1,589,013)	(63,700)	12,730,785	(2,666,432)	(2,666,432)	10,064,353	5,011,660	2,851,137	1,754,113	1,124,058

⁵² כמות המכירות כוללת מכירת נוזלי גז טבעי וגז 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 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 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.

(ג) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של העתודות בנכס הנפט (מחיר הנפט והגז וכמות מכירות הנפט והגז) ליום 31.12.2021 (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%						קטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,601,496	1,091,424	743,137	497,579	319,815	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,080,679	703,580	444,484	261,422	129,059
עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,948,131	2,276,365	1,409,717	926,056	638,059	עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,069,939	1,780,442	1,106,489	728,373	502,468
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,549,627	3,367,789	2,152,855	1,423,636	957,874	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,150,618	2,484,022	1,550,973	989,795	631,527
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	5,854,840	2,331,015	1,114,524	609,970	366,711	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	4,573,193	1,840,021	883,230	483,983	291,076
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	11,404,467	5,698,804	3,267,378	2,033,606	1,324,585	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	8,723,812	4,324,043	2,434,204	1,473,778	922,603
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%						קטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,731,700	1,188,079	817,304	556,008	366,832	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	950,475	606,611	369,809	202,368	81,354
עתודות צפויות (Probable Reserves)	4,167,679	2,400,412	1,485,632	975,609	672,102	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,850,392	1,656,376	1,030,544	678,783	468,384

8.2 שנדואה

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%
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,899,380	3,588,491	2,302,936	1,531,618	1,038,934	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,800,866	2,262,988	1,400,353	881,150	549,738
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	6,175,145	2,453,761	1,172,361	641,486	385,642	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	4,252,595	1,717,235	825,381	452,459	272,137
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	12,074,524	6,042,252	3,475,297	2,173,104	1,424,576	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	8,053,461	3,980,222	2,225,734	1,333,609	821,875
גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%						קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,861,905	1,284,733	891,470	614,437	413,849	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	820,270	509,643	295,134	143,314	33,649
עתודות צפויות (Probable Reserves)	4,387,127	2,524,429	1,561,537	1,025,159	706,144	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,630,844	1,532,308	954,597	629,191	434,299
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,249,032	3,809,163	2,453,007	1,639,597	1,119,993	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,451,114	2,041,951	1,249,731	772,505	467,948
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	6,495,549	2,576,537	1,230,209	673,006	404,574	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	3,931,997	1,594,449	767,534	420,936	253,199
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	12,744,581	6,385,700	3,683,216	2,312,602	1,524,567	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	7,383,111	3,636,400	2,017,265	1,193,441	721,147
גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 10%						קיטון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 10%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,581,182	1,076,394	731,630	488,526	312,534	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,100,993	718,638	456,039	270,533	136,403
עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,912,485	2,256,374	1,397,580	918,199	632,705	עתודות צפויות (Probable Reserves)	3,105,585	1,800,455	1,118,661	736,274	507,870
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,493,668	3,332,768	2,129,210	1,406,724	945,239	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	4,206,578	2,519,094	1,574,700	1,006,807	644,273
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	5,801,984	2,310,817	1,105,044	604,826	363,635	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	4,626,096	1,860,225	892,711	489,128	294,153
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,295,652	5,643,585	3,234,254	2,011,551	1,308,874	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	8,832,674	4,379,319	2,467,411	1,495,935	938,426

8.2 שנגדואה

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 בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,701,230	1,165,563	800,089	542,484	355,973	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	980,945	629,199	387,141	216,035	92,370
עתודות צפויות (Probable Reserves)	4,114,210	2,370,397	1,467,381	963,767	664,009	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,903,860	1,686,396	1,048,802	690,634	476,487
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	5,815,440	3,535,960	2,267,469	1,506,251	1,019,982	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,884,806	2,315,595	1,435,943	906,669	568,857
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	6,095,861	2,423,464	1,158,142	633,771	381,027	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	4,331,950	1,747,541	839,603	460,176	276,754
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	11,911,302	5,959,424	3,425,611	2,140,022	1,401,009	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	8,216,755	4,063,136	2,275,546	1,366,845	845,611
קיסון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	1,821,277	1,254,712	868,516	596,405	399,371	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	860,898	539,760	318,243	161,537	48,337
עתודות צפויות (Probable Reserves)	4,315,888	2,484,425	1,537,207	1,009,370	695,354	עתודות צפויות (Probable Reserves)	2,702,136	1,572,337	978,943	644,994	445,103
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	6,137,165	3,739,137	2,405,723	1,605,776	1,094,725	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3,563,033	2,112,097	1,297,186	806,531	493,440
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	6,389,786	2,536,126	1,211,245	662,717	398,420	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	4,037,803	1,634,856	786,495	431,224	259,354
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	12,526,951	6,275,263	3,616,969	2,268,493	1,493,145	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	7,600,836	3,746,953	2,083,681	1,237,755	752,795

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 31.12.2021, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ 2022 ;
2. ציון שם התאגיד: נאוויטס פטרוליום - שותפות מוגבלת ;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל 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- Resources (2007) Petroleum Management System כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח ;
8. הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר המשאבים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
9. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל

השותף הכללי

8.2.10 הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט שנגדואה

(א) הסכם איחוד פעולות ברישיונות שנגדואה

לצורך איחוד פעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה בשטח רישיונות שנגדואה המורכב ממספר רישיונות כמפורט בסעיף 8.2.1 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 מקסיקו מטעם BSEE (להלן: "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.

להלן יפורטו הוראות עיקריות מתוך ההסכם:

1. המפעיל; התפטרות המפעיל והעברתו מתפקידו; בחירת מפעיל מחליף
למעט אם נקבע אחרת, ניתנו למפעיל בשטח הרישיונות עליו חל ההסכם (Unit Operator) כל הסמכויות והחובות בקשר לניהול פעולות קידוח, פיתוח והפקה בנכס.
המפעיל רשאי להתפטר מתפקידו בכל עת, והתפטרותו כאמור תיכנס לתוקף כעבור 60 ימים אחרי שמסר את הודעתו 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 מפעיל מחליף, לצורך השעיית או נטשת הפעולות. אם מונה מפעיל מחליף, ההתפטרות תיכנס לתוקף עם מינויו ואישורו של המפעיל המחליף.
ניתן להעביר את המפעיל מתפקידו בהצבעה, בהתאם להוראות שנקבעו בהסכם התפעול המשותף (לפרטים אודות הסכם זה ראו סעיף 8.2.11(ב) להלן). העברה מתפקיד לא תיכנס לתוקף עד שמחזיקי הזכויות יידעו את BSEE והמפעיל עצמו ועד אשר המפקח כאמור יאשר את בחירתו של המפעיל המחליף.
- התפטרות המפעיל או העברתו מתפקיד אינה פוטרת את המפעיל מאחריות לכל אי-עמידה בחובות שהיו מוטלים עליו עובר למועד שבו ההתפטרות ו/או העברה מתפקיד, לפי העניין, נכנסה לתוקף. בחירת מפעיל תחליף, בין אם בעקבות התפטרות המפעיל הנוכחי ובין אם בעקבות בקשה להעביר את המפעיל מתפקידו, כפופה לאישור של רוב ממחזיקי הזכויות ואישור בכתב של המפעיל המחליף על קבלת הזכויות והחובות כמפעיל. ככל שלא ימונה מחליף מפעיל תוך 60 ימים לאחר ההודעה למפקח מטעם BSEE כאמור לעיל, המפקח רשאי למנות אחד ממחזיקי הזכויות (שאינו המפעיל) כמפעיל מחליף, או לחילופין לקבוע כי ההסכם בטל.

2. הסכם תפעול משותף בשטח המאוחד

המפעיל 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 המפעיל שנקבעו בהסכם זה. בכל מקרה של סתירה בין שני ההסכמים, הוראות הסכם איחוד הפעולות ברישיונות יגברו.

3. 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.

(ב) הסכם תפעול משותף ברישיונות שננדואה

הפעילות במסגרת רישיונות שננדואה 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 8.2.11(א) לעיל, או להחליף אי אלו מההתחייבות של מחזיקי הזכויות או המפעיל שנקבעו בהסכם איחוד הפעולות ברישיונות כאמור. בכל מקרה של סתירה בין שני ההסכמים, הוראות הסכם איחוד הפעולות ברישיונות יגברו.

להלן יפורטו ההוראות העיקריות בהסכם1. זהות המפעיל, זכויותיו וחובותיו

BOE Exploration & Production, LLC הינה המפעיל (Operator) בנכס שננדואה (להלן: "**המפעיל**"). בכפוף לתנאי ההסכם, המפעיל אחראי באופן בלעדי לניהול הפעולות בשטח ההסכם. למפעיל לא תהיינה זכויות הצבעה והוא אינו מחזיק בזכויות השתתפות ברישיונות.

המפעיל אינו רשאי להעביר את הפעלת הפרויקט לגורם אחר. המפעיל יבצע את תפקידיו בצורה טובה ומקצועית, כפי שמפעיל אחראי היה פועל בנסיבות זהות או דומות.

המפעיל נדרש להשיג ולקיים את הביטוחים המפורטים בהסכם בהתאם להוראות הכלולות בו, וכן להשיג ולתחזק את כל הבטוחות או ערבויות

כספיות הנדרשות על פי דין. המפעיל מחויב בסודיות כמו יתר שותפי הפרויקט.

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

המפעיל ידווח לצדדים וימציא 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, המפעיל יספק על פי בקשה של מי מהצדדים כל מידע זמין נוסף על חשבונם.

2. התפטרות המפעיל והעברתו מתפקידו ; בחירת מפעיל מחליף

המפעיל רשאי 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 במפעיל כאילו התפטר מתפקידו, מבלי שיתר הצדדים יצטרכו לנקוט בכל פעולה.

במקרה של התפטרות או העברת מפעיל מתפקידו, לפני קבלת החלטת ההשקעה, ימונה מפעיל חדש 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 המפעיל מתפקידו בהצבעה של צד אחד או יותר להסכם, המחזיקים לפחות 51% מזכויות ההצבעה, אם המפעיל ביצע הפרה מהותית של ההסכם ולא תיקן את ההפרה תוך 30 ימים מקבלת הודעה על הפרה כאמור. על אף האמור, אם לא ניתן לתקן את ההפרה תוך פרק זמן זה, והמפעיל החל בתקופה זו בפעולות או צעדים לתיקון ההפרה אזי המפעיל לא יועבר מתפקידו.

3. פיטורי מפעיל מחמת עילה

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

- המפעיל נמצא אחראי בפס"ד חלוט (או החלטת בוררות בעלת אופי דומה) לפעולה שבוצעה בזדון (Willful Misconduct) או רשלנות רבתי ;
- המפעיל נעשה חדל פירעון, פושט רגל או נמצא בהליך כינוס נכסים ; כונס נכסים מונה כמפעיל או לחלק משמעותי מנכסיו או ענייניו ;

▪ Beacon, המפעיל או BOE II Exploration LLC העבירו חלק מזכויותיהן ברישיונות (למעט העברה לחברה קשורה, או כתוצאה ממיזוג או מכירת עיקר נכסיה במפרץ מקסיקו), 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 המפעיל, ואם בית המשפט הפדרלי לפשיטת רגל מונע את העברת המפעיל מתפקידו, יתר הצדדים להסכם והמפעיל יכוננו ועדת תפעול זמנית לצורך תפקוד עד אשר תתקבל החלטת המפעיל אם ממשיך בקיום ההסכם או לא בהתאם לחוק פשיטת רגל האמריקאי.

החלטה על העברת מפעיל מתפקידו צריכה להתקבל תוך 90 ימים לאחר שנודע לאחד הצדדים להסכם (שאינו המפעיל) אודות אחד המקרים המתוארים לעיל.

התפטרות המפעיל או העברת המפעיל מתפקידו כאמור תיכנסנה לתוקפן בבוקר היום הראשון בחודש הקלנדרי העוקב שיחול לאחר חלוף 90 יום ממועד ההתפטרות או החלטה על העברת המפעיל מתפקידו, אלא אם נדרש זמן נוסף לקבלת אישור למפעיל המחליף.

עם התפטרותו או העברתו של המפעיל מתפקידו, ייבחר מפעיל מחליף על-ידי הצדדים להסכם, כאשר החלטה צריכה להתקבל בהתאם לזכויות ההצבעה המפורטות בס"ק 7 להלן. הצבעתו של המפעיל לא תיספר ככל שהוא לא זכאי להצביע, נמנע מהצבעה או מצביע אך ורק במטרה לקבל חזרה את תפקידו כמפעיל. ככל שקיימים רק שני צדדים להסכם, מי שאינו המפעיל באותה עת זכאי להפוך למפעיל, אך אין הוא מחויב לכך. במקרה שאף צד אינו מוכן להפוך למפעיל, ההסכם יבוא לסיומו.

4. אופן ההתחשבנות

אלא אם נקבע אחרת, המפעיל ישלם את כל ההוצאות על פי ההסכם, והצדדים המשתתפים (בהתאם להגדרתם בהסכם) יחזירו לו הוצאות אלה, בהתאם לשיעור החזקתם. המפעיל רשאי 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, המפעיל לא יבצע פרויקט מסוים שעלותו המוערכת עולה על 300,000 דולר ללא קבלת אישור הצדדים בהתאם להוראות ההסכם, ולמעט פעולות הדרושות במקרי חירום בהתאם לשיקול דעתו כמפעיל סביר ואחראי.

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

6. בטוחות ושעבודים של זכויות השותפים

להבטחת כל התחייבויותיהם לפי הסכם התפעול המשותף הקנו הצדדים שאינם המפעיל למפעיל 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, להודיע למפעיל 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

המפעיל רשאי 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 המפעיל 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.

(ג) פיתוח הפרויקט בלחצי עבודה של עד 20,000 psi

הסטנדרט בתעשיית הנפט הימית כיום הינו לעבודה בלחצים של עד 15,000 psi. להערכת המפעיל בפרויקט שנגדואה, לחצי העבודה המקסימליים הצפויים בתחילת ההפקה יעמדו על כ-16,000 psi, לחצים העולים במקצת על הסטנדרט הקיים.

קידוחי הפיתוח עתידים להתבצע תוך שימוש בציד קיים המותאם ללחצי 15,000 psi (כפי שבוצע בתשעת קידוחי העבר בשנגדואה ובבארות דומות בתעשייה). ההתאמה של רכיבים ללחצי עבודה של 20,000 psi נדרשת לשלב ההשלמות של הקידוחים, לרבות בשסתומי ויסות לחצים, בראשי באר, וברכיבים תת ימיים אחרים. במרבית התשתיות, לרבות בפלטפורמות ההפקה ומתקני הטיפול, יעשה שימוש בציד המותאם ללחצי העבודה הסטנדרטיים של עד 15,000 psi.

רכיבים העומדים בלחצי עבודה של עד 20,000 psi (להלן: "הרכיבים") נדרשים כיום במספר פרויקטים, לרבות פרויקטים המפותחים על ידי חברות הנפט הגדולות במפרץ מקסיקו וברחבי העולם. דוגמאות לפרויקטים מסוג זה הינם פרויקט Anchor, המופעל על ידי Chevron, אשר לגביו התקבלה החלטה סופית לפיתוח בסוף שנת 2019. מפעילות נוספות במפרץ מקסיקו, כדוגמת Shell ו-BP מחזיקות בזכויות בפרויקטים המחייבים עבודה בלחצים של 20,000 psi.

השותפים הזמינו מחברת TechnipFMC, ציוד הכולל בעיקרו ראשי באר ויחידות Subsea Production Trees (יחידות הפקה, שליטה ובקרה תת ימיות המותקנות מעל בארות ההפקה), מותאם ללחצי ה-20,000 psi. פרויקט שנגדואה נהנה ממאמצים בכלל התעשייה לקידום פרויקטים עם לחץ-גבוה ו/או טמפרטורה גבוהה (HPHT), הכוללים עבודות רבות שנים שבוצעו על-ידי ספקים ומפעילים שונים במפרץ מקסיקו.

הליך קבלת ההיתרים ביחס לרכיבים השונים נמצא בשלבים מתקדמים מול הרגולטור ושותפי שנגדואה צופים כי יושלם על פי תכנון הפרויקט במהלך שנת המחצית השנייה של 2023.

לפרטים אודות הסכם השתתפות בעלויות הרכיבים המותאמים ללחצים של עד 20,000 psi שחתמו שותפי שנגדואה עם Anadarko, ראו סעיף 8.2.13 (ג) לדוח התקופתי לשנת 2019.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות השותפות דלעיל לרבות ביחס למועד השלמת פיתוח הפרויקט וכן לעניין רישוי הרכיבים המותאמים לעבודה בלחצים של עד 20,000 psi הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המבוססות על הערכות שנמסרו לשותפות על ידי מפעילת שנגדואה, וזאת בהתבסס על מגוון גורמים וביניהם, תכנית הפיתוח ולוחות הזמנים ליישומה, קבלת אישורים רגולטוריים וכן על ניסיון העבר. ההערכות האמורות עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית במידה שיחולו שינויים ו/או עיכובים במגוון גורמים, וכן במידה שישתנו ההערכות שנתקבלו, ו/או יחולו שינויים בתנאים התפעוליים והטכניים בפרויקט ו/או בתנאי השוק.

(ד) הסכם אחריות משותפת - Joint Liability Agreement ("JLA")

ביום 16 ביולי 2021 התקשרה Navitas Petroleum Holdings, LLC, חברה בת בשליטה מלאה של השותפות המחזיקה בכל הון המניות של חברת הפרויקט, עם מפעילת הפרויקט (BOE Exploration & Production LLC) ועם צדדים נוספים המחזיקים בזכויות בפרויקט, במישרין או בעקיפין, בהסכם JLA שנועד להבטיח את ההשקעות ההוניות ועלויות המימון הנדרשות משותפי הפרויקט על פי הסכמי המימון הפרויקטלי.

לפרטים נוספים אודות הסכם ה-JLA, ראו דיווחים מיידיים של השותפות מהימים 2 באוגוסט 2021 ו-26 באוגוסט 2021 (אסמכתאות מספר: 2021-01-060337 ו-2021-01-071194, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך

של הפניה. בהתאם להוראות ה-JLA, ביום 23 באוגוסט 2021 הפקידו שותפי שנגדואה בטוחות במזומן בחשבון נאמנות או כתבי אשראי בנקאי בלתי הדירים בסכום השווה לפער בין המימון הפרויקטלי, לבין סך תקציב הפרויקט הכולל. בהתאם להוראות ה-JLA וה-Letter Agreement (שעיקריו מפורטים להלן) היקף הבטוחה שהופקדה במזומן על ידי השותפות בגין חברת הפרויקט עמד על כ-311 מיליון דולר ארה"ב. לפרטים אודות מכירת 4.1% מזכויותיה של השותפות בפרויקט שנגדואה ל-Beacon Offshore Energy Development LLC במועד ה-FID ראו באור 12א' לדוחות הכספיים.

(ה) Letter Agreement

ביום 23 באוגוסט 2021 התקשרה חברת הפרויקט עם Beacon Offshore Energy Development LLC (להלן: "**Beacon**") ב-Letter Agreement (להלן בסעיף זה: "**ההסכם**"), אשר הסדיר חלופה אפשרית לסכום ההון העצמי החסר בגין חלק חברת הפרויקט בתקציב הפרויקט (וכל זאת בהתאם להסכם המימון הפרויקטלי (להלן בסעיף זה: "**סכום ההון החסר**").

כחלופה להשגת סכום ההון החסר, כולו או חלקו, על פי הוראות ההסכם, אם עד ליום 23 בנובמבר 2021 לא היתה משיגה חברת הפרויקט את מלוא סכום ההון החסר בגין מלוא זכויותיה בשיעור של 49%, אזי נדרשת היתה חברת הפרויקט למכור ל-Beacon חלק מזכויותיה בפרויקט, בהיקף של עד 13.37% מהזכויות. במקרה כאמור היתה נדרשת Beacon להפקיד את הבטוחה בגין הזכויות הנוספות שיירכשו על ידה, ככל שיירכשו, בהתאם להוראות ה-JLA.

ביום 16 בנובמבר 2021 הפקידה השותפות את סכום ההון החסר בחשבון הנאמנות,⁵³ ובכך השלימה את הפקדת כל סכום ההון הנדרש בגין חלקה של חברת הפרויקט בתקציב הפיתוח תוך שמירה על חלקה בפרויקט שנגדואה (49%). עם השלמת סכום ההון החסר פקע ה-Letter Agreement.

סה"כ הפקידה השותפות בגין חלקה של חברת הפרויקט בתקציב הפיתוח הון עצמי של כ-371 מיליון דולר.

⁵³ כהגדרתו בדיווח המידי של השותפות מיום 2 באוגוסט, 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-060337), המובא בזאת בדרך של הפניה.

השותפות מחזיקה באמצעות Navitas Petroleum US, LLC ("נאוויטס ארה"ב")⁵⁴ ב- 41.85% מהזכויות ביוקטן צפון, נכס הנפט הסמוך לשנגדואה, אשר צפוי להיות מפותח בשלב עתידי של פיתוח שנגדואה באמצעות חיבור לפטלפורמת ההפקה הצפה (FPS) שתשמש את פרויקט שנגדואה.

8.3.1 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט יוקטן צפון	
שם נכס הנפט:	North Yucatan (Shenandoah South)
מיקום:	נכס ימי במפרץ מקסיקו, כ-175 מייל דרומית מלואיזיאנה, ארה"ב, במים העמוקים של מפרץ מקסיקו, בעומק מים של כ-1,780 מטר.
שטח:	שטחו הכולל של נכס הנפט הינו כ-5,760 אקרים (כ-23.3 קמ"ר), והוא כולל את מלוא שטחו של רישיון מסי 36315.
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	תגלית לפני פיתוח; פעולות מותרות – חיפושים, פיתוח והפקה של נפט וגז בשטח קרקע מוגדר הנקרא Lease.
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	OCS-G 36315 (WR 95 block) - 1.7.2018 (תאריך מכרז 21.3.2018).
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	OCS-G 36315 - 30.6.2028.
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	30 ביוני 2028.
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט:	הארכה של תוקף רישיון מעבר לתוקפו המקורי או מעבר להארכה שניתנה, מתבצעת באחת משלוש 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 סייסמיים וכיו"ב) שניתן לבצע ברישיון ולקבל בגינן 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. - נכון למועד הדוח, הרישיון המקורי עודנו בתוקף, ולכן למועד זה אין צורך ב-SOP. - הפקה – HBP, מעת תחילת הפקה מסחרית בשטח הרישיון – תקפו של הרישיון מוארך אוטומטית עד לשנה מתום הפקה מסחרית.

⁵⁴ חברה בת (בשרשור) בבעלות מלאה (100%) של השותפות.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט יוקטן צפון	
BOE Exploration & Production LLC ⁵⁵	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 II Development LLC- 27.08%	
Beacon Offshore Energy Exploration LLC ⁵⁶ - 13.95%	
Equinor Natural Gas LLC - 11.25%	
Houston Energy LP - 5.86%	

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט יוקטן צפון	
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:
Navitas Petroleum US, LLC חברה בת (בשרשרת) בבעלות מלאה (100%) של השותפות. החזקה ב-41.85% בנכס הנפט באמצעות	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
31.96%	ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
כ- 836 אלפי דולר.	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2021 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

8.3.2 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 בעל הזכות במועד ביצוע הפעולה	תקופה שבה הפעולה בוצעה	תיאור תמציתי של הפעולה	תיאור תמציתי של תוצאות הפעולה
יוקטן צפון	Shell	2007-2015	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.

⁵⁵ בהמשך לדוח מידי של השותפות מיום 28 ביולי 2020 (אסמכתא מספר: 073429-01-2020), למיטב ידיעת השותפות, בחודש יוני 2021 הושלמה העסקה להעברת הזכויות בנכס הנפט יוקטן צפון מ- LLOG Deepwater Development Company III, LLC לחברות BOE - ו- Beacon Exploration & Production LLC מונתה כמפעילת הפרויקט.

⁵⁶ חברה פרטית המוחזקת במלואה על ידי קרנות של קבוצת Blackstone. הנתון כולל את החזקות חברת הבת.

8.3.3 פיתוח נכס הנפט

נכס הנפט צפוי להיות מפותח כשלב עתידי של פרויקט שננדואה במסגרתו יקבלו שותפי יוקטן שירותי טיפול והולכה מהפלטפורמה של פרויקט שננדואה. להערכת השותפות, פיתוח פרויקט יוקטן צפון כשלב עתידי של פרויקט שננדואה, יאפשר ניצול סינרגטי של תשתיות משותפות והפחתת העלות היחסית לכל פרויקט. פיתוח כאמור, אם יתאפשר, עשוי לייצר ערך נוסף משמעותי לשני הפרויקטים בהשוואה לחלופות פיתוח אחרות של יוקטן צפון, ככל שישנן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות השותפות דלעיל בעניין פיתוח עתידי של יוקטן צפון והגדלת הפוטנציאל הכלכלי במקרה של פיתוחו כשלב עתידי של פרויקט שננדואה, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הערכות אלה מתבססות, בין היתר, על מידע הידוע להנהלת השותפות במועד דוח זה. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע שנתקבל ממפעילת שננדואה, והינן בגדר הערכות והשערות של השותפות בלבד ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בנכס הנפט יוקטן צפון.

8.3.4 עמידה בתכנית עבודה

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

8.3.5 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	41.85%	100%	ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 8.3.1 לעיל
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	31.96%	76.37%	ראו תחשיב בסעיף 8.3.6 להלן
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח או הפקה בנכס הנפט	41.85%	100%	ראו תחשיב בסעיף 8.3.7 להלן

8.3.6 השיעור 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%)	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 לשותף הכללי	(2.04%)	תמלוג-על לשותף הכללי בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	31.96%	

8.3.7 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%	

8.3.8 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 לממשל הפדרלי בארה"ב
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2019	157	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2020	27	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2021	135	-

8.3.9 הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט יוקטן צפון

השותפים בנכס הנפט יוקטן צפון מחויבים להוראות הסכם התפעול המשותף הקיים בנכס הנפט שננדואה. לפרטים אודות הסכם זה ראו סעיף 8.2.11(ב) לעיל.

למעט הסכם התפעול המשותף, בנכס הנפט יוקטן צפון לא קיימים הסכמים מהותיים בין השותפים.

8.3.10 משאבים מותנים בנכס הנפט יוקטן צפון

(א) נתוני כמויות

(1) על פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), המשאבים המותנים, המסווגים כ-Development Unclassified בנכס הנפט נכון ליום 31 בדצמבר 2021 הינם כמפורט להלן.

סה"כ חלק השותפות (Net) ⁵⁷			סה"כ בנכס הנפט (Gross)			קטגוריית המשאבים המותנים
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBBL	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBBL	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	
6.3	5.7	3.5	19.9	17.9	12.2	אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)
13.8	12.5	7.6	43.5	39.1	26.6	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)
27.2	24.7	15.1	86.2	77.4	52.7	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

⁵⁷ לעניין זה, "Net" משמעו מכפלת סה"כ בנכס הנפט (Gross) בשיעור זכויותיה של השותפות (41.85%) בניכוי תמלוגים לצדדים שלישיים ולשותף הכללי.

(2) השוק הפוטנציאלי למשאבים אלו הינו השוק המקומי האמריקאי. לתיאור השוק הפוטנציאלי כאמור ראו סעיף 7.1.2 לעיל.

(3) בדוח המשאבים מצוין כי סיווג המשאבים המותנים ביוקטן צפון כעתודות, מותנה באישור תכנית פיתוח על ידי שותפי הפרויקט, לרבות הסכמים להולכת הנפט והגז המופקים לשוק קיים; קבלת אישור BSEE לתכנית הפיתוח ולטכנולוגיה המשוּיכת לה והתחייבות השותפים לפיתוח המשאבים. ככל שיתקיימו התנאים הנ"ל חלק מסוים מהמשאבים המותנים המפורטים עשויים להיות מסווגים כעתודות.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות NSAI בדבר כמויות משאבים מותנים של נפט וגז טבעי בנכס הינן 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 הגז הטבעי ו/או 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.

(4) בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתיוגויות, ובכללן כי: (א) ההערכות, כמקובל בהערכת עתודות 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. 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, ועל כן לא כללה בדוח המשאבים עלויות שעלולות לנבוע מחבות כאמור; (ד) NSAI הניחה כי המאגרים יפותחו בהתאם לתכניות הפיתוח הקיימות, כפי שסופקו לה על ידי המפעילה, שיתופעלו באופן סביר, שלא תיקבע רגולציה אשר תשפיע על יכולת בעלי זכויות הנפט לפתח את המשאבים ושתחזיותיה בנוגע להפקה עתידית תהיינה דומות לתפקוד המאגרים בפועל בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל; (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 והגאולוגית, 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.

(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 FactSet⁵⁸: (1) מחירי נפט- נלקחו תחזיות לגבי מחירי נפט West Texas Intermediate (WTI). מחיר הנפט מותאם לאיכות הנפט, לעלויות הולכה ולהפרשי שערים, ביחס ל-WTI; (2) מחירי גז- נלקחו תחזיות לגבי מחירי גז טבעי Henry Hub. מחיר הגז מותאם לאיכות הגז, לעלויות הולכה ולהפרשי שערים.
- להלן טבלה המרכזת את תחזיות מחירי הנפט והגז הטבעי בהם נעשה שימוש (לפני התאמות):

מחיר גז טבעי דולר/MMBTU	מחיר נפט דולר/חבית	סוף תקופה
3.97	76.51	31.12.2022
3.55	72.27	31.12.2023
3.26	68.83	31.12.2024
3.23	66.13	31.12.2025
3.23	66.13	לאחר מכן

- (2) עלויות התפעול שנלקחו בחשבון הינן עלויות שהונחו על ידי המפעילה ועל ידי NSAI. עלויות אלו כוללות עלויות ישירות ברמת נכס הנפט וכן את הערכת NSAI בנוגע להוצאות תקורה והנהלה וכלליות אשר ניתן לייחסן באופן ישיר לנכס הנפט כפי שהוגדר על-ידי המפעילה. עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
- (3) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון מבוססות על הוצאות מאושרות והוצאות בפועל וכוללות תחזית הוצאות הוניות אשר תידרשנה לקדחת בארות הפקה והקמת פלטפורמת 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 מותאמות לשינוי אינפלציה.

⁵⁸ המעודכנים למועד הסמוך לאישור הדוח.

(4) 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 לשינוי אינפלציה.

(5) בחישוב התזרים המהוון נלקח בחשבון מס בשיעור 21%, שיעור התמלוגים שישולמו ברמת נכס הנפט לממשל הפדרלי, בשיעור של 16.9%. בנוסף נלקח בחשבון תמלוג על לצדדים שלישיים בשיעורים משתנים של עד 2% ובשיעור של 6% לשותף הכללי.

התזרים המהוון עודכן ביחס לתזרים המהוון שנכלל בדוח המשאבים שצורף לדוח התקופתי לשנת 2020⁵⁹ (להלן בסעיף זה: **"דוח המשאבים הקודם"**) בעיקר לאור תחזית עדכנית של מחירי הנפט ושינוי ביתרת הזמן להיוון.

להלן הערכת התזרים המהוון נכון ליום 31.12.2021 באלפי דולר, המיוחס לחלקה של השותפות במשאבים המותנים שבנכס הנפט:

⁵⁹ אשר פורסם ביום 26 במרץ 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-048372).

סה"כ תזרים מהוון משאבים מותנים באומדן הנמוך Low Estimate (1C) Contingent Resources ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)														
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%
2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	(25,110)	-	(25,110)	-	(25,110)	(17,985)	(15,393)	(13,262)	
2026	-	-	-	-	-	(15,694)	-	(15,694)	-	(15,694)	(12,599)	(10,219)	(8,366)	(6,907)
2027	2,492	1,695	66,909	(15,807)	(11,132)	(52,103)	-	(12,133)	(529)	(12,663)	(9,682)	(7,496)	(5,870)	(4,644)
2028	4,001	2,720	107,395	(25,372)	(18,196)	-	-	63,827	(9,336)	54,491	39,674	29,316	21,955	16,647
2029	3,519	2,393	94,471	(22,319)	(16,626)	-	-	55,527	(9,445)	46,081	31,953	22,538	16,145	11,731
2030	2,548	1,733	68,410	(16,162)	(13,459)	-	-	38,789	(6,564)	32,225	21,281	14,328	9,818	6,836
2031	1,803	1,226	48,406	(11,436)	(11,029)	-	-	25,941	(4,317)	21,624	13,601	8,741	5,729	3,823
2032	1,276	868	34,251	(8,092)	(9,309)	-	-	16,850	(2,409)	14,441	8,649	5,305	3,326	2,127
2033	903	614	24,236	(5,726)	(8,092)	-	-	10,418	(1,057)	9,361	5,340	3,126	1,874	1,149
2034	639	434	17,149	(4,051)	(7,231)	-	-	5,866	(667)	5,199	2,824	1,579	905	532
2035	452	307	12,134	(2,867)	(6,622)	-	-	2,646	(556)	2,090	1,081	577	316	178
2036	297	202	7,978	(1,885)	(5,688)	-	-	406	(85)	320	158	80	42	23
2037	-	-	-	-	0	-	(6,591)	(6,591)	-	(6,591)	(3,093)	(1,503)	(754)	(390)
סה"כ	17,931	12,193	481,340	(113,717)	(107,385)	(92,907)	(6,591)	160,740	(34,964)	125,776	78,021	48,387	29,729	17,841

סה"כ תזרים מהוון משאבים מותנים באומדן הטוב ביותר Best Estimate (2C) Contingent Resources ליום 31.12.2021 (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
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%								100% מנכס הנפט)		
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2024
(13,262)	(15,393)	(17,985)	(21,167)	(25,110)	-	(25,110)	-	(25,110)	-	-	-	-	-	2025
(6,907)	(8,366)	(10,219)	(12,599)	(15,694)	-	(15,694)	-	(15,694)	-	-	-	-	-	2026
(21,624)	(27,328)	(34,900)	(45,078)	(58,957)	(61)	(58,896)	-	(117,013)	(14,665)	(22,513)	95,295	2,414	3,550	2027
42,725	56,351	75,243	101,829	139,859	(26,953)	166,811	-	-	(38,873)	(63,624)	269,309	6,822	10,032	2028
29,583	40,715	56,835	80,580	116,207	(26,155)	142,362	-	-	(34,248)	(54,631)	231,240	5,858	8,614	2029
16,912	24,287	35,445	52,646	79,719	(17,809)	97,528	-	-	(25,766)	(38,138)	161,432	4,089	6,014	2030
9,092	13,625	20,789	32,348	51,432	(11,254)	62,685	-	-	(19,175)	(25,322)	107,181	2,715	3,993	2031
4,882	7,635	12,180	19,857	33,154	(6,398)	39,552	-	-	(14,798)	(16,812)	71,162	1,803	2,651	2032
2,580	4,210	7,021	11,991	21,022	(3,170)	24,193	-	-	(11,893)	(11,162)	47,247	1,197	1,760	2033
1,228	2,091	3,646	6,524	12,010	(1,985)	13,995	-	-	(9,963)	(7,411)	31,369	795	1,169	2034
486	864	1,575	2,953	5,707	(1,517)	7,225	-	-	(8,682)	(4,920)	20,827	528	776	2035
153	284	541	1,062	2,156	(573)	2,729	-	-	(7,832)	(3,267)	13,828	350	515	2036
(540)	(1,090)	(2,271)	(4,897)	(10,960)	(7)	(10,953)	(10,986)	-	(590)	(193)	816	21	30	2037-2038
65,310	97,885	147,900	226,049	350,546	(95,881)	446,427	(10,986)	(157,816)	(186,485)	(247,993)	1,049,708	26,590	39,103	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון משאבים מותנים באומדן הגבוה High Estimate (3C) Contingent Resources ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ביחס לחלקה של השותפות)														
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%
2022	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2023	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2024	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2025	-	-	-	-	-	(25,110)	-	(25,110)	-	(25,110)	(21,167)	(17,985)	(15,393)	(13,262)
2026	-	-	-	-	-	(15,694)	-	(15,694)	-	(15,694)	(12,599)	(10,219)	(8,366)	(6,907)
2027	4,260	2,897	114,354	(27,016)	(16,980)	(117,013)	-	(46,655)	(575)	(47,231)	(36,112)	(27,958)	(21,893)	(17,323)
2028	12,039	8,186	323,170	(76,349)	(45,417)	-	-	201,404	(36,273)	165,131	120,229	88,839	66,534	50,446
2029	11,182	7,604	300,168	(70,915)	(42,706)	(64,909)	-	121,638	(29,282)	92,356	64,041	45,170	32,358	23,512
2030	14,144	9,618	379,685	(89,700)	(53,288)	-	-	236,696	(44,897)	191,799	126,663	85,278	58,434	40,689
2031	11,070	7,527	297,161	(70,204)	(43,261)	-	-	183,695	(35,140)	148,556	93,434	60,047	39,356	26,263
2032	8,162	5,550	219,111	(51,765)	(33,778)	-	-	133,568	(25,051)	108,516	64,992	39,865	24,989	15,979
2033	5,647	3,840	151,602	(35,816)	(25,576)	-	-	90,210	(16,255)	73,955	42,184	24,698	14,809	9,075
2034	3,907	2,657	104,892	(24,781)	(19,901)	-	-	60,211	(10,912)	49,299	26,781	14,967	8,584	5,041
2035	2,704	1,838	72,574	(17,146)	(15,974)	-	-	39,455	(7,506)	31,948	16,529	8,818	4,837	2,722
2036	1,871	1,272	50,214	(11,863)	(13,257)	-	-	25,093	(4,880)	20,213	9,958	5,070	2,660	1,435
2037-2040	2,446	1,663	65,655	(15,511)	(26,696)	-	(15,380)	8,068	(4,924)	3,144	2,299	1,442	857	500
סה"כ	77,431	52,653	2,078,585	(491,066)	(336,837)	(222,726)	(15,380)	1,012,577	(215,695)	796,882	497,232	318,033	207,767	138,169

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.

(ג) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הנפט והגז וכמות מכירות הנפט והגז) ליום 31.12.2021 (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%
קישון במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 10%					
Low Estimate	94,710	57,063	33,839	19,378	10,317	Low Estimate	25,362	40,072	62,922	98,954	156,792
Best Estimate	282,901	180,375	116,218	75,388	49,003	Best Estimate	81,600	120,365	179,565	271,710	418,185
High Estimate	662,948	411,127	260,791	168,599	110,688	High Estimate	165,603	246,889	375,233	583,308	930,816
קישון במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
Low Estimate	79,134	46,563	26,554	14,197	6,552	Low Estimate	29,097	45,219	70,167	109,405	172,299
Best Estimate	249,075	157,536	100,375	64,137	40,847	Best Estimate	89,745	131,605	195,398	294,540	452,004
High Estimate	595,921	368,049	232,158	149,009	96,943	High Estimate	179,296	266,425	403,812	626,332	997,783
קישון במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
Low Estimate	63,558	36,063	19,270	9,017	2,787	Low Estimate	32,829	50,363	77,410	119,855	187,807
Best Estimate	215,249	134,696	84,532	52,886	32,692	Best Estimate	97,890	142,846	211,231	317,370	485,823

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%
High Estimate	1,064,751	669,356	432,390	285,962	192,989	High Estimate	528,880	324,958	203,512	129,406	83,187

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%					
Low Estimate	150,198	94,504	59,832	37,873	23,763	Low Estimate	101,332	61,528	36,936	21,581	11,918
Best Estimate	403,806	262,003	172,834	115,586	78,137	Best Estimate	297,282	190,086	122,954	80,171	52,470
High Estimate	902,345	565,016	363,082	238,582	159,782	High Estimate	691,419	429,431	272,959	176,925	116,530
קיסון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 15%					
Low Estimate	162,410	102,741	65,548	41,939	26,717	Low Estimate	89,067	53,260	31,200	17,501	8,953
Best Estimate	430,436	279,980	185,301	124,437	84,551	Best Estimate	270,647	172,101	110,479	71,312	46,048
High Estimate	955,076	598,894	385,586	253,966	170,564	High Estimate	638,676	395,526	250,420	161,503	105,709
קיסון בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%						גידול בכמות מכירות הנפט והגז בשיעור של 20%					
Low Estimate	174,621	110,970	71,251	45,989	29,656	Low Estimate	76,802	44,992	25,464	13,422	5,989
Best Estimate	457,066	297,957	197,768	133,288	90,964	Best Estimate	244,012	154,117	98,003	62,453	39,626
High Estimate	1,007,807	632,772	408,089	269,350	181,346	High Estimate	585,886	361,599	227,870	146,075	94,884

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 31.12.2021, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ 2022 ;
2. ציון שם התאגיד: נאוויטס פטרוליום - שותפות מוגבלת ;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל 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- Resources Management System (2007), Petroleum כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח ;
8. הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר המשאבים האחרון שפורסם על-ידי השותפות ;
9. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל

השותף הכללי

השותפות מחזיקה באמצעות Navitas Petroleum Onshore, LLC ("NPO")⁶⁰ ב- 50% מהזכויות ב-4 שדות נפט יבשתיים מפיקים: Webster, East Hastings, Manvel, Thompson ו-Webster, הנמצאים במדינת טקסס ארה"ב.

8.4.1 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט Thompson	
Thompson	שם נכס הנפט:
38 מייל דרומית ליוסטון טקסס	מיקום:
8,454 אקר (כ- 34.2 קמ"ר)	שטח:
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 מחכירים 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 היזמים בהסכמי חכירה עם בעלי זכויות הנפט באזור המיועד לחיפוש 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:

⁶⁰ חברת בת (בשרשור) בחזקה מלאה (100%) של השותפות.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט Thompson	
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): Denbury Onshore, LLC משמשת כמפעילה של הרישיונות.	
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים: Denbury Onshore, LLC – 50% Navitas Petroleum Onshore LLC – 50% למעט רישיון אחד בו מחזיקות כל אחת מהחברות Denbury Onshore, LLC (להלן: "Denbury Onshore"), 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).	

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 (בשרשר), NPO.	
ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט: 39.86%	
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2021 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים): 22,282	

פרטים כלליים אודות נכס הנפט Webster	
Webster	שם נכס הנפט:
20 מייל דרומית ליוסטון טקסס	מיקום:
4,439 אקר (כ- 17.96 קמ"ר)	שטח:
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 הנוהגת 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.	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 משמשת כמפעילה של הרישיונות.	ציון שם המפעיל (Operator):

פרטים כלליים אודות נכס הנפט Webster	
Denbury Onshore, LLC – 49.8% Navitas Petroleum Onshore LLC – 49.8% כ- 0.4% מהזכויות בנכס מוחזקות על ידי מספר שותפים מקומיים אשר לכל אחד מהם החזקות זניחות ברישיונות נכס הנפט.	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 Webster	
4 במרץ 2020	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:
החזקה באמצעות חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות (בשרשור), NPO.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
37.72%	ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
52,939	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2021 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

פרטים כלליים אודות נכס הנפט Manvel	
Manvel	שם נכס הנפט:
20 מייל 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 הנוהגת 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.	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 משמשת כמפעילה של הרישיונות.	ציון שם המפעיל (Operator):

<u>פרטים כלליים אודות נכס הנפט Manvel</u>	
Denbury Onshore, LLC – 50%	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:
Navitas Petroleum Onshore LLC – 50%	

<u>פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט Manvel</u>	
4 במרץ 2020	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:
החזקה באמצעות חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות (בשרשור), NPO.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
40.67%	ציון החלק בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
4,581	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2021 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

פרטים כלליים אודות נכס הנפט East Hastings	
שם נכס הנפט:	East Hastings
מיקום:	24 מייל 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 הנוהגת 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. 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):	Denbury Onshore משמשת כמפעילה של הרישיונות.
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	Denbury Onshore, LLC – 50% Navitas Petroleum Onshore LLC (NPO) – 50%

<u>פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט East Hastings</u>	
4 במרץ 2020	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:
החזקה באמצעות חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות (בשרשור), NPO.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
42.16%	ציון החלק בפועל המשווה למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
5,220	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2021 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

8.4.2 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 המוכרת מחברת Jetta Operations Company, Inc בשנת 2012.

ב. Webster

נכס הנפט נתגלה בשנת 1937. נכס הנפט נרכש על ידי המוכרת מחברת ExxonMobile בשנת 2013.

ג. Manvel

נכס הנפט נתגלה בשנת 1931 על ידי Chevron (בשמה הקודם The Texas Company). נכס הנפט נרכש על ידי המוכרת 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 המוכרת 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 ההשבתות.	
Webster	Denbury Onshore	2013-2019	• ממועד הרכישה כאמור ביצעה המוכרת השקעה בצנרת ייעודית להחדרת CO ₂ וכן פעלה להחזרת בארות קיימות להפקה.	השקעה בצנרת ייעודית של כ- 100 מיליון דולר ארה"ב.
Manvel	Denbury Onshore	2015-2019	• למיטב ידיעת השותפות המוכרת לא בוצעה פעולות מהותיות בנכס הנפט.	
East Hastings	Denbury Onshore	2009-2019	• למיטב ידיעת השותפות המוכרת לא בוצעה בנכס הנפט פעולות מהותיות.	

8.4.3 עמידה בתכנית עבודה

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

8.4.4 תכנית עבודה בפועל ומתוכננת בנכסי הנפט

כמפורט בסעיף 8.4.10(ב)(1) להלן, השותפות התחייבה לביצוע פעולות פיתוח בשדות דנברי במסגרת הסכם הפיתוח המשותף. בהתאם להתחייבות כאמור, ולתיקון הסכם הפיתוח המשותף מיום 31 באוגוסט 2021, עד לסוף שנת 2021 סיימה השותפות לקדוח 10 קידוחים אופקיים בשדות דנברי, ובכך השלימה את התחייבויותיה מכוח הסכם הפיתוח המשותף.

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 ⁶¹	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2019	• נמשכה ההפקה מנכסי הנפט, וכן נמשכו תפעול ותחזוקה שוטפים		
2020	• ביצוע קידוחים והשקעות הוניות בנכסי הנפט. • נמשכה ההפקה משדות הנפט.	8,866	8,043
2021	• ביצוע קידוחים והשקעות הוניות בנכסי הנפט	38,036	32,247
2022 ואילך	• ביצוע קידוחים והשקעות הוניות בנכס הנפט	85,886	42,943

⁶¹ תכנית העבודה והתקציב הכולל המשוער כוללים השקעות הוניות בלבד.

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, כמשמעו בחוק ניירות ערך, אשר אינו וודאי והמבוסס על המידע הקיים בידי השותף הכללי בתאריך הדוח, וכולל הערכות ראשוניות של השותף הכללי או כוונות שלו בדבר ביצוע הפעולות נכון לתאריך הדוח אשר השותף הכללי טרם ביצע לגביהן בדיקה מלאה ואשר יכולות להשתנות בהסתמך על ממצאים חדשים שיתקבלו 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.

8.4.5 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות הקשורות בנכסי הנפט

הסברים	שיעור מגולם ל-100%				אחוז				שיעור השתתפות
	East Hastings	Manvel	Webster	Thompson	East Hastings	Manvel	Webster	Thompson	
ראו תיאור שרשרת החזקות בסעיף 8.4.1 לעיל	100%	100%	100%	100%	50%	50%	49.8%	50%	השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט
ראו תחשיב בסעיף 8.4.6 להלן	84.32%	81.34%	75.74%	79.72%	42.16%	40.67%	37.72%	39.86%	השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט
ראו תחשיב בסעיף 8.4.7 להלן	100%	100%	100%	100%	50%	50%	49.8%	50%	השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפושים, פיתוח או הפקה בנכס הנפט

8.4.6 השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכסי הנפט, תחת הנחה של הפקה מסחרית מנכסי הנפט

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים (לרבות ניכוי הוצאות ואחרים)	אחוז				פריט
	East Hastings	Manvel	Webster	Thompson	
	100%	100%	100%	100%	הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכסי הנפט:					
שיעור התמלוגים של בעלי הזכויות השונים.	(10.30%)	(13.46%)	(19.77%)	(15.20%)	בעלי הזכויות בקרקע
	89.70%	86.54%	80.23%	84.80%	הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט
	50%	50%	50%	50%	חלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)
	44.85%	43.27%	40.12%	42.40%	סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)
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):					
תמלוג-על לשותף הכללי בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות.	(3.00%)	(3.00%)	(3.00%)	(3.00%)	שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לשותף הכללי
	41.85%	40.27%	37.12%	39.40%	השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט

8.4.7 באור לחישוב שיעור ההשתתפות המשוך בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הפיתוח וההפקה בנכסי הנפט

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התשלומים	אחוז				פריט
	East Hastings	Manvel	Webster	Thompson	
	50%	50%	49.8%	50%	הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:					
	100%	100%	100%	100%	סה"כ שיעור ההוצאות בפועל ברמת נכס הנפט
	50%	50%	49.8%	50%	שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)
	50%	50%	49.8%	50%	סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט):					

הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים	אחוז				פריט
	East Hastings	Manvel	Webster	Thompson	
	50%	50%	49.8%	50%	השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה בנכס הנפט

8.4.8 עתודות בנכס הנפט

(א) נתוני כמויות

(1) על פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2021, עתודות הנפט שבנכס הנפט המסווגות כעתודות בהפקה (On Production) הינם כמפורט להלן.

סה"כ חלק השותפות (Net)				סה"כ בנכס הנפט (Gross)			קטגוריית עתודות
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE	נפט MMBBL	נוזלי גז טבעי MMBBL	גז טבעי BCF	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBOE	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	
7.8	7.5	0.0	1.7	21.1	19.2	11.2	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
4.6	4.4	0.0	1.0	12.6	11.8	4.5	עתודות צפויות (Probable Reserves)
12.4	11.9	0.0	2.7	33.6	31.0	15.7	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
1.2	1.1	0.0	0.3	3.2	3.0	1.0	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
13.5	13.0	0.0	3.0	36.8	34.0	16.7	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)

(2) בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, 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. 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 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 גיאולוגיות, 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.

(3) הסבר על הפערים בין דוח העתודות הנוכחי לדוח העתודות מיום 3

באוקטובר 2021⁶² (להלן בסעיף זה: "דוח העתודות הקודם")

הדוח הנוכחי כולל שינויים לא מהותיים בעתודות וזאת בשל עדכון מודל המאגר, בהתבסס על נתוני ההפקה.

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, גיאופיזי, 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).

⁶² ראו דיווח השותפות מיום 3 באוקטובר 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-082558).

(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 FactSet⁶³ : (1) מחירי נפט- נלקחו תחזיות לגבי מחירי נפט West Texas Intermediate (WTI). מחיר הנפט מותאם לאיכות הנפט, לעלויות הולכה ולהפרשי שערים, ביחס ל-WTI ; (2) מחירי גז- נלקחו תחזיות לגבי מחירי גז טבעי Henry Hub. מחיר הגז מותאם לאיכות הגז, לעלויות הולכה ולהפרשי שערים.

להלן טבלה המרכזת את מחירי הנפט והגז הטבעי בהם נעשה שימוש (לפני התאמות) :

מחיר גז טבעי דולר/MMBTU	מחיר נפט דולר/חבית	סוף תקופה
3.97	76.51	31.12.2022
3.55	72.27	31.12.2023
3.26	68.83	31.12.2024
3.23	66.13	31.12.2025
3.23	66.13	לאחר מכן

(2) עלויות התפעול שהונחו על ידי השותפות ועל ידי NSAI מבוססות על עלויות בפועל בנכסי הנפט בשנים האחרונות בתוספת התאמות הנגזרות מהסכמי התפעול המעודכנים אשר נחתמו במסגרת הסכמי הרכישה. הוצאות התקציב הכלליות והמנהליות אינן כלולות. עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.

(3) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון מבוססות על הוצאות מאושרות והוצאות בפועל שהוצאו בפרויקט וכוללות הוצאות הוניות אשר תידרשנה לתחזוקת הבארות, קדיחת בארות חדשות ולציוד הפקה. ההוצאות ההוניות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות נראות סבירות בעיניה, עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.

(4) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות. כפי שהוגדר על-ידי השותפות, עלויות הנטישה אינן כוללות את הניצולת של המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה.

⁶³ המעודכנים למועד הסמוך לאישור הדוח.

- (5) 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.
- (6) בחישובי המס בארה"ב התחשבה השותפות במס חברות פדרלי בשיעור של 21% וכן מסים נוספים המשולמים למדינת טקסס ולמחוזות בהן ממוקמים הנכסים הנרכשים. בנוסף, נלקחו תמלוגים שישולמו ברמת נכסי הנפט לבעלי הזכויות בקרקע בשיעור ממוצע של כ- 18% ובשיעור של 6% לשותף הכללי.
- (7) לצורך הצגת תשלומי המס במסגרת דוח התזרים, מחשבת השותפות את תשלומי המס ברמת נכסי 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. כפועל יוצא תשלומי המס בארה"ב צפויים להיות נמוכים יותר מאשר כפי שמוצג בדוח התזרים שלהלן.
- (8) נתוני תזרים המזומנים המהוון אינם כוללים את התחייבויות השותפות במסגרת העסקה ביחס לנשיאת חלקה של Denbury Onshore, LLC בתכנית הפיתוח, החזר הנשיאה לו זכאית השותפות מתוך חלקה של Denbury Onshore LLC בהפקה הראשונה מבארות הפיתוח ותמלוג העל בגובה 6.25% בבארות הפיתוח לו זכאית Denbury Offshore LLC עד למועד החזר ההוצאות, כפי שמתואר בהרחבה בסעיף 8.4.10(ב) להלן.
- התזרים המהוון עודכן ביחס לתזרים המהוון שנכלל בדוח העתודות הקודם בעיקר בשל עדכון קצבי ההפקה במודל המאגר ועדכון תחזית מחירי הנפט.
- בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2021 באלפי דולר, המיוחס לשותפות בעתודות בנכס הנפט:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2021 (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%										
26,160	26,721	27,320	27,961	28,650	(3,764)	32,414	-	(4,682)	(7,929)	(14,561)	59,587	823	1,298	2022
18,193	19,391	20,726	22,223	23,909	(6,553)	30,461	-	(8,165)	(8,217)	(14,116)	60,959	974	1,628	2023
15,042	16,732	18,699	21,007	23,734	(8,439)	32,172	-	(5,356)	(8,245)	(13,331)	59,104	978	1,680	2024
11,733	13,619	15,912	18,727	22,216	(8,061)	30,277	-	(6,471)	(8,403)	(13,340)	58,490	947	1,731	2025
10,326	12,507	15,277	18,836	23,462	(7,520)	30,982	-	(50)	(8,259)	(11,908)	51,199	824	1,515	2026
6,738	8,515	10,874	14,046	18,370	(5,800)	24,170	-	(205)	(8,137)	(9,841)	42,353	698	1,252	2027
4,891	6,451	8,614	11,658	16,012	(5,308)	21,320	-	(2,263)	(8,025)	(9,620)	41,229	672	1,222	2028
4,207	5,790	8,083	11,460	16,527	(5,058)	21,585	-	(25)	(7,754)	(8,952)	38,316	621	1,140	2029
2,648	3,802	5,549	8,242	12,481	(4,678)	17,158	-	-	(7,449)	(7,443)	32,050	534	954	2030
1,810	2,713	4,139	6,440	10,239	(3,926)	14,165	-	(18)	(7,138)	(6,435)	27,755	468	826	2031
1,298	2,030	3,239	5,281	8,817	(3,462)	12,279	-	-	(6,949)	(5,793)	25,020	425	745	2032
945	1,543	2,573	4,395	7,705	(3,076)	10,782	-	(50)	(6,485)	(5,216)	22,532	380	671	2033
685	1,166	2,033	3,637	6,695	(2,692)	9,387	-	-	(6,019)	(4,633)	20,039	340	597	2034
440	782	1,426	2,672	5,165	(2,127)	7,292	-	(48)	(5,127)	(3,723)	16,190	271	482	2035
329	609	1,161	2,281	4,629	(1,876)	6,506	-	(18)	(4,348)	(3,290)	14,162	235	422	2036
623	1,334	2,895	5,503	(2,960)	(9,995)	7,035	(27,118)	(120)	(44,680)	(23,811)	102,764	1,975	3,065	2037-2071
106,069	123,705	148,522	184,369	225,652	(82,334)	307,986	(27,118)	(27,469)	(153,163)	(156,012)	671,748	11,166	19,227	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (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 תביות)	שנה
												100% מנכס הנפט		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%										
656	670	685	701	718	(76)	794	-	-	18	(269)	1,044	15	22	2022
1,709	1,822	1,947	2,088	2,246	(957)	3,203	-	(139)	(74)	(1,127)	4,543	54	117	2023
2,125	2,364	2,642	2,968	3,353	(1,172)	4,526	-	(127)	(153)	(1,581)	6,386	77	180	2024
2,737	3,177	3,712	4,369	5,183	(1,792)	6,975	-	-	(196)	(2,233)	9,405	129	277	2025
2,115	2,562	3,129	3,858	4,805	(1,927)	6,733	-	(1,894)	(221)	(2,846)	11,694	151	347	2026
2,299	2,905	3,710	4,792	6,267	(2,228)	8,495	-	(623)	(317)	(3,120)	12,555	154	374	2027
1,837	2,423	3,236	4,379	6,014	(3,416)	9,430	-	(8,574)	(775)	(6,343)	25,122	287	748	2028
3,887	5,350	7,469	10,589	15,270	(5,721)	20,991	-	(4,237)	(1,385)	(9,048)	35,661	398	1,063	2029
2,933	4,212	6,147	9,131	13,826	(4,519)	18,345	-	-	(1,407)	(6,709)	26,461	296	789	2030
1,947	2,918	4,452	6,927	11,013	(3,641)	14,654	-	-	(1,433)	(5,467)	21,554	240	642	2031
1,477	2,311	3,686	6,009	10,034	(3,363)	13,397	-	-	(1,406)	(5,049)	19,852	219	592	2032
1,099	1,794	2,992	5,110	8,959	(3,022)	11,980	-	50	(1,537)	(4,601)	18,068	198	539	2033
843	1,436	2,504	4,480	8,246	(2,808)	11,054	-	-	(1,691)	(4,367)	17,112	186	510	2034
707	1,256	2,290	4,292	8,296	(2,884)	11,180	-	(50)	(1,783)	(4,450)	17,463	190	521	2035
574	1,064	2,028	3,983	8,086	(2,904)	10,990	-	-	(2,077)	(4,397)	17,463	193	520	2036
2,077	4,529	10,373	25,155	65,211	(24,220)	89,431	-	(78)	(24,805)	(38,101)	152,415	1,690	4,541	2037-2071
29,024	40,792	61,000	98,830	177,528	(64,650)	242,178	-	(15,672)	(39,242)	(99,707)	396,799	4,479	11,781	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות וצפויות (2P) Proved+Probable Reserves ליום 31.12.2021 (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%										
26,816	27,391	28,005	28,662	29,368	(3,840)	33,208	-	(4,682)	(7,911)	(14,830)	60,632	838	1,320	2022
19,902	21,212	22,673	24,311	26,155	(7,510)	33,665	-	(8,304)	(8,290)	(15,243)	65,502	1,028	1,745	2023
17,167	19,095	21,341	23,975	27,087	(9,611)	36,698	-	(5,482)	(8,398)	(14,912)	65,491	1,055	1,860	2024
14,471	16,796	19,624	23,096	27,399	(9,853)	37,252	-	(6,471)	(8,600)	(15,573)	67,895	1,076	2,008	2025
12,441	15,068	18,406	22,694	28,268	(9,448)	37,715	-	(1,944)	(8,479)	(14,754)	62,892	976	1,862	2026
9,036	11,420	14,584	18,837	24,637	(8,028)	32,665	-	(827)	(8,454)	(12,961)	54,907	852	1,626	2027
6,729	8,875	11,850	16,037	22,026	(8,724)	30,750	-	(10,837)	(8,800)	(15,963)	66,351	959	1,970	2028
8,095	11,141	15,552	22,049	31,797	(10,779)	42,576	-	(4,262)	(9,140)	(18,000)	73,978	1,019	2,203	2029
5,581	8,015	11,697	17,373	26,307	(9,197)	35,504	-	-	(8,856)	(14,152)	58,511	830	1,742	2030
3,757	5,630	8,590	13,367	21,252	(7,567)	28,819	-	(18)	(8,570)	(11,902)	49,309	709	1,468	2031
2,776	4,341	6,925	11,290	18,851	(6,825)	25,676	-	-	(8,355)	(10,842)	44,873	644	1,336	2032
2,045	3,337	5,565	9,505	16,664	(6,098)	22,762	-	-	(8,021)	(9,817)	40,600	578	1,209	2033
1,528	2,602	4,536	8,117	14,942	(5,499)	20,441	-	-	(7,710)	(9,000)	37,151	526	1,107	2034
1,147	2,038	3,715	6,964	13,461	(5,011)	18,472	-	(98)	(6,911)	(8,173)	33,653	462	1,003	2035
902	1,673	3,189	6,264	12,715	(4,781)	17,495	-	(18)	(6,425)	(7,687)	31,625	428	942	2036
2,701	5,863	13,268	30,658	62,252	(34,215)	96,467	(27,118)	(198)	(69,484)	(61,912)	255,179	3,665	7,605	2037-2071
135,093	164,497	209,522	283,199	403,179	(146,984)	550,164	(27,118)	(43,141)	(192,405)	(255,720)	1,068,547	15,645	31,009	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות Possible Reserves ליום 31.12.2021 (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%										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2023
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2025
(158)	(191)	(234)	(288)	(359)	65	(424)	-	(424)	-	-	-	-	-	2026
30	38	48	62	81	(837)	918	-	(5,085)	(232)	(2,165)	8,399	88	250	2027
1,896	2,501	3,339	4,519	6,207	(2,081)	8,288	-	(424)	(484)	(3,193)	12,389	129	369	2028
872	1,200	1,675	2,375	3,425	(1,156)	4,582	-	(424)	(486)	(1,907)	7,398	77	221	2029
673	966	1,409	2,094	3,170	(1,023)	4,194	-	-	(486)	(1,625)	6,305	66	188	2030
526	789	1,203	1,872	2,977	(983)	3,960	-	-	(486)	(1,544)	5,990	63	179	2031
415	649	1,035	1,687	2,816	(932)	3,749	-	-	(487)	(1,471)	5,706	60	170	2032
325	530	884	1,511	2,648	(878)	3,526	-	-	(486)	(1,393)	5,406	56	161	2033
253	432	753	1,347	2,479	(847)	3,326	-	-	(486)	(1,324)	5,136	54	153	2034
197	351	639	1,198	2,316	(819)	3,135	-	-	(486)	(1,257)	4,879	51	146	2035
155	288	548	1,076	2,185	(778)	2,963	-	-	(487)	(1,198)	4,648	49	139	2036
519	1,131	2,580	6,205	15,840	(5,763)	21,603	-	(50)	(5,053)	(9,126)	35,832	358	1,069	2037-2071
5,703	8,681	13,880	23,658	43,786	(16,034)	59,820	-	(6,406)	(9,660)	(26,201)	102,087	1,050	3,045	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (3P) Proved+Probable+Possible Reserves ליום 31.12.2021 (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%										
26,816	27,391	28,005	28,662	29,368	(3,840)	33,208	-	(4,682)	(7,911)	(14,830)	60,632	838	1,320	2022
19,902	21,212	22,673	24,311	26,155	(7,510)	33,665	-	(8,304)	(8,290)	(15,243)	65,502	1,028	1,745	2023
17,167	19,095	21,341	23,975	27,087	(9,611)	36,698	-	(5,482)	(8,398)	(14,912)	65,491	1,055	1,860	2024
14,471	16,796	19,624	23,096	27,399	(9,853)	37,252	-	(6,471)	(8,600)	(15,573)	67,895	1,076	2,008	2025
12,283	14,877	18,172	22,406	27,909	(9,383)	37,292	-	(2,368)	(8,479)	(14,754)	62,892	976	1,862	2026
9,066	11,458	14,632	18,900	24,718	(8,864)	33,583	-	(5,912)	(8,686)	(15,126)	63,307	940	1,877	2027
8,625	11,375	15,189	20,556	28,233	(10,806)	39,038	-	(11,261)	(9,284)	(19,156)	78,739	1,088	2,340	2028
8,967	12,341	17,227	24,424	35,223	(11,935)	47,158	-	(4,686)	(9,626)	(19,906)	81,376	1,096	2,424	2029
6,253	8,980	13,106	19,466	29,477	(10,220)	39,697	-	-	(9,342)	(15,776)	64,816	896	1,930	2030
4,283	6,419	9,794	15,239	24,229	(8,550)	32,779	-	(18)	(9,057)	(13,446)	55,299	771	1,647	2031
3,191	4,990	7,960	12,977	21,668	(7,757)	29,425	-	-	(8,842)	(12,312)	50,579	704	1,507	2032
2,370	3,867	6,450	11,016	19,312	(6,976)	26,288	-	-	(8,508)	(11,210)	46,006	634	1,371	2033
1,781	3,033	5,289	9,463	17,420	(6,346)	23,767	-	-	(8,196)	(10,323)	42,286	580	1,260	2034
1,344	2,389	4,355	8,163	15,777	(5,830)	21,607	-	(98)	(7,397)	(9,430)	38,532	513	1,148	2035
1,058	1,961	3,738	7,341	14,900	(5,559)	20,458	-	(18)	(6,912)	(8,885)	36,273	477	1,081	2036
3,220	6,993	15,847	36,863	78,092	(39,978)	118,070	(27,118)	(248)	(74,537)	(71,038)	291,010	4,023	8,675	2037-2071
140,797	173,178	223,402	306,857	446,965	(163,018)	609,984	(27,118)	(49,546)	(202,065)	(281,921)	1,170,634	16,695	34,054	סה"כ

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.

(ג) להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון של העתודות בנכס הנפט (מחיר הנפט והגז וכמות מכירות הנפט והגז) ליום 31.12.2021 (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)	264,003	211,368	169,458	140,866	120,655	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	187,230	157,348	127,579	106,543	91,483
עתודות צפויות (Probable Reserves)	199,623	111,056	68,520	45,808	32,583	עתודות צפויות (Probable Reserves)	155,502	86,624	53,485	35,777	25,466
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	463,626	322,424	237,979	186,674	153,238	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	342,732	243,972	181,064	142,320	116,948
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	49,434	26,786	15,773	9,905	6,536	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	38,138	20,530	11,988	7,457	4,870
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	513,060	349,210	253,751	196,579	159,774	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	380,870	264,502	193,052	149,777	121,819
גידול במחיר/כמות הנפט והגז בשיעור של 15%						קיטון במחיר/כמות הנפט והגז בשיעור של 15%					

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)	283,179	224,866	179,926	149,447	127,948	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	167,915	143,821	117,105	97,961	84,190
עתודות צפויות (Probable Reserves)	210,671	117,170	72,281	48,316	34,363	עתודות צפויות (Probable Reserves)	144,593	80,534	49,729	33,270	23,686
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	493,850	342,036	252,207	197,763	162,310	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	312,508	224,355	166,834	131,231	107,876
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	52,258	28,351	16,719	10,517	6,953	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	35,314	18,966	11,042	6,845	4,454
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	546,108	370,387	268,926	208,280	169,263	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	347,822	243,321	177,876	138,076	112,330
גידול במחיר/כמות הנפט והגז בשיעור של 20%						קיטון במחיר/כמות הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	302,355	238,365	190,394	158,027	135,240	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	148,600	130,282	106,610	89,351	76,863
עתודות צפויות (Probable Reserves)	221,718	123,280	76,035	50,815	36,130	עתודות צפויות (Probable Reserves)	133,570	74,434	45,990	30,790	21,940
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	524,074	361,645	266,428	208,841	171,370	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	282,170	204,716	152,599	120,141	98,803
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	55,082	29,915	17,665	11,129	7,369	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	32,490	17,401	10,096	6,233	4,037
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	579,155	391,560	284,093	219,970	178,740	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	314,660	222,117	162,695	126,374	102,841

8.4.9 נתוני הפקה

להלן נתוני הפקה בשדות דנברי המיוחסים לשותפות בשנים 2020-2021:⁶⁴

2020	2021	
402.5	663.84	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקופה (באלפי חביות)
36.09	68.84	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית)
(8.26)	(16.03)	תמלוגים ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית)
(16.10)	(14.76)	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית)
11.73	38.05	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ⁶⁵
2.50	3.94	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בפרויקט (ב-%)

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

⁶⁴ כולל כמויות גז בשיעור זניח. הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשוך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגל עד 2 ספרות אחרי הנקודה העשרונית. הנתונים בשנת 2020 מתייחסים להפקה החל מחודש מרץ 2020, עת הושלמה עסקת הרכישה של שדות דנברי.

⁶⁵ התקבולים הממוצעים נטו ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות משקפים עלות הפקה של כ- 19.52 דולר לחבית בגין חלק השותפות, נטו. 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.

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה דוח העתודות שהוכן על ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2021, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ 2022 ;
2. ציון שם התאגיד: נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת ;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בחברה, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל 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- Resources Management System (2007) Petroleum כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח ;
8. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל

השותף הכללי

8.4.10 הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט

א. הסכם הרכישה

לפרטים אודות הסכם בין השותפות (באמצעות NPO), לבין דנברי, לרכישת זכויות בשדות הנפט Webster ו-East Hastings, Manvel, Thompson, 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 פיתוח משותף1. כללי

פעילות הפיתוח המשותף לצורך ניהול הקידוחים ופיתוח הבארות החדשות והפעלתן מוסדרת בהסכם פיתוח משותף (להלן בסעיף זה: "**ההסכם**"), אשר עיקריו מפורטים להלן:

במסגרת ההסכם NPO תשמש כקבלן מפעיל (Contract Operator) לצורך ביצוע פעולות קידוח והשלמה של עשר בארות באזור הפיתוח הכולל את השדות Webster ו-East Hastings Thompson, Manvel (להלן: "**פעולות הפיתוח של נאוויטס**", "**בארות הפיתוח**" ו-"**אזור הפיתוח**", בהתאמה). ההסכם מתייחס לפיתוח בארות חדשות על ידי NPO בטכנולוגיה של קידוחים אופקיים, והכנה לחיבורן למערכת ההפקה הקיימת של דנברי (להלן: "**מערכת ההפקה**"). לאחר החיבור של בארות הפיתוח למערכת ההפקה תשמש דנברי כמפעילה ויחולו הוראות הסכם התפעול המשותף כמפורט להלן. בהתאם להסכם, NPO תבצע קידוח אחד בכל אחד מנכסי הנפט באזור הפיתוח ולאחר מכן יחליטו הצדדים יחד על מיקום יתר בארות הפיתוח.

NPO התחייבה להתחיל בקידוח באר הפיתוח הראשונה לא יאוחר מ-6 חודשים ממועד ההשלמה, ולסיים תוך 18 חודשים ממועד ההשלמה את כלל בארות הפיתוח באזור הפיתוח (להלן: "**תקופת הקידוח**"). במסגרת ההסכם נקבע כי ככל ש-NPO לא תשלים את פעולות הפיתוח של נאוויטס עד תום תקופת הקידוח, דנברי תהא זכאית לסך של 1 מיליון דולר ארה"ב בגין כל באר שלגביה NPO לא השלימה את פעולות הפיתוח של נאוויטס. בחודש נובמבר 2021 השלימה נאוויטס את קידוחן של בארות הפיתוח בהתאם להתחייבויותיה מכוח הסכם הפיתוח המשותף.

דנברי התחייבה לחבר את בארות הפיתוח למערכת ההפקה, וזאת בתוך 3 חודשים ממועד השלמתן (להלן: "**פעולות הפיתוח של דנברי**"). שתי בארות הפיתוח האחרונות חוברו למערכת ההפקה על ידי דנברי בחודש מרץ 2022.

בנוסף, ל-NPO עומדת האפשרות לבצע עד 60 קידוחי פיתוח אופקיים נוספים בנכסי הנפט (להלן: "קידוחי פיתוח נוספים") בכפוף לעמידה בקריטריונים המפורטים בהסכם והכוללים בטיחות וסביבה (HSE), תקציב, והפקה בפועל. הקריטריונים האמורים יבחנו מחדש לאחר ביצוע כל סדרה של 10 קידוחים במסגרות הזמן שנקבעו בהסכם.

ביום 31 באוגוסט 2021, חתמו נאוויתס ודנברי על תיקון להסכם הפיתוח המשותף אשר עיקריו הארכת תקופת הקידוח עד ליום 4 בדצמבר 2021 וביטול זכותה של נאוויתס לקדוח קידוחי פיתוח נוספים בנכסי הנפט.

2. הוצאות ותקבולים

ההסכם כולל הוראות לעניין הרשאות להוצאות (AFE) שתוציא השותפות במסגרת פעולותיה כקבלן מפעיל ודרכי אישורן.

בהתאם להוראות ההסכם, הרשאות להוצאות (AFE) שתוציא דנברי במסגרת פעולות הפיתוח של דנברי, יצריכו הודעה בלבד לוועדת התפעול כהגדרתה להלן.

השותפות תשא במלוא (100%) עלויות השלמת בארות הפיתוח, לרבות עלויות בגין פעולות שיבוצעו על ידי דנברי, ותהא זכאית לכל התקבולים מהנפט המופק בכל שדה מקידוחים אלה (להלן: "ההחזר המועדף"), עד להחזר ההוצאות שהשקיעה בבארות הפיתוח באותו שדה, על פי ההרשאות להוצאות AFE (להלן: "מועד החזר ההוצאות").

בהתאם להוראות ההסכם, ביחס לשדה מסוים, עד למועד החזר ההוצאות, יחולו ההוראות שלהלן:

1. השותפות תישא במלוא (100%) ההוצאות השוטפות הנובעות מבארות הפיתוח, לרבות עלויות בגין פעולות שבוצעו על ידי דנברי;

2. דנברי תהא זכאית לתמלוג על בגובה 6.25% בכל באר שהושלם פיתוחה בשדה האמור;

החל ממועד החזר ההוצאות, הצדדים ישאו בכל התקבולים וההוצאות בקשר עם השדה האמור על פי חלקם היחסי בזכויות בנכסי הנפט, וההוראות בדבר החזר המועדף ותמלוג העל בקשר לשדה האמור תפקענה.

3. בטחונות

במסגרת ההסכם, נדרשו הצדדים להעמיד ערבויות מקובלות לשם הבטחת עמידתן בהתחייבויות מכוח ההסכם. במועד החתימה על מסמכי העסקה, העמידה חברת נאוויתס ארה"ב החזקות⁶⁶ (חברת האם של NPO) ל-NPO ערבות בסך של 10 מיליון דולר ארה"ב, שנועדה להבטיח את עמידת NPO בהתחייבויותיה במסגרת הסכם הפיתוח. הערבות האמורה קטנה במיליון דולר עם השלמתו של כל אחד מקידוחי הפיתוח. הערבות האמורה פקעה עם השלמת פעולות הפיתוח של נאוויתס מכוח הסכם הפיתוח המשותף.

⁶⁶ חברת בת (בשרשור) בהחזקה מלאה (100%) של השותפות.

חלקה של דנברי בנכסי הנפט ישועבד לטובת NPO, במטרה להבטיח את ביצוע תשלום ההחזר המועדף מתוך ההפקה.

4. הסכם קבלן מפעיל

במסגרת ההסכם, יתקשרו הצדדים בהסכם קבלן מפעיל (Contract Operator Agreement) במסגרתו תשמש NPO כקבלן מפעיל (Contract Operator) של בארות הפיתוח לצורך קידוח והשלמת הפיתוח של בארות הפיתוח, ויחולו עליה הוראות הסכם הקבלן המפעיל שעיקרן כדלקמן:

הקבלן המפעיל יבצע בשדה הרלוונטי את הפעולות שלהלן: (א) קידוח ופעולות נלוות (ככל שתידרשנה); (ב) השלמת בארות הפיתוח בהתאם לתכנית הרשאת ההוצאות הרלוונטית שאושרה; (ג) ניתוב בארות הפיתוח לנקודת החיבור הרלוונטית לצורך ביצוע פעולות הפיתוח של דנברי; ו-(ד) שיקום הקרקעות לאחר ביצוע פעולות הקידוח וההפקה, בהתאם לדרישות הרגולטוריות והסכמים אחרים ככל שקיימים.

השותפות תישא בכל עלות של נזק או כל חבות אחרת שתיגרם במהלך ביצוע קידוחי הפיתוח, למעט בגין אירועים שהוגדרו בהסכם, הכוללים רשלנות חמורה, התנהגות פסולה או רשלנות של דנברי כגורם יחיד לנזק.

מעבר למפורט לעיל, הסכם הקבלן המפעיל כולל, בין היתר, התחייבויות, הודעות והוראות בנוגע לשמירה על סודיות, והכל כמקובל בהסכמים מסוג זה.

5. סיום ההסכם

הסכם הפיתוח המשותף יעמוד בתוקף החל ממועד ההשלמה ועד למועד החזר ההוצאות בגין כל בארות הפיתוח.

על אף האמור לעיל, בקרות אירועים מסוימים, לכל צד קיימות אפשרויות לסיום ההתקשרות במועד מוקדם מן המועדים המפורטים לעיל.

6. הוראות נוספות

ההסכם קובע מנגנון לפיו במקרה שבו דנברי תבחר להמשיך בביצוע פרויקט פיתוח שדה Webster בעזרת החדרת CO₂, לשותפות תעמוד הזכות להצטרף לפרויקט או למכור את חלקה בשדה זה חזרה לדברי.

ההסכם כולל מנגנון מקובל של זכות הצעה ראשונה (Right of First Offer). כמו כן, ההסכם כולל תניות מקובלות, לרבות בקשר עם מצגים, סעדים בגין הפרות, והוראות בנוגע לדיווחים והתחייבויות לשמירה על סודיות.

ג. 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. זהות המפעיל, זכויותיו וחובותיו

דנברי משמשת כמפעיל (Operator) תחת הסכם התפעול. בכפוף לתנאי הסכם התפעול ולהחלטות ועדת התפעול (כהגדרתה להלן), ניתנו למפעיל הסמכויות והחובות בקשר לניהול הפעולות בנכסי הנפט. המפעיל יפעל כקבלן עצמאי ויהיה רשאי להעסיק קבלני משנה ו/או עובדים לביצוע הפעולות בנכסי הנפט (לרבות קביעת כמות העובדים, שכרם ושעות עבודתם). בניהול הפעולות בנכס הנפט יהיה המפעיל חייב, בין היתר, לבצע את תפקידיו בשקידה ראויה ובהתאם לנהלים מקובלים בתחום הנפט ולפעול בהתאם לתקנות בענייני בריאות, בטיחות וסביבה. כמו כן נדרש המפעיל לנהל רישום מדויק הכולל את החיובים והזיכויים בחשבון המשותף לצדדים. המפעיל נדרש להתקשר בהסכמי ביטוח כמפורט בהסכם התפעול ועל פי ההוראות הכלולות בו.

המפעיל יאפשר לצד להסכם התפעול שאינו המפעיל, בכל זמן סביר ובמסגרת השעות המקובלות, גישה לרישומי החשבון המשותף, וכן יספק 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 המפעיל, למעט אם נגרמו כתוצאה מרשלנות חמורה או מהתנהגות פסולה של המפעיל – שאז המפעיל ישא 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.

המפעיל יהיה רשאי לדרוש מהצדדים להקדים ולשלם מראש, כל אחד את חלקו, בהוצאות המשוערות, 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 המפעיל, 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 מהמפעיל (להלן בס"ק זה: **"הצד המפר"**), לבקשת המפעיל, הצדדים שאינם מפרים, 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 המפעיל ושניים מטעם של הצדדים אשר אינם המפעיל). 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.

המפעיל לא יבצע פרויקט אשר אינו קשור בפעולות הקידוח, שלא אושר על ידי הצדדים במסגרת הסכם התפעול ועלותו המוערכת עולה על 400,000 דולר ארה"ב. ההגבלות הנ"ל אינן פוגעות בזכותו של המפעיל לחרוג מהוצאות שיחויב להוציא בשל עניינים תפעוליים דחופים ו/או מקרי חירום והוא מחויב 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, יחל המפעיל בפעולה כאמור במסגרת הזמן הקבועה בהסכם התפעול, ויהיה עליו 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

על אף האמור בהסכם התפעול בקשר עם הצבעה, במקרה שלא ניתן להכריע משום שלא הושג רוב ("deadlock") - למעט החלטות הדורשות הסכמה מלאה, למפעיל תהיה הזכות (לפי שיקול דעתו הבלעדי) להכריע בסוגיה.

8. התפטרות המפעיל והעברתו מתפקידו ; בחירת מפעיל מחליף

בכפוף להוראות הסכם התפעול, המפעיל רשאי להתפטר מתפקידו בכל עת תוך מתן הודעה מוקדמת בכתב ובתנאי שהסכם הפיתוח מתיר זאת. בכפוף להוראות הסכם התפעול, ניתן להעביר את המפעיל מתפקידו על ידי הצבעה של יתר הצדדים אשר אינם המפעיל המחזיקים ביחד ברוב זכויות השתתפות, והכל בהתאם לשיעורי החזקותיהם הקבועים בהסכם (וזאת מבלי לקחת בחשבון את זכויות ההשתתפות של המפעיל), בין היתר, בקרות אחד המקרים המפורטים בהסכם, שעיקרם להלן: (1) אם המפעיל מתפרק או מחסל את קיומו המשפטי בדרך אחרת; (2) אם המפעיל חדל מלהחזיק זכויות ההשתתפות בנכסי הנפט; (3) אם המפעיל אינו מסוגל למלא את תפקידו כמפעיל.

הצבעה כאמור תהא בתוקף ככל שנשלחה למפעיל הודעה בכתב על קרות אחד מהאירועים המפורטים לעיל ובהתקיים התנאים הבאים: (1) המפעיל לא החל בפעולות לתיקון ההפרה תוך 30 ימים מיום ההודעה או שלאחר מכן לא נמשכות פעולות לתיקון כאמור; או (2) ככל שהפרת המפעיל נוגעת לפעולה המבוצעת על ידו, המפעיל לא החל בתיקונה בתוך ארבעים ושמונה (48) שעות מקבלת ההודעה. כמו כן, ניתן להעביר את המפעיל מתפקידו, ולא נדרשת הצבעה של יתר הצדדים אשר אינם המפעיל, אם המפעיל נעשה חדל פירעון, פושט רגל או נמצא בהליך כינוס נכסים. אם הוגשה בקשה כנגד המפעיל במסגרת הליכי פשיטת רגל ו/או חדלות פירעון ו/או כונס נכסים יראו במפעיל כמי שהתפטר. ככל שבית המשפט הפדרלי לפשיטת רגל מונע את העברת המפעיל מתפקידו, יתר הצדדים להסכם והמפעיל יכוננו ועדת תפעול זמנית עד אשר תתקבל החלטת המפעיל אם ממשיך 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 המפעיל, על הצד שאינו מפעיל ועל 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 מפעיל חדש לנכס ייעשה מבין השותפים בזכויות בנכס במועד המינוי ויקבע על ידי הצבעת הרוב מהצדדים השותפים בנכס בהתאם לשיעורי השתתפותם המפורטים בהסכם. במקרה שלא ניתן לקבל הכרעה למינוי, המפעיל היוצא יחליט על זהות המפעיל החדש. עליו להיות בעל הניסיון, הכישורים והאמצעים הדרושים לביצוע תפקיד המפעיל.

על אף האמור, לא ניתן להעביר את המפעיל מתפקידו במהלך תקופת הפיתוח למעט במקרים שהמפעיל מצוי בתהליך פשיטת ואינו מתפקד כמפעיל כשיר 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 המפעיל, לצדדים שאינם המפעיל קיימת הזכות לבחור במפעיל חדש, ובלבד שהחלטה כאמור תתקבל ברוב קולות בעלי זכויות ההשתתפות בנכסי הנפט, וזאת מבלי לקחת בחשבון את הצבעתו של המפעיל 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 המפעיל) 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 למפעיל בתוך ארבעים ושמונה (48) שעות (לא כולל ימי מנוחה, כמפורט בהסכם התפעול) ויוכל להשתלט על הבאר, לאחר שהוכיח למפעיל 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 NPO.

8.5.1 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 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 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 (HBP) Held By Production, 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:	-

פרטים כלליים אודות נכס הנפט נצ'ס	
Peles LLC	ציון שם המפעיל (Operator):
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).	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	
31 ביולי 2019	בעד החזקה בנכס נפט שנרכש - ציון תאריך הרכישה:
החזקה באמצעות חברת בת בבעלותה המלאה של השותפות (בשרשור), NPO.	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
77.14%	ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
19,854 אלפי דולר	סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2021 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):

8.5.2 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.

8.5.3 עמידה בתכנית עבודה

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

8.5.4 תכנית עבודה בפועל ומתוכננת בנכס הנפט

תקופה	תיאור תמציתי של תכנית העבודה המתוכננת ⁶⁷	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר) ⁶⁸	היקף השתתפותם בפועל של מחזיקי הרישיונות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2019	השקעות הוניות בנכס הנפט	647	634
2020	השקעות הוניות בנכס הנפט	192	188
2021	השקעות הוניות בנכס הנפט	-	-
2022 ואילך	ביצוע קידוחים והשקעות הוניות בנכס הנפט	33,131	32,468

8.5.5 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 8.5.1 לעיל.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	77.14%	78.71%	ראו תחשיב בסעיף 8.5.6 להלן.
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש, פיתוח או הפקה בנכס הנפט	98%	100%	ראו תחשיב בסעיף 8.5.7 להלן.

⁶⁷ תכנית העבודה והתקציב הכולל המשוער כוללים השקעות הוניות בלבד.

⁶⁸ לא כולל דמי חכירה שנתיים.

8.5.6 השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט, תחת הנחה של הפקה מסחרית מנכס הנפט

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
הכנסות שנתיות חזויות של נכס נפט	100%	
<u>פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר תגלית) ברמת נכס הנפט:</u>		
בעלי הזכויות בקרקע	(15.29%)	שיעור התמלוגים של בעלי הזכויות השונים
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	84.71%	
חלק המשוך 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)	83.02%	
<u>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):</u>		
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לשותף הכללי	(5.88%)	תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות.
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	77.14%	

8.5.7 באור לחישוב שיעור ההשתתפות המשוך בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הפיתוח וההפקה מנכס הנפט

<u>פריט</u>	<u>אחוז</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים</u>
הוצאות תיאורטיות של נכס נפט (בלא התמלוגים האמורים)	100%	
<u>פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:</u>		
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%	
<u>פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות מנכס הנפט):</u>		
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות פיתוח או הפקה מנכס הנפט	98%	

8.5.8 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות הפיתוח וההפקה בנכס הנפט (באלפי

דולר)⁶⁹

פריט	סך הכל שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעות בתקופה זו בנכס הנפט	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 2019 (לרבות התשלומים האמורים)	634	-	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2020 (לרבות התשלומים האמורים)	188	-	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2021 (לרבות התשלומים האמורים)	-	-	-

8.5.9 עתודות בנכס הנפט

(א) נתוני כמויות

(1) על פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2021, עתודות הנפט שבנכס הנפט המסווגות כעתודות בהפקה (On Production) הינם כמפורט להלן.

סה"כ חלק השותפות (Net)				סה"כ בנכס הנפט (Gross)			קטגוריית עתודות
סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBBL	נפט MMBBL	נוזלי גז טבעי MMBBL	גז טבעי BCF	סה"כ בשווה ערך של חביות נפט MMBBL	נפט MMBBL	גז טבעי BCF	
3.1	2.6	0.2	1.7	3.8	3.2	3.3	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)
2.0	1.7	0.1	0.9	2.5	2.2	1.5	עתודות צפויות (Probable Reserves)
5.0	4.3	0.3	2.6	6.3	5.4	4.8	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
0.4	0.4	0.0	0.1	0.6	0.5	0.3	עתודות אפשריות (Possible Reserves)
5.5	4.7	0.3	2.7	6.9	5.9	5.1	סה"כ עתודות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible Reserves)

⁶⁹ לא כולל תמלוגים כמפורט בסעיף 8.5.6 לעיל.

(2) בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכללן כי: (א) ההערכות, 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 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 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; (י) כמקובל בהערכות בתחום הנפט והגז, ישנן אי ודאויות מובנות בפרשנות ההנדסית והגאולוגית, ולכן מסקנות NSAI מייצגות, כמקובל, פרשנות מקצועית בלבד.

(3) הסבר על הפערים בין דוח העתודות הנוכחי לדוח העתודות מיום 3 באוקטובר 2021⁷⁰ (להלן בסעיף זה: "דוח העתודות הקודם")

הדוח הנוכחי כולל שינויים לא מהותיים בעתודות וזאת בשל ההפקה מנכס הנפט במהלך החציון השני של שנת 2021.

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, גיאופיזי, 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

⁷⁰ ראו דיווח השותפות מיום 3 באוקטובר 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-082558).

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 FactSet⁷¹: (1) מחירי נפט- נלקחו תחזיות לגבי מחירי נפט West Texas Intermediate (WTI). מחיר הנפט מותאם לאיכות הנפט, לעלויות הולכה ולהפרשי שערים, ביחס ל-WTI; (2) מחירי גז- נלקחו תחזיות לגבי מחירי גז טבעי Henry Hub. מחיר הגז מותאם לאיכות הגז, לעלויות הולכה ולהפרשי שערים.

להלן טבלה המרכזת את מחירי הנפט והגז הטבעי בהם נעשה שימוש (לפני התאמות):

מחיר גז טבעי דולר/MMBTU	מחיר נפט דולר/חבית	סוף תקופה
3.97	76.51	31.12.2022
3.55	72.27	31.12.2023
3.26	68.83	31.12.2024
3.23	66.13	31.12.2025
3.23	66.13	לאחר מכן

(2) עלויות התפעול שהונחו על ידי השותפות ועל ידי NSAI מבוססות על עלויות בפועל בנכסי הנפט בשנים האחרונות בתוספת התאמות הנגזרות מהסכמי התפעול המעודכנים אשר נחתמו במסגרת הסכמי הרכישה. הוצאות התקציב הכלליות והמנהליות אינן כלולות. עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.

⁷¹ המעודכנים למועד הסמוך לאישור הדוח.

- (3) ההוצאות ההוניות שנלקחו בחשבון לצורך הכנת התזרים המהוון מבוססות על הוצאות מאושרות והוצאות בפועל שהוצאו בפרויקט וכוללות הוצאות הוניות אשר תידרשנה לתחזוקת הבארות, קדיחת בארות חדשות ולציוד הפקה. ההוצאות ההוניות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות נראות סבירות בעיניה, עלויות אלו אינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
- (4) עלויות נטישה שנלקחו בחשבון הינן עלויות שסופקו ל-NSAI על-ידי השותפות בהתאם להערכותיה באשר לעלות נטישת הבארות. כפי שהוגדר על-ידי השותפות, עלויות הנטישה אינן כוללות את הניצולת של המתקנים (Salvage Value) ואינן מותאמות לשינוי אינפלציה.
- (5) 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.
- (6) בחישובי המס בארה"ב התחשבה השותפות במס חברות פדרלי בשיעור של 21% וכן מסים נוספים המשולמים למדינת טקסס ולמחוזות בהן ממוקמים הנכסים הנרכשים. בנוסף, נלקחו תמלוגים שישולמו ברמת נכסי הנפט לבעלי הזכויות בקרקע בשיעור ממוצע של כ- 15% ובשיעור של 6% לשותף הכללי.
- (7) לצורך הצגת תשלומי המס במסגרת דוח התזרים, מחשבת השותפות את תשלומי המס ברמת נכסי 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. כפועל יוצא תשלומי המס בארה"ב צפויים להיות נמוכים יותר מאשר כפי שמוצג בדוח התזרים שלהלן.
- התזרים המהוון עודכן ביחס לתזרים המהוון שנכלל בדוח העתודות הקודם בעיקר בשל עדכון קצבי ההפקה במודל המאגר ועדכון תחזית מחירי הנפט.
- בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל, להלן הערכת התזרים המהוון, נכון ליום 31.12.2021 באלפי דולר, המיוחס לשותפות בעתודות בנכס הנפט:

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות (Proved Reserves) ליום 31.12.2021 (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%										
2,364	2,415	2,469	2,527	2,589	(701)	3,290	-	(300)	(3,447)	(1,975)	9,011	192	108	2022
418	445	476	510	549	(661)	1,210	-	(2,219)	(3,597)	(1,949)	8,976	199	115	2023
3,341	3,716	4,154	4,666	5,272	(1,185)	6,457	-	(873)	(3,651)	(2,815)	13,796	242	190	2024
1,417	1,645	1,922	2,262	2,683	(1,089)	3,772	-	(3,565)	(3,569)	(2,811)	13,717	229	197	2025
(32)	(39)	(48)	(59)	(73)	(1,686)	1,612	(547)	(10,295)	(3,914)	(4,283)	20,651	286	300	2026
2,266	2,864	3,657	4,724	6,179	(4,111)	10,289	(38)	(9,622)	(4,949)	(6,703)	31,601	361	462	2027
3,001	3,958	5,285	7,153	9,824	(3,467)	13,291	(38)	(200)	(5,130)	(5,025)	23,684	289	345	2028
1,503	2,068	2,887	4,093	5,903	(2,295)	8,197	(38)	(200)	(5,083)	(3,626)	17,145	226	249	2029
842	1,210	1,765	2,622	3,970	(1,851)	5,821	(19)	(190)	(4,922)	(2,930)	13,882	191	202	2030
509	762	1,163	1,810	2,878	(1,404)	4,282	(57)	(181)	(4,352)	(2,360)	11,231	152	163	2031
324	507	809	1,319	2,202	(1,109)	3,311	(19)	(171)	(4,033)	(1,999)	9,534	130	138	2032
201	328	548	935	1,640	(903)	2,543	(19)	(163)	(3,698)	(1,704)	8,127	109	118	2033
121	206	359	642	1,181	(792)	1,973	(19)	(155)	(3,496)	(1,497)	7,140	96	104	2034
66	118	215	403	780	(668)	1,448	(93)	(147)	(3,291)	(1,318)	6,298	87	91	2035
40	75	142	279	567	(555)	1,122	(74)	(140)	(3,033)	(1,154)	5,523	77	80	2036
58	115	222	321	(739)	(2,284)	1,545	(2,886)	(1,652)	(14,804)	(5,235)	26,122	400	377	2037-2071
16,440	20,393	26,026	34,208	45,404	(24,760)	70,164	(3,846)	(30,073)	(74,969)	(47,384)	226,436	3,264	3,240	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות צפויות (Probable Reserves) ליום 31.12.2021 (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%										
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2022
3	3	3	3	3	()	4	-	-	-	(1)	5			2023
344	383	428	481	543	(82)	625	-	-	-	(143)	768	8	11	2024
1	2	2	2	3	(306)	309	-	(1,346)	(6)	(405)	2,065	21	30	2025
973	1,178	1,439	1,774	2,210	(1,413)	3,623	19	(2,692)	(242)	(1,724)	8,261	83	121	2026
2,758	3,485	4,451	5,749	7,519	(3,080)	10,598	-	(673)	(490)	(3,188)	14,950	157	219	2027
2,269	2,993	3,996	5,408	7,428	(2,910)	10,338	-	-	(496)	(2,935)	13,769	138	202	2028
1,489	2,050	2,861	4,056	5,850	(2,308)	8,158	-	-	(495)	(2,338)	10,991	109	161	2029
1,006	1,445	2,109	3,132	4,742	(1,890)	6,633	-	-	(561)	(1,940)	9,134	91	134	2030
701	1,051	1,603	2,495	3,966	(1,590)	5,557	-	-	(598)	(1,658)	7,812	77	115	2031
499	780	1,245	2,030	3,389	(1,378)	4,767	-	-	(715)	(1,475)	6,957	69	102	2032
358	584	974	1,664	2,917	(1,206)	4,122	-	-	(700)	(1,296)	6,118	60	90	2033
262	446	778	1,391	2,561	(1,082)	3,643	19	-	(735)	(1,171)	5,530	54	81	2034
191	340	620	1,162	2,247	(971)	3,218	-	-	(811)	(1,084)	5,114	50	75	2035
144	266	507	996	2,022	(879)	2,901	19	-	(798)	(992)	4,672	46	69	2036
374	807	1,839	4,472	11,835	(7,277)	19,112	(171)	-	(25,983)	(11,966)	57,232	553	840	2037-2071
11,372	15,813	22,855	34,816	57,236	(26,371)	83,607	(114)	(4,711)	(32,629)	(32,315)	153,376	1,518	2,250	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות וצפויות (2P) Proved+Probable Reserves ליום 31.12.2021 (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%										
2,364	2,415	2,469	2,527	2,589	(701)	3,290	-	(300)	(3,447)	(1,975)	9,011	192	108	2022
421	448	479	514	553	(661)	1,214	-	(2,219)	(3,597)	(1,950)	8,980	199	115	2023
3,685	4,099	4,581	5,147	5,815	(1,267)	7,081	-	(873)	(3,651)	(2,958)	14,563	250	201	2024
1,419	1,647	1,924	2,264	2,686	(1,395)	4,081	-	(4,911)	(3,575)	(3,215)	15,782	250	228	2025
940	1,139	1,391	1,715	2,137	(3,098)	5,235	(528)	(12,987)	(4,156)	(6,006)	28,912	369	421	2026
5,024	6,349	8,108	10,473	13,697	(7,190)	20,888	(38)	(10,295)	(5,439)	(9,891)	46,551	518	681	2027
5,270	6,951	9,281	12,561	17,252	(6,377)	23,629	(38)	(200)	(5,626)	(7,961)	37,453	427	547	2028
2,992	4,118	5,748	8,149	11,752	(4,603)	16,355	(38)	(200)	(5,578)	(5,965)	28,136	335	411	2029
1,848	2,654	3,874	5,754	8,713	(3,741)	12,454	(19)	(190)	(5,482)	(4,870)	23,016	282	336	2030
1,210	1,813	2,766	4,305	6,844	(2,994)	9,838	(57)	(181)	(4,950)	(4,017)	19,043	229	278	2031
823	1,287	2,054	3,348	5,591	(2,488)	8,079	(19)	(171)	(4,748)	(3,474)	16,491	198	240	2032
559	912	1,522	2,599	4,556	(2,109)	6,665	(19)	(163)	(4,397)	(3,000)	14,244	169	208	2033
383	652	1,136	2,033	3,742	(1,873)	5,616	-	(155)	(4,231)	(2,668)	12,670	151	185	2034
258	458	835	1,566	3,027	(1,639)	4,666	(93)	(147)	(4,103)	(2,403)	11,411	137	166	2035
184	341	650	1,276	2,590	(1,434)	4,023	(55)	(140)	(3,831)	(2,146)	10,195	123	149	2036
431	922	2,061	4,793	11,096	(9,561)	20,657	(3,057)	(1,652)	(40,787)	(17,201)	83,354	953	1,217	2037-2071
27,811	36,206	48,880	69,024	102,640	(51,131)	153,771	(3,960)	(34,784)	(107,598)	(79,700)	379,813	4,782	5,490	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות אפשריות Possible Reserves ליום 31.12.2021 (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%										
(584)	(597)	(610)	(624)	(640)	28	(667)	-	(673)	0	(2)	8	-		2022
859	915	978	1,049	1,128	(127)	1,256	-	-	(76)	(479)	1,810	-	25	2023
339	378	422	474	536	(87)	623	-	-	(73)	(250)	946	-	14	2024
32	37	43	51	60	(330)	390	-	-	(72)	(166)	628	-	10	2025
43	52	64	79	98	(157)	255	-	(592)	(102)	(361)	1,310	9	20	2026
477	602	769	994	1,300	(513)	1,813	-	-	(132)	(656)	2,601	23	40	2027
378	499	666	901	1,238	(493)	1,731	-	-	(131)	(600)	2,461	22	37	2028
265	365	510	723	1,042	(418)	1,460	-	-	(130)	(507)	2,097	18	32	2029
188	270	394	585	885	(358)	1,243	-	-	(129)	(435)	1,808	16	27	2030
135	202	309	480	764	(310)	1,074	-	-	(129)	(380)	1,583	14	24	2031
99	154	246	401	670	(273)	943	-	-	(129)	(338)	1,409	12	21	2032
72	118	197	336	589	(243)	832	-	-	(128)	(302)	1,263	11	19	2033
53	91	158	283	522	(222)	744	-	-	(156)	(281)	1,180	10	18	2034
39	69	127	237	459	(207)	665	-	-	(250)	(281)	1,196	10	18	2035
28	53	100	197	399	(193)	592	-	-	(343)	(283)	1,218	11	18	2036
80	176	415	1,056	2,967	(1,679)	4,646	(36)	-	(4,817)	(2,764)	12,262	115	181	2037-2071
2,503	3,385	4,787	7,222	12,017	(5,582)	17,599	(36)	(1,265)	(6,796)	(8,085)	33,780	271	503	סה"כ

סה"כ תזרים מהוון מעתודות מוכחות, צפויות ואפשריות (3P) Proved+Probable+Possible Reserves ליום 31.12.2021 (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%										
1,780	1,818	1,859	1,902	1,949	(674)	2,623	-	(973)	(3,447)	(1,977)	9,019	192	109	2022
1,279	1,363	1,457	1,563	1,681	(788)	2,469	-	(2,219)	(3,673)	(2,429)	10,791	199	140	2023
4,025	4,477	5,004	5,621	6,351	(1,354)	7,705	-	(873)	(3,724)	(3,209)	15,510	250	214	2024
1,450	1,683	1,967	2,315	2,746	(1,725)	4,471	-	(4,911)	(3,646)	(3,381)	16,410	250	237	2025
984	1,191	1,455	1,794	2,235	(3,255)	5,490	(528)	(13,579)	(4,258)	(6,367)	30,222	378	441	2026
5,500	6,952	8,877	11,467	14,997	(7,704)	22,701	(38)	(10,295)	(5,571)	(10,547)	49,151	541	720	2027
5,648	7,450	9,947	13,462	18,490	(6,870)	25,359	(38)	(200)	(5,757)	(8,560)	39,914	449	584	2028
3,257	4,483	6,258	8,872	12,795	(5,021)	17,816	(38)	(200)	(5,708)	(6,471)	30,233	354	442	2029
2,036	2,924	4,268	6,339	9,598	(4,099)	13,697	(19)	(190)	(5,612)	(5,305)	24,823	298	363	2030
1,345	2,016	3,075	4,785	7,608	(3,304)	10,912	(57)	(181)	(5,079)	(4,397)	20,626	243	301	2031
922	1,442	2,300	3,750	6,261	(2,760)	9,021	(19)	(171)	(4,877)	(3,811)	17,900	211	262	2032
631	1,030	1,718	2,935	5,145	(2,352)	7,497	(19)	(163)	(4,526)	(3,302)	15,507	180	227	2033
436	742	1,295	2,316	4,264	(2,095)	6,359	-	(155)	(4,387)	(2,950)	13,851	161	203	2034
297	528	962	1,803	3,485	(1,846)	5,331	(93)	(147)	(4,353)	(2,684)	12,607	148	184	2035
212	393	750	1,472	2,989	(1,626)	4,615	(55)	(140)	(4,174)	(2,429)	11,413	134	167	2036
511	1,098	2,476	5,850	14,064	(11,240)	25,303	(3,092)	(1,652)	(45,603)	(19,965)	95,616	1,068	1,398	2037-2071
30,314	39,591	53,667	76,245	114,657	(56,713)	171,370	(3,996)	(36,049)	(114,394)	(87,784)	413,593	5,053	5,993	סה"כ

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.

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

הנפט והגז) ליום 31.12.2021 (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)	58,269	43,135	32,678	25,597	20,659	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	58,269	43,135	32,678	25,597	20,659
עתודות צפויות (Probable Reserves)	65,886	39,577	25,827	17,821	12,802	עתודות צפויות (Probable Reserves)	65,886	39,577	25,827	17,821	12,802
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	124,155	82,713	58,505	43,419	33,461	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	124,155	82,713	58,505	43,419	33,461
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	13,860	8,239	5,440	3,841	2,841	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	13,860	8,239	5,440	3,841	2,841
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	138,015	90,952	63,945	47,260	36,302	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	138,015	90,952	63,945	47,260	36,302
קיטון במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 15%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	64,692	47,590	35,991	28,183	22,750	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	64,692	47,590	35,991	28,183	22,750
עתודות צפויות (Probable Reserves)	70,220	41,963	27,319	18,831	13,524	עתודות צפויות (Probable Reserves)	70,220	41,963	27,319	18,831	13,524

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)	134,912	89,553	63,310	47,014	36,274	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	70,298	48,411	34,336	25,260	19,197
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	14,781	8,753	5,774	4,079	3,021	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	9,299	5,700	3,799	2,683	1,973
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	149,693	98,305	69,083	51,094	39,296	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	79,597	54,111	38,135	27,943	21,170
קיצון במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%						גידול במחיר הנפט והגז בשיעור של 20%					
עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	71,108	52,042	39,303	30,768	24,840	עתודות מוכחות 1P (Proved Reserves)	19,273	16,052	12,420	9,673	7,683
עתודות צפויות (Probable Reserves)	74,562	44,350	28,810	19,842	14,246	עתודות צפויות (Probable Reserves)	40,156	25,452	17,037	11,905	8,608
סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	145,670	96,392	68,113	50,609	39,086	סה"כ עתודות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	59,429	41,504	29,456	21,578	16,291
עתודות אפשריות (Possible Reserves)	15,702	9,267	6,108	4,319	3,203	עתודות אפשריות (Possible Reserves)	8,391	5,190	3,463	2,440	1,786
סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	161,372	105,659	74,222	54,928	42,289	סה"כ עתודות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	67,820	46,693	32,919	24,018	18,077

8.5.10 נתוני הפקה

להלן נתוני הפקה בפרויקט נצ"ס המיוחסים לשותפות בשנים 2020-2021:⁷²

2020	2021	
153.15	117.14	סה"כ תפוקה (המשויכת למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקופה (באלפי חביות)
32.56	59.17	מחיר ממוצע ליחידת תפוקה המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית)
(6.29)	(12.91)	תמלוגים ממוצעים ששולמו ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ⁷³
(25.12)	(27.22)	עלויות הפקה ממוצעות ליחידת תפוקה המשויכות למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ⁷⁴
1.15	19.04	תקבולים נטו ממוצעים ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות (דולר לחבית) ⁷⁵
2.18	1.73	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט בפרויקט (ב-%)

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

⁷² הפקת הגז בפרויקט נצ"ס מהווה כ- 24% מסך ההפקה, עובדה אשר מקבלת ביטוי במחיר המשוקלל לחבית בדולר. הנתונים המובאים בטבלה לעיל ביחס לשיעור המשוך לבעלי הזכויות ההוניות של השותפות במחיר ממוצע ליחידת תפוקה, בתמלוגים ששולמו, בעלויות ההפקה ובתקבולים נטו, עוגל עד 2 ספרות אחרי הנקודה העשרונית.

⁷³ מייצג תמלוגים לממשל הפדרלי בארה"ב, לצדדים שלישיים ולבעלי עניין בשותף הכללי.

⁷⁴ לא כולל עלויות תחזוקה חד-פעמיות בסך של כ- 771 אלפי דולר, שבוצעו במהלך הרבעון הרביעי לשנת 2021, וגרמו לגידול בקצב ההפקה של הפרויקט.

⁷⁵ התקבולים הממוצעים נטו ליחידת תפוקה המשויכים למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות משקפים עלות הפקה של כ- 34.82 דולר לחבית בגין חלק השותפות, נטו. 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.

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה דוח העתודות שהוכן על ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2021, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ 2022 ;
2. ציון שם התאגיד: נאויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת ;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בחברה, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל 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- Resources Management System (2007) Petroleum כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח ;
8. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל

השותף הכללי

במהלך שנת 2019 רכשה השותפות, באמצעות סוכן מקומי, רישיונות לחיפוש והפקה של נפט וגז באזור טקסס, בעלות כוללת של כ- 710 אלפי דולר. מטרת רכישת רישיונות אלו היתה יצירת דריסת רגל (מאסה קריטית) באזורים ספציפיים בעלי מאפיינים העשויים להתאים לביצוע קידוחים אופקיים, כפי שמבצעת השותפות בשדות דנברי. רישיונות אלו מקנים זכויות לחיפוש והפקה של נפט וגז ותיתכן ביחס אליהם אפשרות פיתוח עתידית. נכון למועד הדוח, רואה השותפות ברישיונות הנפט האמורים כנכסי נפט זניחים לתוצאות פעילותה של השותפות ולעסקיה.

8.6.1 פרטים כלליים

פרטים כלליים	
שם נכס הנפט:	נכסי נפט יבשתיים שונים
מיקום:	טקסס
שטח:	כ- 1,680 אקר (כ- 6.79 קמ"ר)
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	רישיונות (Leases) המקנים זכויות לחיפוש והפקה של נפט וגז. זכויות מסוג זה פוקעות כאשר אין הפקה מסחרית מהרישיון. 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:	מרץ-יוני 2019
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	מרץ-יוני 2022
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	מרץ-יוני 2022
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	מרבית הרישיונות כוללים אופציית הארכה לשנתיים נוספות
ציון שם המפעיל (Operator):	Peles LLC
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	-

8.6.2 **תכנית עבודה בפועל ומתוכננת בנכס הנפט**

למועד דוח זה, השותפות אינה מתכוונת לבצע פעולות כלשהן בנכסי הנפט. השותפות תשקול את האפשרות לגבש תכנית פיתוח ברישיונות אלו לאחר שיתקבלו תוצאות הקידוחים האופקיים בשדות דנברי.

בסוף שנת 2016 זכתה הצעתה של השותפות ביחד עם חברה בבעלות קבוצת דלק בע"מ במכרז לרישיונות אקספלורציה באזור מזרח ניופאונדלנד בקנדה, כאשר חלקה של השותפות הינו 30% וחלקה של קבוצת דלק הינו 70%. הצעת השותפות וקבוצת דלק הובילה לזכייה ברישיון אקספלורציה בבלוק 7 המשתרע על פני כ-2,000 קמ"ר וממוקם באגן ה-West Orphan לחופי קנדה.

דוח של חברת Beicip, העריך פוטנציאל של כ-25.5 מיליארד חביות נפט וכ-20.6 TCF של גז טבעי באגן ה-West Orphan לחופי קנדה.⁷⁶

למיטב ידיעת השותפות, קונסורציום החברות BP, Hess ו-Chevron זכה בשלושת הרישיונות הצמודים לרישיון של השותפות, בתמורה להתחייבות לפעילות בהיקף של כ-413 מיליון דולר קנדי.⁷⁷ בחודש אוקטובר 2018, הגישה BP לרשויות בקנדה הצהרה בעניין ההשפעה הסביבתית של פיתוח השדות במסגרת הרישיונות שבבעלותה (Environmental Impact Statement). בשנת 2020 הרשויות הקנדיות פרסמו הודעה לפיה הפרויקט לא צפוי להוביל לפגיעה משמעותית בסביבה. BP ממשיכה לקדם את תכנית הקידוח באזורים אלו, פועלת לקבל את האישורים הנדרשים מהרשויות לכך ונערכת לתחילת ביצוע התכנית בין השנים 2023-2026.⁷⁸

8.7.1 פרטים כלליים

פרטים כלליים אודות נכס הנפט בלוק 7	
שם נכס הנפט:	EL1147
מיקום:	נכס ימי המצוי כ-350 ק"מ מזרחית לניופאונדלנד שבמזרח קנדה, בעומק מים של כ-1,500 מטר ⁷⁹
שטח:	כ-2,000 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	רישיון אקספלורציה, המאפשר למחזיקים בו לבצע פעולות חיפוש נפט וגז, לרבות סקרים סייסמיים וקידוחי אקספלורציה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	15.1.2017 (תאריך מכרז – 9.11.2016)
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	6 שנים ממועד ההענקה
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	-
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	14.1.2023
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	הרישיון ניתן לתקופה בת 6 שנים ממועד ההענקה. ⁸⁰ ניתן להאריך את הרישיון בעד שלוש שנים נוספות בכפוף לתשלומי ערבות נוספים שישוחררו כנגד ביצוע קידוח ברישיון. בתום התקופה יפקע הרישיון והשטחים הכלולים בו יוחזרו למעט אותם שטחים שבהם תוכרז תגלית (אם וככל שתוכרז), ויתקבל בגינה רישיון תגלית משמעותית או פיתוח.

⁷⁶ International Oil and Gas Consulting and Software Solutions Provider, דו"ח אשר פורסם ביום 16 באוגוסט 2016.

⁷⁷ למידע נוסף ראו באתר <https://www.cnlopb.ca/news/nr20161109/>, C-NLOPB, <https://www.cnlopb.ca/abstract/el1145/>, <https://www.cnlopb.ca/abstract/el1146/>, <https://www.cnlopb.ca/abstract/el1148/>.

⁷⁸ https://www.bp.com/en_ca/canada/home/who-we-are/offshore/newfoundland-and-labrador.html

⁷⁹ עומק קידוח משוער של 4,750 מטר.

⁸⁰ בחודש ינואר 2022 פנתה נאוויטס קנדה לרגולטור הקנדי בבקשה להאריך את תקופת הרישיון הראשונה בשנה נוספת.

פרטים כלליים אודות נכס הנפט בלוק 7	
ציון שם המפעיל (Operator):	נאוויטס קנדה
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	נאוויטס קנדה – 30%. 1099494 B.C. Ltd. – 70%. 1099494 B.C. Ltd. הינה חברה זרה בבעלות מלאה של קבוצת דלק בע"מ, חברה ציבורית בשליטת יצחק (שרון) תשובה.

פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
בעד החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	-
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	החזקה באמצעות נאוויטס קנדה
ציון החלק בפועל המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:	26.09% - 27.92%
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום 31.12.2021 (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	כ- 619 אלפי דולר ארה"ב

8.7.2 פעולות טרם ההחזקה בנכס הנפט

למיטב ידיעת השותפות טרם בוצעו פעולות קידוח בשטח הרישיון, וככל הנראה רוב שטחו הוענק לראשונה. על שטחי הרישיון וסביבתו בוצעו סקרים סייסמיים 2D בעבר, ובהתאם לאלה נתקבלה ההחלטה להגיש הצעה במסגרת המכרז על הרישיון.

8.7.3 עמידה בתכנית עבודה

אין תכנית עבודה מחייבת ברישיון.

השותפים בנכס הנפט מחויבים בתשלומים שנתיים בגין עבודות סביבתיות ואחרות, וכן התחייבו במסגרת התמודדותם במכרז לרכישת נכס הנפט להשקעה באקספלורציה בנכס הנפט (לרבות ביצוע סייסמיקה, מחקר ופיתוח וגיבוש מידע ונתונים אודות הרישיון, ביצוע קידוחים וכו') לאורך תקופת הרישיון בסך של כ-48 מיליון דולר קנדי (מתוכם חלקה של נאוויטס קנדה 14.4 מיליון דולר קנדי).⁸¹

חבות השותפות מוגבלת לערבות הביצוע שניתנה כנגד ביצוע עבודות בהיקף של סכום ההצעה הכולל במכרז. ערבות הביצוע הינה בגובה 25% מגובה ההצעה הכולל במכרז. ככל שהשותפים ישקיעו כספים בעבודות הקשורות באקספלורציה כאמור, הם יהיו זכאים לשחרור הערבות בגובה של 25% מההשקעה בפועל, על בסיס שנתי.

⁸¹ הקריטריון במכרז לבחירת ההצעה הזוכה היה הסכום הכולל אותו התחייב המציע להשקיע בגין פעילות אקספלורציה בשטח המכרז.

8.7.4 תכנית עבודה בפועל ומתוכננת

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל ברישיון עד למועד הדוח, וכן

תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות ברישיון האמור: ⁸²

תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה או של תכנית העבודה המתוכננת	תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (באלפי דולר)	היקף השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב (באלפי דולר)
2019	• המשך עיבוד ופענוח המידע שנתקבל מהסייסמיקה שנרכשה במהלך 2018	כ-67	כ-20
2020	• בחינת חלופות לרכישת סייסמיקה נוספת	כ-43	כ-13
2021	• בחינת חלופות לרכישת סייסמיקה נוספת	כ-183	כ-55
2022 ואילך	• ביצוע סקר סייסמי 3D	כ-20,000	כ-6,000

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכת השותפות לעניין הפעולות המתוכננות ברישיון, לרבות לעניין עלויות, לוחות זמנים ועצם ביצוען, הינה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, המבוססת על הערכות השותפות לגבי מרכיבי תכנית העבודה ועלויותיהם אשר עשויים להשתנות מעת לעת. ביצוע תכנית העבודה בפועל לרבות לוחות זמנים ועלויות עשוי להיות שונה מהותית מההערכות לעיל והוא מותנה, בין היתר, בתנאי שוק, ברגולציה, בנסיבות חיצוניות רבות, בצרכים טכניים, ביכולת טכנית ובכדאיות כלכלית.

8.7.5 שיעור השתתפות בפועל בהוצאות והכנסות ברישיון

שיעור השתתפות	אחוז	שיעור מגולם ל-100%	הסברים
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בנכס הנפט	30%	100%	
השיעור המשווה בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט	26.09% - 27.92%	86.95% - 93.06%	
שיעור השתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש ופיתוח או הפקה בנכס הנפט	30%	100%	

⁸² לא כולל דמי חכירה שנתיים.

8.7.6 השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט, בהינתן תרחיש עתידי של ממצא והפקת הכנסה לרבות בתקופה שלאחר התממשות תרחיש זה

פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים (לרבות ניכוי הוצאות ואחרים)
הכנסות שנתיות חזויות של נכס הנפט לאחר הממצא	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר ממצא) ברמת נכס הנפט:		
הממשל הקנדי	(7.5%) - (1%)	התמלוג לממשל משתנה על פי השלב בו מצוי החזר ההשקעה מהפרויקט
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	99% - 92.5%	
החלק המשוך למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות מנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	30%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות בפועל, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	27.8% - 29.7%	
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 מנכס הנפט):		
שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד בתשלום לשותף כללי	(1.67%) - (1.78%)	תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 6% מחלקה של השותפות בהכנסות.
סך הכל	(1.67%) - (1.78%)	
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד בהכנסות מנכס הנפט	26.09% - 27.92%	

8.7.7 באור לחישוב שיעור ההשתתפות בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות החיפוש, הפיתוח וההפקה ברישיון

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)	30%	
סה"כ שיעורם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בהוצאות, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	30%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות (האחוזים להלן יחושבו לפי שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות מנכס הנפט):		
השיעור המשוך בפועל למחזיקי הזכויות ההוניות של התאגיד, בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש, פיתוח או הפקה מנכס הנפט	30%	

8.7.8 תגמולים ותשלומים ששולמו במהלך פעילות החיפוש, הפיתוח וההפקה ברישיון

<u>פריט</u>	<u>סה"כ שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט (באלפי דולר)</u>	<u>מתוכו, שיעורם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים לממשל הקנדי</u>
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2019 (לרבות התשלומים האמורים)	20	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2020 (לרבות התשלומים האמורים)	13	-
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2021 (לרבות התשלומים האמורים)	55	-

8.7.9 משאבים מנובאים בנכס הנפט

(א) נתוני כמויות

(1) על פי דוח שקיבלה השותפות מ-NSAI, ואשר הוכן בהתאם לכללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), נכון ליום 31.12.2021, המשאבים המנובאים בנכס הנפט הינם כמפורט להלן:

סה"כ חלק השותפות ⁸³ (Net)			סה"כ בנכס הנפט (Gross)				
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)		
1,051.9	329.7	89.3	3,895.6	1,221.0	330.9	נפט MMBL	Eocene Fan
525.9	329.7	134.0	1,947.8	1,221.0	496.4	גז BCF	
1,139.6	384.7	111.6	4,220.2	1,424.5	413.6	סה"כ בשוה ערך של חביות נפט MMBOE ⁸⁴	

(2) להלן הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים השונים

Reservoir	Gross Rock Volume (Acre-Feet) Lognormal Distribution		Area (Acres) Lognormal Distribution		Average Gross Thickness (Feet)		Net-to-Gross Ratio (decimal) Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Eocene Fan	4,606,459.0	29,425,805.0	33,679.0	103,473.0	137.0	284.0	0.2	0.8

Reservoir	Porosity (decimal) Normal Distribution		Oil Saturation (decimal) Normal Distribution		Oil Formation Volume Factor (RB/STB) Normal Distribution		Oil Recovery Factor (decimal) Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Eocene Fan	0.18	0.26	0.55	0.85	1.60	1.25	0.15	0.45

⁸³ חישוב חלק השותפות נטו אינו כלול בדוח.

⁸⁴ משמעות המונח MMBOE, Million Barrels of Oil Equivalent, הינו חצת כל המשאבים, לרבות משאבי הגז, במונחי כמויות של מליוני חביות נפט, ובהנחת יחס יחידות גז לחביות נפט של 6 MCF = 1 BOE.

(3) הסיכונים המשמעותיים הכרוכים בהמשך התהליך :

ראשית - הסיכון כי לא יהיה ממצא של הידרוקרבונים בקידוח 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. לפירוט גורמי הסיכון הכרוכים בפעילות חיפושים, ראו סעיף 28 להלן.

(4) אומדן ההסתברות להצלחה של כל אחד מגורמי הסיכון הכרוכים בתהליך חיפוש נפט, ואומדן ההסתברות להצלחה הגיאולוגית⁸⁵ הכולל הינם כדלקמן

סה"כ הסתברות ההצלחה	פרמטר/הסתברות להצלחה (באחוזים)				מאגר
	Timing Migration/	Source Evaluation	Reservoir Quality	Trap Integrity	
15	50	70	60	70	Eocene Fan

(5) 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. השוק הפוטנציאלי העיקרי למשאבים אלה הינם השווקים המקומיים בארה"ב וקנדה.

(6) 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, שהינם 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.

⁸⁵ מדובר באומדן ההסתברות למציאת הידרוקרבונים בקידוח. אומדן זה אינו אומד את הסיכוי להצלחה כלכלית או התאמה להערכות בדבר כמויות המשאבים המנובאים בקידוח.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר המשאבים המנובאים בפרויקט בלוק 7 הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי, הנדסי ואחר, שנתקבל מהשותפות והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. כמויות הנפט ו/או גז הטבעי, שיופקו בפועל (ככל שיופקו), 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 הגז הטבעי 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 חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי.

בדוח המשאבים ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכלל זה כי: (א) NSAI לא ביקרה בשדה הנפט ולא בדקה את התפעול המכני של הבאר או את מצבה; (ב) NSAI לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה. יחד עם זאת, צוין 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; (ג) NSAI עשתה שימוש במידע טכני וכלכלי הכולל, בין היתר, לוגים, מפות גיאולוגיות, מידע סיסמי, וזכויות בעלות בנכסים; (ד) ל-NSAI סופק כל המידע הנחוץ לצורך הכנת הדוח ולא הוגבלה הגישה ל-NSAI לאף מידע אשר היה בדעתה כי הוא הכרחי להכנת הדוח; (ה) כמקובל בהערכות בתחום הנפט והגז, ישנן אי ודאויות מובנות בפרשנות ההנדסית והגאופיזית, ולכן מסקנות NSAI מייצגות, כמקובל, פרשנות מקצועית בלבד; (ו) NSAI עשתה שימוש במידע שהתקבל מהשותפות, מהמפעילה בנכס הנפט, ממקורות מידע פומביים וממידע לא חסוי המצוי בידי NSAI.

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

חוות דעת של המעריך

מצורף לדוח זה דוח משאבים שהוכן על-ידי NSAI, נכון ליום 31.12.2021, וכן הסכמת NSAI להכללתו בדוח זה.

הצהרת הנהלה

1. תאריך ההצהרה: 17 במרץ 2022;
2. ציון שם התאגיד: נאויטס פטרוליום - שותפות מוגבלת;
3. המוסמך להעריך את המשאבים בשותפות, שמו ותפקידו: עמית קורנהאוזר, מנכ"ל 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- Resources Management System (2007) Petroleum כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בתאריך הדוח;
8. הרינו לאשר, כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך שביצע את הגילוי בדבר המשאבים האחרון שפורסם על-ידי השותפות;
9. הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדוח זה.

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל

השותף הכללי

8.7.10 הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט בלוק 7

הסכם התפעול המשותף ברישיון EL1147 (בלוק 7)

הפעילות במסגרת רישיון בלוק 7 נעשית במסגרת הסכם תפעול משותף (Joint Operating Agreement או JOA) מיום 13 ביולי 2017, אשר הצדדים לו כיום הינם נאויטס קנדה וחברה בבעלות קבוצת דלק כמפורט בסעיף 8.7 לעיל (להלן בסעיף זה: "ההסכם" או "JOA"). מטרת ה-JOA היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי רישיון בלוק 7 (להלן בסעיף זה: "נכס הנפט").

להלן יפורטו עיקרי ההסכם:

אופן ההתחשבנות

אלא אם כן נקבע אחרת ב-JOA, כל הזכויות והאינטרסים בנפט וגז שיופקו מנכס הנפט, ובכרוש ובחומרים שיירכשו לצורך פעולות בנכס הנפט, יהיו בהתאם לשיעורי השתתפות הצדדים בנכס הנפט.

כמו כן, אלא אם כן נאמר אחרת ב-JOA, התחייבויות הצדדים על-פי תנאי נכס הנפט וה-JOA וכל החבויות וההוצאות שהוצאו או נתחייבו על-ידי המפעיל בקשר עם הפעולות המשותפות, יישאו בהם הצדדים, בהתאם לשיעורי השתתפות שלהם בנכס הנפט, וכל צד ישלם במועד, בהתאם להוראות כללי ההתחשבנות (Accounting Procedures) כפי שנקבעו ב-JOA (לרבות Cash Calls), את חלקו בהתאם לשיעור השתתפות שלו בכל הוצאות החשבון המשותף. תשלום חיוב כלשהו על-פי ה-JOA על-ידי צד להסכם, אינו שולל את זכותו לאחר מכן לחלוק על אותו חיוב.

זהות המפעיל, זכויותיו וחובותיו

נאויטס קנדה מונתה כמפעיל (Operator) תחת ההסכם (להלן בסעיף זה: "המפעיל").

בכפוף לתנאי ה-JOA ולהחלטות הועדה המנהלת (Management Committee) ניתנו למפעיל כל הסמכויות והחובות בקשר לניהול הפעולות בנכס הנפט.

המפעיל אחראי באופן בלעדי לניהול הפעולות בנכסי הנפט. המפעיל יפעל כקבלן עצמאי בפעולות המפורטות להלן והוא רשאי להעסיק קבלני משנה ו/או עובדים לביצוע הפעולות בנכסי הנפט. המפעיל יקבע את מספר העובדים ומספר הקבלנים, יבחר אותם ויקבע את שעות עבודתם ואת התמורה שתשולם להם בקשר לפעולות בנכסי הנפט. מעמד המפעיל כקבלן עצמאי אינו משנה את אחריותו לחבויות ולשיפוי.

בניהול הפעולות המשותפות המפעיל חייב, בין השאר, לבצע את תפקידיו בשקידה ראויה ובהתאם לנהלים מקובלים בתחום הנפט ולפעול בהתאם לתקנות המתייחסות לבריאות, בטיחות והסביבה.

המפעיל יאפשר לצד להסכם שאינו המפעיל, בשעות העבודה המקובלות, לבחון את הרשומות והחשבונות במשרדי המפעיל ולנהל ביקורת בהתאם להוראות כללי ההתחשבנות הקבועים ב-JOA.

עוד חייב המפעיל, לאחר קבלת הודעה מוקדמת סבירה, להרשות לנציגי כל צד להסכם, בשעות העבודה המקובלות, ועל חשבונם ואחריותם, גישה לפעולות המשותפות כולל הזכות להשקיף על פעולות משותפות ולבחון כל רכוש משותף ולנהל ביקורת פיננסית בהתאם להוראות כללי ההתחשבות הקבועים ב-JOA.

המפעיל נדרש להשיג ולקיים את הביטוחים המפורטים ב-JOA בהתאם להוראות הכלולות בו.

הפרת החובות הכלולות בסעיף זה לא תביא לאחריות המפעיל כלפי הצדדים האחרים להסכם, בכל צורה של אחריות, אלא אם כן נבעה מרשלנות חמורה (Gross Negligence) או התנהגות פסולה בזדון (Willful Misconduct) שהינן אחריותו הבלעדית של המפעיל.

המפעיל יספק לצדדים באופן עיתי מידע ונתונים כמפורט ב-JOA ויאפשר להם גישה בכל זמן סביר לכל המידע הנ"ל.

ועדת הניהול (Management Committee)

במסגרת ה-JOA הקימו הצדדים ועדת ניהול, אשר בסמכותה ותפקידה לאשר ולפקח על הפעולות המשותפות הדרושות או נחוצות למילוי תנאי הרישיון וה-JOA, לחיפוש וניצול שטחי הרישיון בהתאם ל-JOA, באופן ראוי ובהתאם לנסיבות. ועדת הניהול מורכבת מנציגי הצדדים (וחליפיהם) ולכל נציג של צד כאמור תהיה זכות דעה השווה לזכות ההשתתפות אשר אותו צד מייצג. ה-JOA קובע את סדרי ההליכים והפרוצדורה להזמנת ישיבות ועדת הניהול והדיון בהן והוא כולל הליכים והסדרים לקבלת החלטות.

אלא אם כן נקבע במפורש אחרת ב-JOA, כל ההחלטות, האישורים, ופעולות אחרות של ועדת הניהול לגבי כל ההצעות המובאות בפניה, יוכרעו על-ידי הצבעה חיובית בעד ההצעה של 2 צדדים או יותר (שאינם צדדים קשורים) המחזיקים ביחד בעת ההצבעה לפחות 65% מסך כל זכויות ההשתתפות בשטח הרישיון.

ה-JOA מפרט את הנושאים בעניינם נדרשת החלטה פה אחד בוועדת הניהול ועיקרם: אישור תכנית עבודה ותקציבים (WP&Bs) ושינויים מהותיים בתכנית מאושרת; שינויים מהותיים בתכנית הפיתוח המאושרת; יצירת שיעבוד על הנכסים המשותפים; מכירת של כל או חלק מהותי מהנכסים המשותפים (למעט מכירה של אחד הצדדים בהתאם לתנאים המפורטים ב-JOA); חיסול הפעילות המשותפת; וכל נושא אחר לגבי נקבע ב-JOA כי נדרשת לגבי החלטה פה אחד.

תכנית עבודה ותקציבים ואישור הוצאות

ה-JOA קובע פרוצדורה והליכים להגשת ואישור תכניות עבודה, תקציבים (WP&Bs) והרשאות להוצאה (AFE) לביצוע פעולות בשטחים שה-JOA חל עליהם.

בכל שנה המפעיל ימסור לצדדים טיוטה שנתית של WP&Bs המפרטת את הפעולות המשותפות המוצעות לביצוע והעלויות המוערכות לאותה השנה. לאחר הערות הצדדים יעביר המפעיל את WP&Bs לוועדה המנהלת לבחינה ואישור.

הצדדים הסכימו כי בשלב המתאים (appropriate stage) יכינו ויאשרו תכנית פיתוח. בכל שנה יבחן המפעיל את תכנית הפיתוח וימליץ על שינויים הנדרשים בתכנית בהתאם לפעילות המתקיימת, שינויים אלו יוצגו לאישור במסגרת ה-WP&B השנתית.

המפעיל רשאי להתקשר בחוזים במסגרת פעולות חיפוש והערכה וכן בפעולות הפקה שערך התמורה בהם לא עולה על 2.5 מיליון דולר וכן בפעולות פיתוח, שערך התמורה בהם לא עולה על 5 מיליון דולר, ללא אישור הוועדה המנהלת.

לפני הוצאה או מתן התחייבות בסכום העולה על 500,000 דולר בכל פריט שבתכנית העבודה ותקציב שאושרו ביחס לפעולות חיפוש, הערכה והפקה או בסכום העולה על 1,000,000 דולר בכל פריט שבתכנית העבודה ותקציב שאושרו ביחס לפעולות פיתוח, ישלח המפעיל לצדדים בקשה להרשאה להוצאה (AFE), אשר תכלול, תיאור מפורט של הפעילות המשותפת, וכן כל מידע נוסף הדרוש לתמיכה בבקשה הנ"ל. לפני הוצאה או מתן התחייבות כאמור, המפעיל יגיש AFE לאישור הוועדה המנהלת.

המפעיל רשאי לחרוג ללא קבלת אישור ועדת הניהול, בשיעור שלא יעלה על 10% לפריט מסכום שאושר לאותו פריט ובתנאי שהסך הכל המצטבר של החריגות בשנה קלנדרית לא יעלה על 5% מסך כל תכנית העבודה והתקציב שאושרו. מקום שלדעת המפעיל החריגה תעלה על הגבולות הנ"ל, הוא יגיש לאישור ועדת הניהול AFE נוסף בגין הוצאת היתר. ההגבלות הנ"ל אינן פוגעות בזכותו של המפעיל לחרוג מהוצאות בשל עניינים תפעוליים דחופים ומקרי חירום כמפורט ב-JOA.

פעולות Sole Risk

פעולות שאין משתתפים בהן כל הצדדים (המוגדרות בהסכם כ- "Operations Exclusive" ומוכרות בתעשיית חיפוש הנפט כפעולות Sole Risk) לא תבוצענה אם הן סותרות פעולות משותפות שכל השותפים משתתפים בהן. ההסכם קובע כללי מסגרת לביצוע פעולות כאמור.

התפטרות המפעיל והעברתו מתפקידו ; בחירת מפעיל מחליף

בכפוף להוראות ה-JOA רשאי המפעיל, בהודעה מוקדמת של 45 יום לפחות להתפטר מתפקידו כמפעיל.

בכפוף להוראות ה-JOA המפעיל יועבר מתפקידו בקרות אחד המקרים המפורטים בהסכם, שעיקרם להלן: (1) אם המפעיל מתפרק או מחסל את קיומו המשפטי בדרך אחרת; (2) אם המפעיל חדל מלהחזיק זכויות ההשתתפות בנכסי הנפט; (3) אם המפעיל אינו כשיר עוד לשמש כמפעיל; (4) אם המפעיל נמצא בהפרה בהתאם לרגולציה או להסכם ולא ריפא את ההפרה תחת התקופה שנקבעה לכך; (5) אם המפעיל נעשה חדל פירעון, פושט רגל או נמצא בהליך כינוס נכסים; או (6) אם המפעיל העביר את אחריותו וסמכויותיו שלא על-פי ההסכם. ההודעה כאמור תכלול את פירוט הסיבה להחלפת המפעיל ותספק הוכחות מספקות לעניין זה.

כמו כן, המפעיל יוחלף ומפעיל אחר ימונה במקומו אם: (א) צד אשר מחזיק לפחות 65% מזכויות ההשתתפות, נתן הודעה לצדדים האחרים, על החלפת המפעיל במפעיל אשר עומד בדרישות מסוימות כפי שנקבעו בהסכם, לרבות דרישה להחזקה של 20% לפחות

מהזכויות ברישיון; (ב) המפעיל לא מילא את תפקידיו, אחריותו והתחייבויותיו כפי שנקבעו בהסכם, ולא התחיל לתקן הפרה זו 180 לאחר קבלת הודעה מהצדדים המחזיקים ברוב זכויות ההשתתפות (למעט הזכויות המוחזקות על-ידי המפעיל) המפרטת את ההפרה כאמור בפירוט מספיק בכדי שהמפעיל יוכל לתקן את ההפרה.

עם התפטרותו או פיטוריו של מפעיל, הצדדים ימנו מפעיל חלופי במהירות האפשרית, בהצבעה של לפחות שני צדדים לא קשורים המחזיקים יחד מעל 65% מזכויות ההשתתפות.

סנקציות החלות על השותפים ותנאים להטלתן

צד שלא שילם במועד את חלקו היחסי בעלויות ובהוצאות (להלן: "**צד מפר**"), יהיה חשוף לסנקציות כמפורט בהסכם, שעיקריהן להלן. המפעיל יוציא הודעה לצד המפר המפרטת את ההפרה ודורשת את תיקונה. באופן מיידי לאחר הוצאת ההודעה לצד המפר, המפעיל רשאי לחייב את הצד המפר בריבית על החלק שלא שולם עד ליום שבו יושלם ולהשהות את זכויות הצד המפר על-פי ההסכם, לרבות ומבלי לגרוע מכלליות האמור, הזכות לקבל נתונים ואינפורמציה הנוגעים לפעולות המשותפות. 30 יום לאחר הוצאת ההודעה לצד המפר רשאי המפעיל לקזז מול החלק שלא שולם כל סכום שהמפעיל צריך לשלם לצד המפר תחת ה-JOA או תחת הסכם אחר ביניהם ולמכור את חלקו של הצד המפר בהידרוקרבונים המופקים כנגד חובו והריבית שנצברה בגינו, במחיר שוק ובתנאים שיצליח להשיג, בכפוף להודעה על כוונתו להפעיל זכות זו 5 ימי עסקים קודם להפעלתה. 60 יום לאחר הוצאת ההודעה לצד המפר, ובכפוף לצו בית משפט, רשאי המפעיל להפעיל את השעבוד הקיים לזכותו על זכויות הצד המפר בדרך של שימוש בזכויות המפר בנכס עד לתום ההפרה או באמצעות מכירת זכויות ההשתתפות של הצד המפר.

כמו כן, אם הצד המפר לא ריפא את הפרתו עד ליום ה-30 בתקופת ההפרה (Default Period) או עד ליום ה-15 בתקופת ההפרה של הפרה שנייה בתוך אותה שנה, ועד שלא ירפא את הפרתו, יכול הצד שאינו מפר לרכוש, באם ההפרה התבצעה לאחר אישור תכנית פיתוח, חלק מזכויות ההשתתפות של הצד המפר באזור החיפושים בו הוא נמצא בהפרה (כל צד בהתאם לחלקו בזכויות ההשתתפות בנכס), וכל צד לא מפר שיבחר כאמור יבא חייב לשאת בחלקו היחסי בסכום שבהפרה.

צד שאינו מפעיל אשר שילם את חלקו של המפעיל בעלויות והוצאות בשל הפרה של המפעיל יכול למנות נציג מטעמו, עד למינוי מפעיל חדש, אשר יוכל להפעיל את זכויות וסעדי המפעיל המתוארות לעיל כדי לתקן את ההפרה.

אופן דילול אחזקת שותפים – העברת זכויות

נקבעו הוראות בנוגע להעברה או המחאה של הזכויות בנכסי הנפט. צד יוכל להעביר רק את כל זכויותיו ברכוש המשותף (הכולל הון, בארות, מתקני וציוד הפקה וחומרים אחרים) ובהסכם זה (להלן: "**הזכויות הניתנות להעברה**") או אחוז זכויות זהה ובלתי מסוים בזכויות הניתנות להעברה, לצד ג', ככל שההעברה לא תגרום לכך שיהיה צד אשר יחזיק פחות מ-10% מהזכויות כאמור וזאת בכפוף לזכות סירוב ראשון שניתנה ליתר השותפים לרכוש בתנאים שנקבעו בהסכם (למעט במקרה של העברה לצד קשור, כהגדרתו בהסכם, במקרה של מיזוג או במקרה של העברת זכויות בדרך של בטוחה לחוב קיים או עתידי או הנפקת אגרות חוב).

צד להסכם בו התרחש אירוע של שינוי שליטה (Change in Control), נדרש לקבלת אישור הצדדים לשינוי (הצדדים לא ימנעו ממתן אישור זה מסיבה שאינה סבירה) ולעמידה בדרישות הרגולטוריות הקנדיות.

ויתור על רישיון (Lease) מסוים ופרישה מה-JOA והרישיון

ההסכם קובע כי ניתן לוותר על רישיון (Lease) מסוים רק בהסכמת כל הצדדים ל-JOA. ה-JOA כולל הוראות המסדירות את נושא אפשרות הפרישה (withdrawal), מלאה או חלקית, של צד מה-JOA והרישיון וכן קובעות את המקרים בהם הפרישה אפשרית ואת זכויותיו וחובותיו של הצד הפורש כלפי השותפים האחרים לרישיון וה-JOA.

צד המבקש לפרוש מה-JOA והרישיון, חייב במתן הודעה על החלטתו ליתר הצדדים. הודעה כאמור תהא בלתי מותנית ובלתי חוזרת מיד עם מסירתה, בכפוף לתנאים הקבועים ב-JOA. בתוך 30 ימים מיום מסירת הודעת הפרישה יהיו יתר הצדדים ל-JOA זכאים למסור הודעת פרישה גם הם. במקרים שכל הצדדים ימסרו הודעת פרישה, הם יפעלו לסיום ה-JOA ויתר התחייבויותיהם הקשורות לנכס הנפט ול-JOA. במקרה ולא כל הצדדים החליטו לפרוש, יפעל כל אחד מהצדדים הפורשים על מנת להעביר בהקדם האפשרי את זכויותיו כאמור לשותף שבחר לא לפרוש. העברת זכויות כאמור תהיה ללא כל תמורה, כאשר כל אחד מהצדדים הפורשים נושא בכל ההוצאות בגין פרישתו, למעט אם הוחלט אחרת.

9. פעילות שהופסקה

שם נכס הנפט	סוג הזכות	מועד פקיעת הזכויות / מועד השבת הזכויות לגורם הרלוונטי	סיבת הפקיעה
Block 82, Green Canyon	רישיון	יולי 2021	ניתן היה להאריך את הרישיון מעבר לתוקפו המקורי רק באמצעות ביצוע קידוח אקספלורציה בנכס. השותפות לא היתה מעוניינת לבצע קידוח כאמור, ולפיכך החזירה את הרישיון ל-BOEM. בשנת הדיווח ועד למועד דוח זה לא בצעה השותפות השקעה כלשהי בנכס הנפט.

10. הסכם הבנות תגלית Sea-Lion

בהמשך לדיווחים הקודמים ביחס להסכם ההבנות לרכישת זכויות בנכס הנפט Sea Lion,⁸⁶ ולמיזוג בין Premier Oil Exploration and Production Limited (להלן: "PMO") לבין Harbour Energy plc (להלן: "HBR"), ביום 7 בדצמבר 2021 התקשרה השותפות בהסכמי הבנות לא מחייבים⁸⁷ מחודשים עם PMO ו-Rockhopper Exploration plc (להלן: "RKH") (להלן: "הסכמי ההבנות המחודשים"), לרכישת 65% מהזכויות ברישיונות בנכס הנפט על ידי השותפות ולמינויה של השותפות כמפעילת הפרויקט החדשה, בהתאם לתנאים המפורטים להלן (להלן: "העסקה").

פירוט עיקרי הסכמי ההבנות המחודשים

■ תנאים כלליים:

(א) תניות כלליות לחתימה על מסמכי העסקה - החתימה על מסמכי העסקה המחייבים מותנית, בין היתר, בהשלמת בדיקות הנאותות על ידי השותפות, לשביעות רצונה, וכן בהסכמת השותפות, HBR, PMO ו-RKH (להלן כולם יחד: "הצדדים להסכמי ההבנות המחודשים")⁸⁸ על הסכמי העסקה המחייבים ותנאיהם.

(ב) תאריך יעד לחתימה - הצדדים להסכמי ההבנות המחודשים יפעלו לחתום על מסמכי העסקה המחייבים עד סוף חודש ינואר 2022. ביום 31 בינואר 2022 סיכמו הצדדים לעדכן את תאריך היעד לחתימה כך שהצדדים יפעלו לחתום על מסמכי העסקה המחייבים עד ליום 31 במרץ 2022, אלא אם יסכימו על דחיית תאריך היעד לחתימה. תקופת בלעדיות - הסכמי ההבנות המחודשים מגדירים תקופת בלעדיות מחייבת בתוקף עד יום 28 בפברואר 2022. ביום 31 בינואר 2022 סיכמו הצדדים כי תקופת הבלעדיות המחייבת תוארך עד המוקדם מבין: (i) 31 במרץ 2022;⁸⁹ (ii) חתימת הצדדים על הסכמי

⁸⁶ דיווחים מיידיים של השותפות מתאריכים 7 בינואר, 2020 ו-30 באפריל, 2020; דוח רבעון שלישי לשנת 2020 של השותפות מיום 29 בנובמבר, 2020; דוח תקופתי של השותפות לשנת 2020 מיום 26 במרץ, 2021; דיווח מיידי של השותפות מיום 23 בספטמבר 2021 ודוח רבעון שלישי לשנת 2021 של השותפות מיום 30 בנובמבר, 2021 (אסמכתאות מספר: 2020-01-002797, 2020-01-037852, 2020-01-129240, 2020-01-01-048372, 2021-01-080560 ו-2021-01-173874, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

⁸⁷ למעט תקופת הבלעדיות, נשיאה של כל צד בעלויות העסקה שלו והתחייבויות לסודיות.

⁸⁸ הסכמי ההבנות המחודשים כוללים: הסכם הבנות מורחב בין השותפות, HBR, PMO ו-RKH (להלן: "הסכם ההבנות המורחב") והסכם הבנות דו-צדדי בין השותפות ל-RKH בלבד (להלן: "הסכם ההבנות הדו-צדדי").

⁸⁹ הסכם ההבנות הדו-צדדי קובע תקופת בלעדיות מחייבת בתוקף עד 150 יום מחתימת הסכם ההבנות. תקופה זו אינה מוארכת במסגרת הסיכום בין הצדדים להסכמי ההבנות המחודשים.

העסקה המחייבים. במהלך תקופה זו HBR, PMO ו-RKH אינם רשאים לקיים מגעים או להתקשר בנוגע לנכס הנפט עם צדדים שלישיים.

(ג) ביטול הסכמי ההבנות המחודשים - כל עוד לא נחתמו הסכמי העסקה המחייבים, כל אחד מהצדדים להסכמי ההבנות המחודשים רשאי לסיים את ההתקשרות בהסכמי ההבנות המחודשים מכל סיבה שהיא. תקופת הבלעדיות (המוגדרת לעיל) תישאר בתוקף גם אם אחד מהצדדים להסכמי ההבנות המחודשים מחליט לסיים את ההתקשרות כאמור.

■ תנאי העסקה העיקריים כפי שסוכמו במסגרת הסכמי ההבנות המחודשים:

(א) הזכויות הנרכשות - עם יציאתה של HBR מהפרויקט, השותפות תחזיק ב-65% מהזכויות בנכס הנפט (להלן: "הזכויות הנרכשות") ותמונה להיות המפעילה בפרויקט, במקומה של PMO (להלן: "מפעילת הפרויקט הנוכחית").

(ב) התמורה - לא משולמת תמורה כספית מיידית. השותפות מחויבת להעמיד הלוואות בלבד:

■ הלוואות "טרום FID" - השותפות תעמיד ל-RKH הלוואה בעבור חלקה בהוצאות, שייקבעו על ידי השותפות, וזאת מרגע השלמת הסכמי העסקה המחייבים ועד לקבלת החלטת השקעה סופית לפיתוח נכס הנפט (לעיל ולהלן: "FID"), אשר תישא ריבית שנתית של 8% (להלן: "הלוואות טרום FID").

■ הלוואות "פוסט FID" - השותפות תעמיד ל-RKH הלוואה בעבור 2/3 מחלקה של RKH בהון הנדרש לפיתוח נכס הנפט החל מקבלת FID, כחלק מחבילת המימון שתוסכם.⁹⁰

■ יובהר כי עד לחתימה על הסכמי העסקה המחייבים והשלמתם, השותפות לא תישא בעלויות הכרוכות בפרויקט, למעט עלויות והוצאות של השותפות בקשר עם בחינת וביצוע העסקה וכל הכרוך בכך.

■ תכנית הפיתוח:

השותפות ו-RKH מסכימות לפעול לגיבוש תכנית שתאפשר את פיתוח הנכס בהוצאות נמוכות ובצורה היעילה ביותר. בהסכמי ההבנות המחודשים הוסכם כי כל עוד לא יעלה בידה של השותפות, כמפעילת הפרויקט החדשה, להביא את הפרויקט לקבלת FID בתוך 5 שנים ממועד השלמת הסכמי העסקה המחייבים, ל-RKH תעמוד הזכות לדרוש מהשותפות להעביר את מלוא זכויותיה בנכס הנפט ל-RKH ובכך לצאת מהפרויקט, וזאת בכפוף לפירעון הלוואות "טרום FID" על ידי RKH.⁹¹ השותפות תבחן בהמשך את האפשרות להכנסתו של שותף נוסף לפרויקט.

⁹⁰ שתי ההלוואות יוחזרו מ-85% מהתזרים החופשי של RKH מהפרויקט.

⁹¹ כל זאת בתנאי ש-RKH לא התנגדה לכל הצעה של השותפות לאישור קבלת FID במהלך 5 שנים אלו.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הסכמי ההבנות המחודשים אינם מחייבים את הצדדים להם (למעט תקופות הבלעדיות, נשיאה על ידי כל צד בעלויות העסקה שלו והתחייבויות לסודיות). המועד הצפוי לחתימת הסכמי העסקה המחייבים מהווה מידע צופה פני עתיד, אשר אין כל וודאות כי יתממש, ובפרט אין וודאות שהצדדים להסכמי ההבנות המחודשים יגיעו להסכמה על תנאי הסכמים מחייבים וכי תנאי ההסכמים המחייבים, ככל שיחתמו, יהיו בהתאם לאמור לעיל. המידע האמור עשוי להתממש באופן שונה מהותית וזאת עקב גורמים שונים, ובכלל זה, אי הגעה להסכמות בין הצדדים להסכמי ההבנות המחודשים בקשר עם העסקה או הגעה להסכמות שונות מהמפורט לעיל וכן כתוצאה מהתפתחויות בסביבה הכלכלית ובגורמים חיצוניים שאינם בשליטת השותפות. בנוסף ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בנכס הנפט והפקה של נפט. התקשרות בהסכמים מחייבים והשלמת העסקה כפופה לקבלת אישור האורגנים המוסמכים של השותפות והאישורים הנדרשים על-פי כל דין.

11. אנרגיות מתחדשות

ביום 7 ביולי, 2021 התקבל אישור הרשויות לתיקון תקנון הבורסה והנחיות הבורסה בנושא אנרגיות מתחדשות (להלן: **"התיקון"**). לפי התיקון, מתאפשר עקרונית לשותפויות נפט וגז לשלב בפעילותן פרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשת, כהגדרתה בתקנון הבורסה המתוקן, וזאת בכפוף לאישור תיקון הסכם השותפות המוגבלת באסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות באופן שיאפשר פעילות זו, וקבלת כל האישורים הנדרשים לכך על פי דין.

11.1 הסכם שיתוף פעולה עם אנלייט

ביום 20 בספטמבר 2021 נחתם הסכם שיתוף פעולה בין השותפות לבין אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ (להלן: **"אנלייט"**) בנוגע לייזום, פיתוח, מימון, הקמה ותפעול של פרויקטי אנרגיית רוח בים (Offshore Wind) בשוק הבינלאומי (להלן: **"תחום הפעילות"** ו-**"ההסכם"**, בהתאמה), כאשר הצדדים יפעלו בתחום הפעילות במסגרת מיזם משותף וכל פרויקט במסגרת המיזם המשותף יפעל תחת תאגיד ייעודי אשר יוחזק על ידי אנלייט והשותפות בשיעורים של 60%-40%, בהתאמה (בכפוף להחזקות של צדדים שלישיים).

כניסת ההסכם לתוקף מותנית באישור אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות לתיקון הסכם השותפות באופן המאפשר לשותפות לעסוק בתחום הפעילות (להלן בסעיף זה: **"התנאי המתלה"**), וההסכם יהיה בתוקף למשך שנתיים ממועד התקיימות התנאי המתלה. בהתאם לתנאי ההסכם, כפי שתוקן ביום 17 במרץ, 2022, במקרה של אי התקיימות התנאי המתלה תוך 12 חודשים ממועד חתימת ההסכם, עומדת לאנלייט הזכות לביטול ההסכם.

לפרטים נוספים אודות ההסכם, ראו דיווח מידי של השותפות מיום 22 בספטמבר 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-147978), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה.

11.2. הסכם עקרונות עם הפניקס

ביום 20 בינואר 2022 נחתם הסכם עקרונות לא מחייב⁹² בין השותפות לבין הפניקס חברה לביטוח בע"מ והפניקס פנסיה וגמל בע"מ (ביחד לעיל ולהלן: "**הפניקס**";⁹³ השותפות והפניקס יכוננו להלן: "**הצדדים**") להקמת מיזם משותף להשקעות בפרויקט אנרגיה מתחדשת⁹⁴ בדרום מזרח אסיה (להלן: "**הסכם העקרונות**").

על פי הסכם העקרונות הצדדים יפעלו יחד במסגרת שותפות מוגבלת אשר תוחזק על ידי השותפות והפניקס בשיעורים של 51%-ו-49%, בהתאמה (להלן: "**שותפות המיזם**"). שותפות המיזם תפעל לרכוש ולהשקיע בפרויקטים לייצור חשמל באמצעות אנרגיה מתחדשת מסוגים שונים ובשלבי פיתוח שונים, לרבות פרויקטים בשלבי הפעלה, באזור דרום מזרח אסיה.

הצדדים יפעלו להקים את שותפות המיזם ולחתום על הסכם שותפות מפורט ומחייב בנוסח שיוסכם על בסיס הסכם העקרונות, בתוך 6 חודשים מיום חתימת הסכם העקרונות. ההסכם המפורט לא יכנס לתוקף לפני קבלת כל אישור הנדרש לכך לפי דין, בין היתר, אישור אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות לתיקון הסכם השותפות באופן המאפשר לשותפות לעסוק בתחום הפעילות (להלן בסעיף זה: "**התנאי המתלה**").

לפרטים נוספים אודות הסכם העקרונות, ראו דיווח מידי של השותפות מיום 23 בינואר, 2022 (אסמכתא מספר: 2022-01-010051), המובא בזאת בדרך של הפניה.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – יובהר כי למועד דוח זה, אין כל ודאות כי יתקבלו כל האישורים הדרושים על מנת שהשותפות תוכל לפעול בתחום האנרגיה המתחדשת והמידע כאמור בדבר פעילותה של השותפות בתחום האנרגיה המתחדשת הינו מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. בנוסף, אין כל ודאות באשר לקיום התנאי המתלה המאפשר לשותפות לעסוק בתחום הפעילות ו/או לאיתור פרויקטים מתאימים בתחום הפעילות. יתר על כן, למועד זה, אין כל ודאות בכל הנוגע להשפעת חתימת ההסכמים המפורטים לעיל על פעילות השותפות. כמו כן, אין כל ודאות בדבר השפעת הכניסה לתחום הפעילות על תוצאות השותפות (ככל שתהא). בנוסף, למועד דוח זה, אין כל ודאות באשר להגעה להסכמות ו/או חתימה על ההסכם המפורט עם הפניקס.

12. מוצרים

למועד הדוח הכנסותיה של השותפות נובעות ממכירת נפט (וכמויות זניחות של גז טבעי) מפרויקט בקסקין ושדות הנפט היבשתיים דנברי ונצ'ס.

לפרטים אודות מאפייניו של נפט כסחורה (Commodity), האופן בו נקבע מחיר הנפט בשווקים העולמיים והביקוש בארה"ב לנפט ראו סעיף 7.1.9 לעיל.

⁹² למעט הוראות No Shop, נשיאה בעלויות, סודיות וסעיף שונות המחייבים את הצדדים על פי תנאיהם עם חתימת הסכם העקרונות.

⁹³ למיטב ידיעת השותפות, נכון למועד דוח זה, הפניקס אחזקות בע"מ, חברה בקבוצת דיווח מוסדית הכוללת חברות בקבוצת הפניקס, הינה בעלת עניין בשותפות מכח החזקות. כמו כן, גופים מקבוצת הפניקס מחזיקים ב-300 מניות בכורה (Preferred Shares) של Navitas Petroleum Holdings LLC, חברה בת (בשרשרת) בשליטה מלאה של השותפות (השותפות מחזיקה במלוא זכויות ההצבעה בחברה זו (100%)).

⁹⁴ למעט אנרגיית רוח בים (Offshore Wind) שלגבי תחום זה הסכם העקרונות אינו חל ושותפות המיזם לא תפעל בו.

13. לקוחות

13.1 בקסקין

בהתאם לסיכום בין LLOG והשותפות, LLOG משווקת בעבור השותפות את כל הנפט המופק מנכס הנפט לאותם הלקוחות עימם תתקשר LLOG בהסכמים למכירת הנפט שיופק בגין חלקה בפרויקט. למועד דוח זה התקשרה LLOG עם ExxonMobil Oil Corporation בהסכם למכירת הנפט בעבור LLOG ובעבור השותפות, אשר מתחדש על בסיס חודשי. מחיר הנפט הנמכר מחושב לפי ממוצע חודשי של WTI בתוספת/בניכוי התאמת מחיר משתנה.

13.2 שדות דנברי

הנפט המופק מהשדות Manvel, East Hastings ו-Thompson נמכר לחברת Ergon Oil Purchasing, Inc. על פי הסכם מכירה המתחדש אוטומטית כל 6 חודשים, אלא אם מבוטל על ידי מי מהצדדים, בהודעה מראש בת 30 ימים. מחיר הנפט הנמכר מחושב לפי ממוצע חודשי של מחירי WTI בתוספת/בניכוי התאמת מחיר משתנה.

הנפט המופק משדה Webster נמכר לחברת GulfMark Energy, Inc. על פי הסכם מכירה המתחדש באופן חודשי, אלא אם מבוטל על ידי מי מהצדדים, בהודעה מראש בת 30 ימים. מחיר הנפט הנמכר מחושב לפי ממוצע חודשי של מחירי WTI בתוספת/בניכוי התאמת מחיר משתנה.

13.3 שדה נצ'ס

מלוא הנפט המופק מנכס הנפט נמכר לחברת Lion Oil Trading and Transportation, LLC (חברה בת של Delek US) על פי הסכם (Offtake Contract) מבוסס מחירי מדד CMA NYMEX. הסכם זה מתחדש באופן חודשי אלא אם מבוטל על ידי מי מהצדדים, בהודעה מראש בת 30 ימים.

14. שיווק והפצה

אספקת הנפט המופק מנכסיה המפיקים של השותפות מתבצעת באמצעות תשתיות הולכה תת ימיות מפרויקט בקסקין ובאמצעות טעינת מיכליות משדות הנפט היבשתיים. לפרטים אודות הסכמי ההולכה והטיפול בבקסקין ראו סעיף 8.1.13 (6) לעיל. יצוין כי, מערכת ההולכה התת-ימית והמיכליות באמצעותם מספקת השותפות את הנפט המופק מנכסיה המפיקים הם בבעלות ובתפעול צדדים שלישיים.

15. תחרות

לפרטים ראו סעיף 7.1.9 לעיל.

16. עונתיות

תנאי מזג האוויר משפיעים גם על הביקוש לנפט, כך שככלל ברבעונים הראשון והרביעי בכל שנה הביקוש עולה, וכתוצאה מכך עולה גם מחיר הנפט. תנאי מזג האוויר משפיעים על היכולת לבצע פעולות פיתוח ולפיכך תכנון פעולות אלו מבוצע, בין היתר, בהתאם לעונות השנה.

17. 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.

17.1 נכון לימים 31 בדצמבר 2021 ו- 2020 הועסקו בשותפות (ובחברות בנות שלה) ו/או נתנו לה שירותים כדלקמן:

מחלקה	ליום 31.12.2021	ליום 31.12.2020
הנהלה, מטה וכספים	15 (מתוכם 8 נושאי משרה)	17 (מתוכם 8 נושאי משרה)
עובדי חברות בת בארה"ב	8	8
סה"כ	23	25

17.2 בנוסף לנושאי המשרה ולעובדי השותפות כאמור לעיל, השותפות נעזרת ביועצים שונים, לרבות יועצים גיאולוגים, גיאופיזיים, הנדסיים, עורכי דין, ויועצים פיננסיים, ככל שייעוץ כאמור נדרש.

17.3 ביום 1 בינואר 2022 החל מר עמית קורנהאוזר לכהן כמנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי, וזאת חלף מר חנן רייכמן אשר סיים את כהונתו כמנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי באותו מועד. לפרטים נוספים, לרבות בקשר לתנאי כהונתו של מר עמית קורנהאוזר כמנכ"ל השותף הכללי, ראו תקנה 21 לפרק ד' (פרטים נוספים אודות השותפות), המצורף לדוח זה.

17.4 ביום 6 בפברואר 2022 החלה גב' תמר רוזנברג לכהן כסמנכ"ל הכספים של השותפות, וזאת חלף מר עמית קורנהאוזר שהחל לכהן כמנכ"ל השותף הכללי כאמור לעיל.

17.5 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 ביום 14 בדצמבר 2021 לתקופה נוספת של שלוש שנים. לפרטים נוספים, ראו דוחות זימון אסיפה מהימים 10 ביולי 2018 ו-8 בנובמבר 2021 (אסמכתאות מספר: 2018-01-066130 ; 2021-01-163998, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

להלן פרטים אודות ההקצאות שבוצעו מכח המסגרות האמורות החל מיום 1 בינואר 2020 ועד למועד אישור הדוח:

מועד אישור הדירקטוריון	סוג נייר ערך	כמות	זהות הניצעים	פרטים נוספים
27 באוגוסט 2020	יחידות השתתפות חסומות (RSU)	116,714	נושא משרה בשותפות, ולעובדים בשותפות ובחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות, שאינם נושאי משרה	ראו דיווח מידי מיום 27 באוגוסט 2020 (אסמכתא מספר: 094917), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה
25 במרץ 2021		131,573		ראו דיווח מידי מיום 25 במרץ 2021 (אסמכתא מספר: 047784-01-2021), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה
27 במאי 2021		232,584		ראו דיווח מידי מיום 27 במאי 2021 (אסמכתא מספר: 031969-01-2021), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה
27 באוקטובר 2021		77,288	מנכ"ל חברת בת	ראו דיווחים מיידים מיום 28 באוקטובר 2021 ומיום 7 בדצמבר 2021 (אסמכתאות מספר: 092191 ו-107086-01-2021, בהתאמה) אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה
30 בינואר 2022		393,000	נושאי משרה ועובדים בשותפות	ראו דיווח מידי מיום 1 בפברואר 2022 והתיקון לו מיום 28 בפברואר 2022 (אסמכתאות מספר: 012660 ו-020400-01-2022, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה

17.6 עוד יצוין, כי ביום 17 במרץ, 2022, אישר דירקטוריון השותף הכללי הענקת 306,385 יחידות השתתפות חסומות (RSU), לנושאות משרה ועובדים בשותפות ובחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות, שאינם נושאי משרה, לפרטים ראו דיווח השותפות מיום 20 במרץ, 2022, (אסמכתא מספר: 026892-01-2022), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה.

17.7 לפרטים אודות ניירות הערך של השותפות נכון למועד פרסום הדוח, ראו תקנה 24א לפקד ד' (פרטים נוספים אודות השותפות), המצורף לדוח זה.

17.8 לפרטים אודות הסדרי הביטוח, הפטור והשיפוי להם זכאים נושאי המשרה בשותפות, ראו תקנה 22 בפקד ד' (פרטים נוספים אודות השותפות) לדוח זה.

18. חומרי גלם וספקים

בכל פרויקט קידוח מתמנה מפעיל לפרויקט. המפעיל מתקשר עם קבלנים מקצועיים ובעלי הציד הנדרש לכל פרויקט ופרויקט. מתקני הקידוח וציוד ייעודי אחר נחכרים 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 (באמצעות Peles LLC) משמשת כמפעילה בשדה נצ'ס, בבולק 7, ובנכסי הנפט היבשתיים השונים המתוארים בסעיף 8.6 לעיל, ומשכך, הינה אחראית להתקשרות עם קבלני השירות ולאספקת החומרים והציוד הנדרשים לצורך ביצוע פעולות חיפושים, פיתוח והפקה ברישיונות האמורים.

19. 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 31.12.2021 :

הסכום שנכלל בדוחות הכספיים הנפרדים (אלפי דולר)	הסכום שנכלל בדוחות הכספיים המאוחדים (אלפי דולר)	
37,963	63,749	נכסים שוטפים
(8,700)	(34,304)	התחייבויות שוטפות
29,263	29,445	עודף נכסים שוטפים על התחייבויות שוטפות

20. מימון

20.1 נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, השותפות מממנת את פעילותה השוטפת בעיקר באמצעות הכנסות שוטפות, הון עצמי וגיוסי הון ואגרות חוב.

20.2 בשנת 2021 הושלמו רכיבי המימון השונים למימון פיתוח פרויקט שנדואה, לרבות התקשרות בהסכם מימון פרויקטלי, התקשרות בהסכם מימון עם תאגיד בנקאי בינלאומי, הנפקת מניות בכורה בתאגיד מוחזק, הנפקת יחידות השתתפות לגופים מוסדיים ולציבור והנפקת אגרות החוב (סדרה ג'). לפרטים אודות רכיבי המימון כאמור, ראו באור (3)8 לדוחות הכספיים וכן נספח לדוח הדירקטוריון המצורף כפרק ב' לדוח זה.

להלן פירוט עמידת השותפות באמת המידה הפיננסית שנקבעה בהסכם המימון (Corporate Facility) עם התאגיד הבנקאי הבינלאומי להעמדת הלוואה לשותפות בהיקף של כ-50 מיליון דולר, לפרטים נוספים אודות הסכם ההלוואה ראו באור (1)8 לדוחות הכספיים :

אמת מידה פיננסית	היחס ליום 31 בדצמבר 2021
יחס חוב לסך נכסים לא יעלה על 70%	כ- 9%
לשותפות יכולת פירעון של ההתחייבויות לזמן קצר (12 חודשים)	✓
לשותפות יכולת פירעון של ההתחייבויות עד למועד פירעון ההלוואה	✓

20.3 ביום 9 בנובמבר 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של אגרות חוב להמרה (סדרה ד'). לפרטים אודות אגרות החוב של השותפות, לרבות אגרות החוב (סדרות ג' ו-ד') שהונפקו בשנת 2021, ואודות עמידת השותפות באמות המידה הפיננסיות של אגרות החוב, ראו נספח ב' לפרק ב' (דוח הסברי הדירקטוריון), המצורף לדוח זה. לפרטים אודות ייעוד תמורת ההנפקה של אגרות החוב (סדרה ג' ו-ד') ראו תקנה 10ג לפרק ד' (פרטים נוספים אודות השותפות), המצורף לדוח זה.

20.4 ביום 1 באוגוסט 2021 אגרות החוב (סדרה ב') של נאוויטס בקסקין מימון בע"מ (חברה מוחזקת במלואה על ידי השותפות) נפרעו במלואן בהתאם ללוח הסיילוקין, ונמחקו והתבטלו השעבודים שהועמדו לצורך הבטחת אגרות החוב האמורות.

20.5 לפרטים אודות התקשרות בהסכם למימון נכסי הנפט היבשתיים ראו באור 8(2) לדוחות הכספיים.

להלן פירוט עמידת השותפות באמות המידה הפיננסיות שנקבעו בהסכם זה:

אמת מידה פיננסית	היחס ליום 31 בדצמבר 2021
LTV שלא יעלה על 60%	27%
Projected DSCR שלא יפחת מ-1.25	1.86
Historic DSCR שלא יפחת מ-1.25	2.0

21. 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.

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.

22. 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 השאר מתקלות בציד ו/או בנהלי עבודה, ו/או מאירועים בלתי צפויים. חומרת הסיכונים משתנה מאירוע לאירוע, ולפיכך דרך הניהול והטיפול בהם משתנה אף היא.

22.1 ארה"ב

פעילות החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז בארה"ב כפופה לרגולציה רבה שעניינה הגנה על איכות הסביבה, הן ברמה הפדרלית והן ברמה המדינתית (כגון שחרור חומרים לאוויר והגנה על קרקעות בהן נערכת פעילות החיפוש וההפקה של נפט וגז). 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 חובות הנוגעות למניעת זיהום, לרבות בדבר אופן איטום הקידוחים ונטישת בארות. במקרים מסוימים החוק מטיל "אחריות מוחלטת" לזיהום הסביבה, והגופים השונים האמונים על השמירה על הסביבה מוסמכים להטיל אחריות להוצאות הכרוכות בשימור הסביבה (נזקים, "Clean-Up Costs" וכיוצ"ב) על הפועלים בתחום ללא צורך בהוכחת אשמה או רשלנות מצידם. כך לדוגמה ה-Federal Compensation and Liability Act - Comprehensive Environmental Response, לפיו ניתן להטיל אחריות על בעלי קרקעות וחברות הפועלות בשטח מסוים על נזקים שנגרמו בשטח האמור ובסמיכות לו בשל פעילותם באזורים אלה.

נאוויטס קנדה (להלן בס"ק זה: "החברה") מחזיקה 30% ברישיון אקספלורציה בשטח נכס הנפט "בלוק 7", שהונפק על-ידי מועצת הנפט של קנדה - ניופאונדלנד (Canada - Newfoundland Offshore Petroleum Board) (להלן בס"ק זה: "המועצה").

המועצה דורשת מיזם הפרויקט לערוך תסקיר סביבתי אסטרטגי לצורך סקירת מכלול ההשפעות הסביבתיות האפשריות של הפרויקט, ובכלל זה לאתר ולנתח סיכונים פוטנציאליים לאיכות הסביבה.

המועצה דורשת ממפעילים לאתר ולנתח סיכונים פוטנציאליים הנוגעים לאיכות הסביבה. כמו כן, המפעילים נדרשים לקבוע נהלים, שמטרתם להפחית או למגר סכנות, לבצע הדרכות לעובדים כיצד לזהות ולהגיב לסיטואציות אפשריות, וכן לקיים פיקוח על הציוד ותקינותו. המפעילים נדרשים על-פי חוק לבצע אימונים ותרגילים כדי לשפר את המוכנות לאירועי דליפת נפט לים. תכניות אלה נבדקות באופן קבוע. המועצה ממנה קצין איכות סביבה ראשי שתפקידו לוודא את קיום סעיפי החוק הנוגעים לשימור בענף הנפט והגז, כמו גם הגנת הסביבה בתחום הנפט והגז בים של פרובינציית ניופאונדלנד ולברדור.

23. מגבלות ופיקוח על פעילות השותפות

23.1 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 מסדירות את חיפושי הנפט ו/או הגז, פיתוחם, הפקתם ושיווקם, ועל-פיהן, בין היתר, מוסדרים מתן היתרי קידוח וחיפוש, מיקום הקידוח, אופן הקידוח, איטום, סילוק חומרים המשמשים בקידוח ונטישת בארות, חובת תשלום תמלוגים למדינה או לממשל הפדרלי (במקרה שהם בעלי הקרקע שבה נעשית פעילות ההפקה), שינוע נפט וגז בין המדינות בארה"ב ועניינים הקשורים בהגנת הסביבה.

פעילות הפקה, הולכה ושיווק של נפט וגז טבעי בארה"ב כפופה לפיקוח של כמה גופים רגולטוריים, כגון ה-Federal Energy Regulatory Commission (ועדת האנרגיה הפדרלית, ה-FERC), The United States Department of Energy (משרד האנרגיה של ארה"ב), The United States Department of Interior (משרד הפנים של ארה"ב), Bureau of Land Management (משרד התחבורה של ארה"ב), וגופים רגולטורים נוספים ברמה הפדרלית והמדינתית. המשרדים הבאים של מחלקת הפנים של ארה"ב מפקחים על פעולות נפט וגז טבעי על קרקעות פדרליות: Bureau of Land Management (קרקעות פדרליות יבשתיות), ה-Bureau of Ocean Energy Management (ה-BOEM) (קרקעות פדרליות ימיות),⁹⁵ ה-Bureau of Safety and Environmental Enforcement (ה-BSEE) (קרקעות פדרליות ימיות),⁹⁶ ו-Office of Natural Resources Revenue (אחראי על דמי חכירה, תמלוגים והכנסות אחרות מאדמות פדרליות). חברות המפיקות ומשווקות נפט וגז טבעי באדמות מדינה ופדרליות נדרשות להחזיק בהיתרי קידוח מאושרים על-ידי הגוף הממשלתי הרלוונטי טרם תחילת הקידוח.

⁹⁵ ה-BOEM הינו גוף ממשלתי האחראי על ניהול פיתוח המשאבים הימיים של ארה"ב. בין תפקידיו הענקת רישיונות פדרליים ימיים, הערכה של משאבים, ניהול ופיקוח על תכניות חיפוש ופיתוח נפט וגז, פיתוח של אנרגיה מתחדשת, ניתוח של ה-National Environmental Policy Act (NEPA) ומחקרים סביבתיים.

⁹⁶ ה-BSEE הינו גוף ממשלתי האחראי על פיקוח בטיחותי וסביבתי על פעולות גז ונפט ימיים, כולל מתן היתרים וביצוע בדיקות לפעולות גז ונפט ימיים. בין תפקידיו פיתוח ואכיפה של רגולציית בטיחות וסביבה, מתן היתרי חיפוש פיתוח והפקה ימיים, ביצוע בדיקות, פרויקטים של רגולציה ימית, מתן מענה לדליפות נפט והטמעת תכניות ציות.

ה-Submerged Lands Act (SLA) האמריקאי משנת 1953 מסדיר את חלוקת הקרקעות המצויות במדף היבשתי בין ארה"ב ומדינות החוף. על פי ה-SLA, ופסקי-דין מאוחרים שפורסמו על ידי בית-המשפט העליון של ארה"ב, הוקצה לכל מדינה הגובלת בים שטח מקו החוף של 5.5 קילומטרים, למעט טקסס ופלורידה אשר לכל אחת מהן הוקצה שטח מקו החוף של 16.66 קילומטרים. על פי ה-OCSLA (כהגדרתו להלן), שטחים הנמצאים מחוץ לתחומי השיפוט של המדינות כאמור, הם בבעלות ובפיקוח ארה"ב ברמה הפדרלית. הפקת גז או נפט בשטח פדרלי מופקחת על ידי ה-BOEM וה-BSEE, כאשר הפקת גז או נפט מאזורים הנמצאים בתוך שטחי המדינות מופקחת על ידי גופים מפקחים בכל מדינה ומדינה.

Outer Continental Shelf Lands Act

ה-Outer Continental Shelf Lands Act (OCSLA) האמריקאי משנת 1953, כפי שתוקן בשנת 1978, הוא חוק פדרלי מסדיר את נושא מתן הרישיונות לחיפושים של נפט וגז באותם שטחים של המדף היבשתי הנמצאים מחוץ לשטחי המדינות, קרי תחת בעלות ארה"ב (המדף היבשתי החיצוני). על פי חוק זה, שטחי הקידוח מוצעים להחכרה בהליך של מכרז. בשלב הראשון של המכרז נבחנת עמידתן של ההצעות בדרישות המכרז, כאשר עבור כל מכרז נקבע מראש רף מינימום להגשת הצעות בהתאם לגודל שטח הרישיון ועומק המים שבו הוא ממוקם. בשלב השני של המכרז, נבחנת ההצעה הגבוהה ביותר אל מול הערכות הממשל באשר לגובה ההכנסות העתידיות העשויות להתקבל ככל שתידחה ההצעה והזכויות ברישיון תימכרנה במועד מאוחר יותר. ההערכות האמורות כפופות לשינויים בהתאם להחלטת הרגולטור. ההצעה אשר תזכה ברישיון נדרשת לעמוד בתנאי המכרז וכן לענות על ציפיות הממשל הפדרלי באשר להכנסה ממענק ההצעה. קריטריון זה אינו מהווה רף מינימלי רשמי וישנם פרמטרים נוספים על בסיסם נקבעת ההצעה הזוכה.

על פי ה-OCSLA, בתמורה לרישיון משלם בעל הרישיון לממשל הפדרלי מענק הצעה חד-פעמי (המשולם מיד לאחר הזכייה במכרז), וכן דמי חכירה שנתיים המשולמים לאורך תקופת הרישיון ותמלוגים המשולמים בגין הפקה של נפט או גז משטח הרישיון. גובה דמי החכירה השנתיים נקבע לפי גודל שטח הרישיון ועומק המים שבו הוא מצוי, כאשר ה-OCSLA קובע דמי שכירות מינימליים לאקר בהתאם לפרמטרים האמורים, בעוד גובה דמי השכירות בפועל נקבע על ידי ה-BOEM. על פי ה-OCSLA, שיעור התמלוגים המינימלי הינו 12.5% מההפקה, עם זאת שיעור התמלוגים הנוכחי על הפקה מרישיונות פדרליים ימיים חדשים שהוענקו מאותה עת על 12.5% עבור רישיונות הממוקמים במים שעומקם נמוך מ-200 מטר ועל 18.75% עבור רישיונות במים שעומקם גבוה מ-200 מטר.

ה-OCSLA קובע עוד כי הרישיון יוענק לתקופה של 5 עד 10 שנים (תלוי בעומק המים)⁹⁷, ובמקרים מסוימים ישנה אפשרות להאריך את תקופת הרישיון בשלוש שנים נוספות אם בוצע קידוח לעומק המטרה במהלך התקופה הראשונית. במקרה של תחילת הפקת גז או נפט יישאר הרישיון בתוקף כל עוד הבאר מפיקה בכמויות מסחריות (paying quantities), או כל עוד מבוצעות פעולות קידוח או עיבוד מחדש, כפי שאושרו בארה"ב, או כפי שנקבע אחרת על ידי

⁹⁷ על פי החלטת ה-BOEM, רישיונות לשטחים המצויים בעומקים של עד 400 מטר מים יינתנו לתקופה של חמש שנים, עם אפשרות להארכה בשלוש שנים נוספות (לשם ביצוע קידוחים שעומקם פחות מ-7,620 מטרים), לשטחים המצויים בעומקים שבין 400 מטר ל-800 מטר מים יינתנו לתקופה של חמש שנים עם אפשרות להארכה בשלוש שנים נוספות, לשטחים המצויים בעומקים של מעל 800 מטר מים יינתנו לתקופה של עשר שנים.

הרגולציה הפדרלית (למשל, הפסקה זמנית (suspension) שנקבעת על-ידי BSEE).

איחוד רישיונות

הרגולציה בארה"ב מאפשרת לאחד רישיונות (Unit), כאשר מדובר בפרויקט נכס נפט אחד הנפרש על פני מספר רישיונות. בפרויקט בקסקין אושר איחוד כל הרישיונות. לפרטים בדבר הסכם איחוד פעולות ברישיונות ראו סעיף 8.1.13 (3) להלן.

לאחר אישור האיחוד, הרישיונות הכלולים ב-Unit מהווים מעין רישיון אחד ותקפם מוארך יחד. כך, אם בוצעו עבודות קידוח באחד הרישיונות, ההארכה בגין עבודות אלה ניתנת לכלל הרישיונות ב-Unit.

עם זאת, חמש שנים לאחר תחילת הפקה, ה-Unit יוערך מחדש ויתכן שיוקטן לגודל המקיף רק את שטח נכס הנפט שאושר על ידי הרגולטור ככזה שממנו מופקים הידרוקרובנים באותה עת. מבחינה פרוצדורלית – טרם תחילת ההפקה בפועל, המפעיל נדרש להגיש לרגולטור תכנית המגדירה שטח חלקי (Participation Area), שממנו לפי הערכת המפעיל יפיקו קידוחי ההפקה. לאחר השלמת כל קידוח נוסף שאמור להתחיל להפיק מנכס הנפט, על המפעיל להגיש תכנית מעודכנת הממפה את השטח הכולל שממנו עתיד נכס הנפט להפיק.

ביום 13 ביוני 2019, האישור הראשוני ל-Participation Area של שטח ה-Unit של פרויקט בקסקין אושר על ידי ה-BSEE. חמש שנים ממועד קבלת האישור הראשוני ל-Participation Area, דהיינו ביום 13 ביוני 2024, ייבחן שטח ה-Unit מחדש, וכל רישיון הכלול ב-Unit, אשר לא הוצגה הפקה משטחו, עלול להיגרע בחלקו או כולו מה-Unit, ולפיכך לחזור למדינה.

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 החכרה או זכויות ההפעלה) בכפוף לאישור של ה-BOEM. ברמה המדינתית, העברת הזכויות עשויה להיות כפופה לאישור הגורמים המדינתיים.

בהתייחס לנכסים יבשתיים, הזכויות להפקת מינרלים יכולות להיות שייכות למחזיקים פרטיים, לחברות, מדינה או לממשל הפדרלי. הבעלות על הזכויות להפקת מינרלים מופיעה ברשומות ציבוריות במדינה או במחוז בהם נמצא השטח. הרגולציה הנוגעת לנכסים יבשתיים משתנה ממדינה למדינה. חכירת אדמות המכילות מינרלים נעשית על פי רוב לתקופה בת 3 עד 5 שנים וניתנת להארכה בנסיבות מסוימות. לעיתים זהות בעלי הזכויות על פני הקרקע שונה מזהות בעלי הזכות למינרלים, וחברות הנפט והגז נדרשות להגיע להסכם הן עם בעלי הזכויות על פני הקרקע והן עם בעלי הזכות להפקת מינרלים.

הולכת נפט וגז

הולכת נפט וגז בארה"ב מוסדרת באמצעות מספר חוקים עיקריים: ה-Natural Gas Act משנת 1939 (להלן: "חוק הגז הטבעי"), המסדיר את הולכת הגז הטבעי; ה-Interstate Commerce Act of 1887, המסדיר, בין היתר, את הולכת הנפט וה-United States state governments for intrastate commerce הפועלים בגבול כל מדינה.

ככלל, עקרון בסיסי הוא שיש לאפשר גישה שווה לתשתיות הולכה (לרבות אחסון) לכל השחקנים בשוק. על-פי הנחיה של ועדת האנרגיה הפדרלית, האמונה לפי חוק על נושא שינוע הגז הטבעי הבין-מדינתי בארה"ב, על מפעילי קווי צינורות הולכה של גז טבעי לאפשר "גישה

פתוחה" (open access) על בסיס שוויוני לספקי הגז השונים בארה"ב, כאשר מחירי ההולכה ותנאי מתן שירותי ההולכה מפוקחים על-ידי יו"ר הוועדה. יצוין, כי גם ברמה המדינתית קיימות הוראות חוק המחייבות בעלי אמצעי הולכה לאפשר "גישה פתוחה" לספקים המורשים. אין חובה לאפשר גישה ללקוחות חדשים כאשר אין קיבולת זמינה או כאשר אין מתקנים המאפשרים זאת, אך יחד עם זאת, על קווי צינורות הגז להיות מסוגלים לספק קיבולת זמינה ללא הבחנה באיכות השירות, משך השירות, סוגים, מחירים או נפחים של הגז המשונע לכל הלקוחות הקיימים. לעומת זאת, קווי צינורות להולכת נפט חייבים לספק שירותי הולכה לכל מי שמבקש שירות שכזה, אפילו כאשר הקיבולת מוגבלת. לפיכך, כאשר צרכן חדש מבקש גישה לקו צינורות שבו הקיבולת מוגבלת, הלקוחות הקיימים עלולים לאבד מהקיבולת שהייתה להם, על מנת לאפשר ללקוח החדש גישה לשירותי ההולכה. הנחיות נוספות של ועדת האנרגיה הפדרלית קובעות כי כל מי שאינו מפעיל קו צינורות בין-מדינתי רשאי לרכוש גז טבעי מצד שלישי או למכור גז טבעי לצד שלישי במחירי שוק לא מפוקחים, וללא מחויבות לכללים נוספים של ועדת האנרגיה הפדרלית.

איכות הסביבה

ראו סעיף 22.1 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 צריכה לספק לעובדיה, לרשויות ולציבור מידע בדבר החומרים המסוכנים שאותם היא מפיקה או שבהם 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 ואינו מצריך קבלת אישור כלשהו, למעט ייצוא למדינות שהוטל עליהן אמברגו או סנקציה אשר מחויב באישור.

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 Investments in the U.S. (CFIUS). אין חובת הודעה מראש ל-CFIUS על עסקאות, אך CFIUS עשויה ליזום ביקורת על עסקאות גם לאחר שנחתמו אם לא הוגשה בקשה לאישורן טרם שנחתמו. יתר על כן, ה-Mineral Leasing Act משנת 1920 אוסר על בעלות זרה על חוזי חכירה אלא דרך החזקה בחברה אמריקאית מקומית.

צו נשיאותי מס' 14008

צו זה נחתם בחודש ינואר 2021, ועוסק בהתמודדות עם משבר האקלים. הצו מורה להשהות חכירות חדשות של נפט וגז טבעי בשטחים ציבוריים (Onshore and Offshore) עד להשלמת בדיקה מקיפה של נהלי הנפט והגז הפדרליים הקיימים, ובדיקה כי אלו תואמים את רוח ההתמודדות במשבר האקלים. כמו כן, צו זה מורה על נקיטת צעדים להבטיח כי לא קיימת

תמיכה כספית פדרלית (סובסידיה) ישירה בדלקים פוסיליים, וכן מורה לבטל את הסובסידיה (תמיכה כספית פדרלית) בדלקים פוסיליים בתקציב הפדרלי החל משנת 2022 ואילך. בחודש ינואר 2021 בחן בית משפט פדרלי במדינת לואיזיאנה את השחייתם של כמה רישיונות תחת הצו האמור, ומצא כי יתכן שהצו לא אושר במתווה המקובל למקרים של השחיית חכירות, ושככל הנראה נגרם נזק למספר מדינות בעקבותיו. בהמשך, בחודש נובמבר 2021, פרסמה מחלקת הפנים הפדרלית דוח המציע רפורמות בנושא הנפט והגז. מטרותיו העיקריות של הדוח הינן: מתן תשואות הוגנות לציבור האמריקאי והמדינות מניהול פדרלי של הקרקעות והמים, לרבות בקשר עם פיתוח מקורות אנרגיה, יצירת הליך אחראי יותר בקשר עם חכירות ותהליכי פיתוח תוך תעדוף האזורים המתאימים ביותר לפיתוח והבטחת יכולות כלכליות וטכניות של החוכרים והמפעילים כך שיעמדו ברגולציה הקיימת תוך שקיפות ושילוב מקסימלי של הציבור. הדוח כולל המלצות ביחס להעלאת התמלוגים הפדרליים בחכירות יבשתיות (ציבוריות) והתאמת שיעור התמלוגים במכירה. הדוח אינו כולל מועד צפוי להשגת הרפורמות המוצעות.

למועד דוח זה הצו הנשיאותי אינו משפיע על השותפות, לרבות על פעילותה העסקית ויכולתה להפעיל ולפתח את נכסי הנפט הקיימים שלה.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות לעיל בדבר העדר השפעות הצו הנשיאותי על השותפות, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. הערכות אלה עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית, בין היתר כתוצאה מעדכונים רגולטוריים נוספים ו/או משינויים ותוספות בצווים הנשיאותיים ובהוראות הרגולטוריות.

23.2 כפיפות הפעילות לחקיקה בקנדה

נאוויטס קנדה (להלן בס"ק זה: "החברה") מחזיקה 30% ברישיון אקספלורציה בשטח נכס הנפט "בלוק 7", שהונפק על ידי מועצת הנפט של קנדה-ניופאונדלנד (Canada-Newfoundland Offshore Petroleum Board) (להלן בס"ק זה: "המועצה").

רקע

בשנת 1985 נחתם ההסכם האטלנטי בין ממשלת קנדה לבין ממשלת פרובינציית ניופאונדלנד ולברדור, אחת מבין עשר הפרובינציות של קנדה, בקשר עם אסדרת נכסי הנפט והגז הנמצאים בשטח המים הסמוך לניופאונדלנד ולברדור, לרבות הניהול המשותף של משאבי הנפט והגז בים וחלוקת ההכנסות מהם. ההסכם מכיר בשוויון בין שתי הממשלות בניהול המשאבים כאמור (להלן: "ההסכם האטלנטי").

ההסכם האטלנטי קיבל תוקף של חוק עם חקיקת החוק ליישום ההסכם האטלנטי (Atlantic Accord Implementation Acts), שנחקק במקביל על-ידי שתי הממשלות (להלן בס"ק זה: "החוק").⁹⁸

החוק עוסק בשלושה נושאים עיקריים: הקמת המועצה, הליך הענקת זכויות נפט ופעולות בנכסי נפט.⁹⁹

המועצה הוקמה בשנת 1986 על פי ההסכם האטלנטי, והיא אחראית לכל ההחלטות הקשורות לאסדרה וניהול של פעולות הקשורות בנפט באזור הים. למעט "החלטות עקרוניות"

⁹⁸ Canada-Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Newfoundland and Labrador Act, R.S.N.L. 1990, c. C-2/ Canada (Newfoundland and Labrador Atlantic Accord Implementation Act, S.C. 1987, c. 3).

⁹⁹ לפרטים נוספים ראו <http://www.cnlopb.ca/legislation/statutes.php>. בהתאם לחלק ההגדרות בחוק, "נפט" כולל גם גז טבעי.

(fundamental decisions), כל ההחלטות של המועצה הן סופיות. החלטות עקרוניות כוללות, בין היתר, קול קורא לקבלת הצעות בקשר עם הענקת זכויות והבחירה למי מבין המציעים תוענקה הזכויות כאמור; קביעת התנאים שיכללו ברישיון אקספלורציה; הנחיית בעל זכויות לבצע קידוח; דרישה להתחיל, להמשיך, להגדיל או להשהות הפקה; וכן ביטול זכויות של מחזיק זכויות.

כאשר המועצה מקבלת החלטה המסווגת כהחלטה עקרונית, המועצה נדרשת מיד לאחר קבלת ההחלטה, למסור הודעה בכתב אודות ההחלטה לשר מטעם ממשלת קנדה ולשר מטעם הפרובינציה. תוך 30 ימים לאחר קבלת ההודעה כאמור, על כל אחד מהשרים להודיע למועצה האם הוא מאשר או אינו מאשר את ההחלטה. ככלל, החלטה עקרונית לא תיכנס לתוקף אלא אם שני השרים אישרו את ההחלטה.¹⁰⁰

סוגי רישיונות

שלושת הסוגים העיקריים של רישיונות המונפקים על-ידי המועצה הם רישיון אקספלורציה, רישיון "תגלית משמעותית" ורישיון הפקה, כמפורט להלן:

רישיון אקספלורציה

רישיון אקספלורציה מקנה את הזכויות הבאות:

זכות לחפש נפט וזכות בלעדית לקדוח ולבדוק נפט;

זכות בלעדית לפתח את אותם חלקים בשטח הימי במטרה להפיק נפט; ו-

זכות בלעדית, בכפוף לעמידה בהוראות אחרות של החוק, לקבל רישיון הפקה.

בשטח הימי, רישיון אקספלורציה הינו לתוקף מקסימלי של 9 שנים, המורכב משתי תקופות עוקבות – התקופה הראשונה והתקופה השנייה.

בעל הזכויות נדרש לקדוח או להתחיל לקדוח קידוח חיפוש אחד עד לתום התקופה הראשונה כתנאי להמשיך לתקופה השנייה. אי-עמידה בתנאי זה יביא לכך שהשטחים עליהם חל הרישיון יהפכו לשטחים לגביהם אין זכויות בתוקף, כמו גם חילוט הפיקדון בגין הרישיון. לפרטים אודות תוקף רישיון האקספלורציה בנכס בלוק 7 שמחזיקה השותפות, ראו סעיף 8.7 לעיל.

ככל שבעל הזכויות עמד בדרישות הרישיון לגבי התקופה הראשונה, הוא יהיה זכאי להמשיך להחזיק ברישיון בתקופה השנייה. הדרישה היחידה בקשר עם התקופה השנייה היא תשלום מראש של דמי חכירה שנתיים על-פי תנאי הרישיון.

אם בתום תקופת רישיון האקספלורציה לא יוענק רישיון תגלית משמעותית או רישיון הפקה, כהגדרתם להלן, יפקעו זכויותיו של בעל רישיון האקספלורציה בנכס הנפט.

רישיון תגלית משמעותית

במידה שתכנית קידוח מסתיימת בתגלית משמעותית והכרזה על תגלית כאמור, בעל הזכויות ברישיון זכאי לרישיון מסוג תגלית משמעותית.¹⁰¹

עם קבלת הבקשה להכרזה על תגלית משמעותית, המועצה תבחן קודם אם אכן נמצאה תגלית כאמור, ותצביע על אותם חלקים בשטח הימי בהם סביר להאמין כי קיימת תגלית משמעותית.

¹⁰⁰ עם זאת, יצוין כי החוק קובע מקרים בהם גם בהיעדר הסכמת שני השרים ייראו בהחלטה כמאושרת.

¹⁰¹ תגלית משמעותית (significant discovery) מוגדרת בחוק באופן הבא: "a discovery indicated by the first well on a geological feature that demonstrates by flow testing the existence of hydrocarbons in that feature and, having regard to geological and engineering factors, suggests the existence of an accumulation of hydrocarbons that has potential for sustained production".

המועצה תודיע למגיש הבקשה על החלטתה, בכפוף לשימוע. על אף האמור לעיל, ובהתאם להוראות החוק, הכרזה על תגלית משמעותית יכולה גם להיעשות ביוזמת המועצה.

רישיון תגלית משמעותית מקנה את אותן זכויות כפי שמקנה רישיון אקספלורציה. רישיון תגלית משמעותית הינו בתוקף ממועד הבקשה וכל עוד ההכרזה על תגלית כאמור הינה בתוקף, או עד אשר מונפק רישיון הפקה בשטחים הרלוונטיים.

כל הקצאה של רישיון הפקה ידרוש משא ומתן לעניין משטר התמלוגים או תגמולים אחרים לפרובינציה. למיטב הבנת השותפות, קיימת אפשרות לפיה פרובינציית ניופאונדלנד ולברדור תדרוש זכויות הוניות בפרויקטים עתידיים של נפט בים שדורשים אישור תכנית פיתוח.¹⁰²

רישיון הפקה

לאחר הכרזה על תגלית מסחרית,¹⁰³ בעל הזכויות זכאי לרישיון הפקה. הכרזה על תגלית מסחרית נעשית בהליך דומה להכרזה על תגלית משמעותית. רישיון הפקה מקנה את הזכויות הבאות:

זכות לחפש נפט וזכות בלעדית לקדוח ולבדוק נפט;

זכות בלעדית לפתח את אותם חלקים בשטח הימי במטרה להפיק נפט;

זכות בלעדית להפיק נפט מאותם חלקים בשטח הימי; ו-

בעלות בנפט המופק כאמור.

רישיון הפקה הינו בתוקף ממועד הענקתו לתקופה של 25 שנים, או יותר ככל וההפקה המסחרית נמשכת.

בריאות ובטיחות

המועצה מטילה דרישות קפדניות בנושאים של בריאות ובטיחות. כך למשל, במידה שבריאותו או בטיחותו של עובד נמצא בסיכון, המועצה רשאית לנקוט באמצעים שונים, לרבות עצירת פעילות התאגיד. המועצה ממנה קצין בטיחות ראשי שתפקידו להבטיח את בטיחות העובדים כמו גם ציות לתקנות הבריאות והבטיחות במקום העבודה.

איכות הסביבה

ראו סעיף 22.2 לעיל.

24. הסכמים מהותיים והסכמי שיתוף פעולה

לפרטים בדבר הסכמים מהותיים נשוא נכסי הנפט של השותפות ראו סעיפים 8.1.13, 8.2.11, 8.3.9, 8.4.10 ו- 8.7.10 לעיל.

25. הליכים משפטיים או מנהליים

נכון למועד פרסום 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.

¹⁰² תכנית הנריגיה של פרובינציית ניופאונדלנד ולברדור שקודמה על-ידי הממשל הקודם הצביעה על כך שהפרובינציה תדרוש זכויות הוניות בגובה של 10%. לפרטים נוספים ראו https://www.nr.gov.nl.ca/nr/energy/plan/pdf/energy_report.pdf.

¹⁰³ תגלית מסחרית (commercial discovery) מוגדרת בחוק באופן הבא: "a discovery of petroleum that has been demonstrated to contain". "petroleum reserves that justify the investment of capital and effort to bring the discovery to production".

השותפות מתמקדת בעיקר באיתור ומימוש הזדמנויות השקעה בנכסי נפט וגז הכוללים עתודות נפט וגז מוכחות או משאבים מותנים, שכבר נתגלו ושרטם פותחו. פיתוח עתודות אלה הוא בעל פוטנציאל משמעותי להשאת ערך בלוח זמנים קצר יחסית. אסטרטגיה זו הובילה להשקעה בפרויקטים הימיים בקסקין ושנגדואה שבמפרץ מקסיקו שבארה"ב ובפרויקטים היבשתיים נצ'ס ודנברי בטקסס, הכוללים שדות מפיקים בהם יש גם עתודות נפט מוכחות, שרטם פותחו. אסטרטגיה זו אף באה לידי ביטוי במסגרת העסקה לרכישת הזכויות בנכס הנפט Sea Lion אותה מקדמת השותפות.

בנוסף, השותפות תמשיך בפעילות של חיפושי נפט וגז ושל פיתוח והפקה של תגליות נפט וגז קיימות ועתידיות (ככל שתהיינה) בנכסי הנפט הקיימים של השותפות וזאת, בין היתר, בהתאם לתכניות העבודה המתוארות לעיל. 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 ו/או חיפושי נפט וגז, בין אם מדובר בפרויקטים בודדים או בצבר (פורטפוליו) של פרויקטים ו/או בחברות המחזיקות בפרויקטים האמורים, וזאת תוך התמקדות בפרויקטים ימיים ו/או יבשתיים בעיקר בצפון אמריקה, והכל בכפוף ליכולותיה הכספיות, כפי שתהיינה מעת לעת כתוצאה מגיוסי הון ו/או חוב לשותפות ו/או מימון בנקאי ו/או כתוצאה מצירוף שותפים לפרויקטים אלו.

בכוונת השותפות לפעול בתחום האנרגיה המתחדשת, בהמשך לתיקון תקנון והנחיות הבורסה, במסגרת שיתופי הפעולה בתחום זה (המתוארים בסעיף 11 לעיל) וכן לבחון שיתופי פעולה נוספים ועסקאות בתחומים המותרים על פי התיקון. לשם כך, בכוונת השותפות לזמן אסיפה כללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות לאישור תיקון הסכם השותפות, באופן שיאפשר לשותפות לעסוק בתחום האנרגיה המתחדשת.

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.

27. צפי להתפתחות בשנה הקרובה

בכוונת השותפות לפעול בנכסי הנפט הקיימים בהתאם לתוכניות העבודה המתוכננות, כפי שתעודכנה מעת לעת, וזאת לצד קידום העסקה לרכישת הזכויות בנכס הנפט Sea Lion שעיקריה מתוארים בסעיף 10 לעיל.

כמו כן, בכוונת השותפות להמשיך ולבחון בשנה הקרובה הזדמנויות עסקיות והשקעות נוספות בנכסי נפט, וזאת בהתאם ליעדים ולאסטרטגיה העסקית כאמור בסעיף 26 לעיל, לרבות הזדמנויות שנוצרו לאור התנודות במחירי הנפט בשנים האחרונות, 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 בידה במועד הדוח. לאור העובדה שההתפתחויות בשנה הקרובה תושפעה מגורמים חיצוניים ומאחר שמימוש כוונות השותפות יושפע משינויים באותם גורמים חיצוניים, הרי שמימוש הצפי עשוי גם כן להשתנות. כמו כן, הוצאה אל הפועל של כוונותיה של השותפות ומימוש הצפי שלה מותנים גם בכך שיהיו בידה האמצעים הכספיים הדרושים למימון תקציבי הפעולות השונות.

פיתוח של תגליות נפט וגז טבעי כרוכים בהוצאות כספיות גדולות ובסיכון כספי ממשי של איבוד חלק משמעותי מכספי ההשקעה, בעיקר מהטעמים המפורטים להלן.

28.1 תנודתיות במחירי הנפט:

מחירי הנפט מאופיינים 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 עשויה להשפיע לרעה על שווי פרויקטי השותפות, הכנסותיה, וכדאיות החיפוש וההפקה מנכסי הנפט שלה, ואף עלולה להשפיע על יכולתה של השותפות לשרת את חובותיה. 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.

28.2 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.

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. לפרטים אודות התפשטות נגיף הקורונה והשפעתו על הכלכלה העולמית ראו סעיף 6.1 לעיל.

בסוף חודש פברואר 2022 פרצה מלחמה בין רוסיה לאוקראינה, אשר נמשכת נכון למועד אישור הדוח ("המשבר באוקראינה"). כתוצאה מכך, הוטלו על רוסיה סנקציות כלכליות משמעותיות. נכון למועד אישור הדוח, חלה ירידה חדה ברכש נפט גולמי ומוצרי ממקורות רוסיים. על רקע זה בסמוך למועד אישור הדוח חלים שינויים קיצוניים בסביבה העסקית, הכוללים בין היתר זינוק במחיר הנפט.

למועד אישור הדוח אין וודאות בנוגע להשלכות המשבר באוקראינה על הכלכלה העולמית, על מחירי הנפט ו/או הסחורות ו/או על עסקיה של השותפות.

28.3 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 טובים שמסיבות שונות אינם פופולריים בקרב המשקיעים האמריקאיים על מנת להימנע מתחרות עם שחקנים בעלי כיסים עמוקים. עם זאת, השותפות עלולה להיתקל בקשיים ברכישת נכסים נוספים התואמים את האסטרטגיה שלה בעקבות תחרות ערה על אותם נכסים.

28.4 היעדר כיסוי ביטוחי:

יובהר כי לא כל הסיכונים האפשריים מכוסים בפוליסות השונות הנערכות מעת לעת (חלקם מכוסה באופן חלקי בלבד וחלקם אינו מכוסה כלל). לפיכך, תקבולי הביטוח לא בהכרח יכסו את מלוא היקף הנזקים ו/או את כל ההפסדים האפשריים (לרבות לעניין נזקים לצדדים שלישיים,

אבדן שליטה על באר, הוריקנים, אבדן 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 השותפות ו/או לצדדים שלישיים, לרבות בכל הנוגע לנזקי זיהום ונזקי רכוש. 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 המפעיל, לפי העניין, להחליט שלא לרכושם כלל.

28.5 סיכוני תפעול:

פעולות של חיפוש נפט וגז והפקתם חשופות למגוון סיכונים, כגון התפרצות בלתי מבוקרת של נוזלים, 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. אם יקרו אירועים כאמור בים, עלולות התוצאות להיות חמורות ביותר ועלולים להיגרם נזקים כבדים. כמו כן, קיים סיכון של אחריות לנזקים הנובעים מזיהום סביבתי עקב התפרצות ו/או נזילה של נפט ו/או דליפה של גז. כאמור לעיל, אין כל בטחון שיושגו כל הביטוחים הדרושים לכיסוי הסיכונים הנ"ל וכי הכיסוי שיינתן על-ידי פוליסות הביטוח שיושגו יהיה מספיק.

28.6 תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים:

כללי

השותפות ו/או המפעיל ברישיונות של השותפות יתקשרו 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 הפעילויות. 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.

פרויקט בקסקין

הנפט המופק מפרויקט בקסקין מוזרם לפלטפורמת הטיפול הצפה 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 8.1.13(6) לעיל). בנוסף, מעת לעת, ישנן השבתות יזומות של הפלטפורמה אשר בעקבותיהן נפסקת ההפקה.

28.7 הסתמכות 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 רזרבות 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.

28.8 עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד:

עלויות משוערות ולוחות זמנים משוערים של ביצוע פעולות חיפושים ופיתוח מבוססות על אומדנים בלבד ועלולות להיות בהן סטיות ניכרות. תכניות החיפושים 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 פיתוח נכסי הנפט, עלולים לגרום לעיכובים משמעותיים ולגידול בהוצאות מעבר לתקציב המתוכנן. לפיכך, ייתכן כי ההוצאות שתידרשנה בפועל לשם השלמת פעולות החיפושים תהיינה גבוהות בהרבה מהעלויות שתוכננו לפעולות אלה.

28.9 אפשרות של העדר אמצעים וחילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה:

יתכן שפעולות פיתוח או חיפושים מוצעות תהיינה כרוכות בהוצאות כספיות אשר לשותפות לא יהיו אמצעים לכסותן.

לצורך קידום תכנית פיתוח של מאגרים בעתיד, ככל שיוחלט על ביצועם, תזדקק השותפות למקורות כספיים משמעותיים נוספים ויתכן שיהיה על השותפות לגייס הון או מימון נוסף, לרבות באמצעות גיוס עתידי של חוב בנקאי או גיוס אג"ח פרטי או ציבורי. גיוס מימון נוסף עלול להיתקל בקשיים, במיוחד במקרה של משבר כלכלי המתבטא בצמצום של מקורות האשראי הזמין ובהחמרת דרישות הגופים המממנים להעמדת המימון.

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 בנכסי 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 בנכסי הנפט שלגביהם בוצעה ההפרה, ואם לא תעמוד בתשלום זה במועד – תסתכן באובדן כל זכויותיה בנכסים אלו. בשל עלותם הגבוהה במיוחד של הוצאות פיתוח וקידוחים ימיים, 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.

28.10 כדאיות כלכלית וסיכון בפיתוח והפקה במקרה של תגלית:

במקרה של תגלית, תהליך קבלת ההחלטה לגבי פיתוח השדה והתכנון ההנדסי הנדרש בהתאם, עלולים להימשך תקופה ארוכה ולגרור הוצאות כספיות ניכרות. הכדאיות הכלכלית בפיתוח שדה ובהפקה מסחרית שלו תלויה בעיקר בעלות הפיתוח הנדרש ובמחירי הנפט או הגז לפי

העניין. תיתכנה תגליות שלא תהיינה מסחריות ושלא תחזרנה את עלויות ההשקעה הנדרשות לשם פיתוחן.

28.11 תלות במזג אוויר ובתנאי ים:

תנאי ים סוערים, הוריקנים, שטפונות ומזג אוויר בלתי מתאים עלולים לגרום לנזקים שונים למתקנים ולתשתיות ואף להביא להפסקת ההפקה ו/או לדחיות בלוחות הזמנים לביצוע פעולות פיתוח. תיקון/החלפת המתקנים וכן דחיית לוחות הזמנים לביצוע פעולות פיתוח עלולים לייקר את העלויות הצפויות.

28.12 תלות בתשתיות עיבוד והובלה לצורך שיווק נפט:

במקרה של תגלית מסחרית, יכולתה של השותפות לשווק נפט וגז מנכסי הנפט שלה עשויה להיות תלויה בזמינות, בקרבה ובקיבולת של צינורות להובלת נפט וגז ותשתיות אחרות לאיסוף ועיבוד נפט, הנמצאים בבעלות של צדדים שלישיים ואינם בשליטת השותפות.

28.13 שינויים במדיניות הפיסקאלית:

בארה"ב ובקנדה, 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 תאגידי הפועלים בתחום זה בארה"ב, ובכללן השותפות.

28.14 סיכוני 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.

סיכונים מיוחדים לשותפות

28.15 ריכוז גיאוגרפי של נכסי נפט בארה"ב:

רוב נכסי הנפט של השותפות מרוכזים במים של מפרץ מקסיקו שבארה"ב וביבשה בשטחי מדינת טקסס. לפיכך, לשותפות חשיפה גבוהה יחסית לאירועי טבע באזור זה (סופות, רעידות אדמה, שטפונות וכיוצא"ב).

28.16 כפיפות פעילות השותפות לרגולציה בארה"ב וקנדה וסיכוני ציות:

פעילות השותפות בארה"ב (באמצעות נאויטס ארה"ב) ובקנדה (באמצעות נאויטס קנדה) 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 חברות הבת של ו/או עובדיהן עלול לגרור הטלת סנקציות ו/או קנסות פליליים או אזרחיים כבדים על אותה חברה בת. שינויים ברגולציה סביבתית עלולים להטיל על השותפות הוצאות משמעותיות נוספות בפעילותה לשם יישום הוראות החוק.

28.17 העדר אמצעים לצורך פיתוח והפקה והשתתפות בפעולות:

תגליות מסחריות והפקתן מחייבות את השותפות להשקיע סכומים משמעותיים העולים על הסכומים שבקופתה כיום. סכומים אלה, במיוחד במקרה של תגליות בים, הינם גבוהים ביותר והפעולות האמורות תהיינה כרוכות גם כן בסיכונים לרבות סיכוני תפעול. 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 אשראי לצורך הפיתוח וההפקה. על כדאיות ההפקה לשותפות יכולות להשפיע לרעה גם עליה בהוצאות ההפקה, הרעה משמעותית בנטל המסים, רגולציה נוספת או ירידה במחירי הנפט והגז.

28.18 ביטול או פקיעה של זכויות ונכסי נפט:

זכויות הנפט של השותפות ניתנות לתקופה קצובה ותוקפן מותנה במילוי התחייבויות במועדים הקבועים בתנאי רישיון הקידוח/הסכם החכירה. 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 ולהתנותה 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 הקבועים בזכויות הנפט עלולה להביא לאובדן הזכויות ולמחיקת שווי הנכס.

28.19 זכות דעה של מיעוט:

בפעילות חיפושי נפט ופיתוח עם משתתפים אחרים, השותפות עשויה להחזיק באחוז השתתפות נמוך ועקב כך גם באחוז הצבעה נמוך. 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.

28.20 תלות במפעיל:

בפעילות חיפושים ופיתוח עם משתתפים אחרים, במקרים בהם השותפות אינה המפעיל, היא מסתמכת במידה רבה על המפעילים של נכסי הנפט השונים וזאת הן לאור הוראות הסכמי התפעול המשותף, והן כפועל יוצא מהניסיון שהצטבר אצל המפעילים בביצוע פרויקטים בסדרי גודל דומים בנכסים אחרים. פרישת מפעיל מפרויקט או שינוי במעמדו באופן שיחדל מלהיות המפעיל עלול לפגוע ביכולתם של יתר השותפים לעמוד בהתחייבויותיהם על פי תכנית העבודה של נכסי הנפט ועלול להשפיע לרעה על לוחות הזמנים ועלויות החיפושים, הפיתוח וההפקה של הפרויקט. בנוסף, למספר מצומצם של חברות אנרגיה יש יכולת להיות מפעיל במים עמוקים.

28.21 תנודתיות בשער הדולר:

לשותפות סדרות של אגרות חוב שקליות (סדרה ב' ו- ג') (שיתרתן ליום 31 בדצמבר 2021 - 587 ו- 330 מיליון ש"ח ע.נ.), בהתאמה). מכיוון שכל הכנסות השותפות נקובות בדולר, ירידה בשער

החליפין של הדולר לעומת השקל תגדיל את הוצאות המימון של השותפות בגין אגרות החוב האמורות ותהווה השפעה שלילית על תוצאות השותפות.

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	
סיכוני מקרו			
	X		האטה כלכלית
		X	תנודתיות במחירי הנפט
סיכונים ענפיים			
X			תחרות
	X		היעדר כיסוי ביטוחי
		X	סיכוני תפעול
	X		הסתמכות על נתונים חלקיים ומשוערים
		X	תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים
	X		עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד
X			אפשרות של העדר אמצעים וחילוט זכויות השותפות בנכסי הנפט שלה
	X		כדאיות כלכלית וסיכון בפיתוח והפקה במקרה של תגלית
	X		תלות במזג אוויר ובתנאי ים
	X		תלות בתשתיות עיבוד והובלה לצורך שיווק נפט
	X		שינויים במדיניות הפיסקלית
X			סיכוני סייבר ואבטחת מידע
סיכונים מיוחדים לשותפות			
	X		ריכוז גיאוגרפי של נכסי נפט בארה"ב
	X		כפיפות השותפות לרגולציה בארה"ב וסיכוני ציות
	X		העדר אמצעים לצורך פיתוח והפקה והשתתפות בפעולות
X			ביטול או פקיעה של זכויות ונכסי נפט
	X		זכות דעה של מיעוט
	X		תלות במפעיל
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 לחיפושי 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 חיפושי נפט, פיתוח והפקת נפט בכפוף להשתתפותו בחלק יחסי מההוצאות הכרוכות בכך שתהיינה, 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 פטרוליום (SPE-PRMS)" - "Petroleum Resources Management System (2007)", כפי שפורסמה על-ידי איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרוליום (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 סייסמים 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)" ; "רזרבות (Reserves)" , "משאבים מותנים (Contingent Resources)" ; "רזרבות מוכחות (Proved reserves)" ; "רזרבות צפויות (Probable Reserves)" ; "רזרבות אפשריות (Possible Reserves)" ; "אומדן כמויות נמוך (Low Estimate)" ; "אומדן כמויות הטוב ביותר (Best Estimate)" ; "אומדן כמויות גבוה (High Estimate)" ; "משאבים מותנים בקטגוריית C,2C,3C1 (On Production)" ; "בהפקה (1C,2C,3C)" ; "אוישר 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 Unclear or)" ; "נטישת באר (Well Abandonment)" ; "פיתוח אינו מעשי (Development not Viable)" ; "קונדנסט (Condensate)" ; "קידוח יבש (Dry Hole)" ; "רזרבות בקטגוריה (1P/2P/3P) 1P/2P/3P" –

כמשמעות מונחים אלה במערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

"פיתוח" – קידוחו וצידו 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 רזרבות הנפט ו/או הגז וקצב ההפקה הסביר של שדה.

"רזרבות מוכחות, מפותחות ומפיקות" – רזרבות מוכחות המופקות באמצעות קידוחי פיתוח והפקה.

"רזרבות מוכחות, מפותחות ולא מפיקות" – רזרבות מוכחות במאגרים המצויים בשדה מפיק, אשר טרם הוחל בהפקה מסחרית שלהן. קידוחי הפיתוח וההפקה מפיקים ממאגרים אחרים באותו שדה, ואולם הרזרבות הנ"ל מצויות במאגרים הסגורים על-ידי צינורות הדיפון (Closed Behind Pipe). עם הידלדלות המאגרים המפיקים יפתחו המאגרים הסגורים מאחורי הצינורות.

"רזרבות מוכחות ולא מפותחות" – רזרבות מוכחות המצויות במאגרים, בהם עדיין אין קידוחי פיתוח המצויים בהמשך או בסמוך למאגרים בהם יש רזרבות 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 BOE = 6 MCF.

March 17, 2022

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 (ISA) and the Tel Aviv Stock Exchange (TASE):

- The report dated March 17, 2022, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2021, to the Partnership interest in certain oil and gas properties located in Brazoria, Fort Bend, and Harris Counties, Texas.
- The report dated March 17, 2022, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2021, to the Partnership interest in certain oil and gas properties located in Neches Field, Anderson and Cherokee Counties, Texas.
- The report dated March 17, 2022, which sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2021, to the Navitas Buckskin US, LLC interest in certain oil and gas properties located in Buckskin Field, Keathley Canyon Blocks 785, 829, and 830, federal waters in the Gulf of Mexico.
- The report dated March 17, 2022, which sets forth our estimates of the proved undeveloped, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2021, to the Partnership interest in certain oil and gas properties located in Shenandoah Field, federal waters in the Gulf of Mexico.
- The report dated March 17, 2022, which sets forth our estimates of the contingent resources, as of December 31, 2021, to the Navitas Buckskin US, LLC interest for discoveries located in the Buckskin Southern High Area, Keathley Canyon Blocks 828, 871, and 872, federal waters in the Gulf of Mexico.
- The report dated March 17, 2022, which sets forth our estimates of the contingent resources and cash flow, as of December 31, 2021, to the Partnership interest in discoveries located in North Yucatan Field, federal waters in the Gulf of Mexico.
- The report dated March 17, 2022, which sets forth our estimates of the unrisks prospective resources, as of December 31, 2021, to the Partnership interest for prospects located in Block 7 Field, offshore Newfoundland and Labrador, Canada.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

/s/ Richard B. Talley, Jr.

By: _____
Richard B. Talley, Jr., P.E.
Senior Vice President

LEG:LAZ

March 17, 2022

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, 2021, to the Navitas Buckskin US, LLC (Navitas Buckskin) interest in certain oil and gas properties located in the Buckskin North Area of Buckskin Field in Keathley Canyon Blocks 785, 829, and 830, federal waters in the Gulf of Mexico. It is our understanding that Navitas Buckskin owns a direct 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 Limited Partnership (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 use by Navitas Petroleum 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 Buckskin working interest reserves for the Buckskin North Area, as of December 31, 2021, to be:

Category	Gross (100%) Reserves		Working Interest Reserves		
	Oil (MBBL)	Gas (MMCF)	Oil (MBBL)	NGL (MBBL)	Gas (MMCF)
Proved (1P)	102,356.6	23,030.2	7,676.7	190.0	777.3
Probable	108,943.1	24,512.2	8,170.7	202.2	827.3
Proved + Probable (2P)	211,299.7	47,542.4	15,847.5	392.2	1,604.6
Possible	177,336.0	39,900.6	13,300.2	329.2	1,346.6
Proved + Probable + Possible (3P)	388,635.6	87,443.0	29,147.7	721.4	2,951.2

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 Buckskin interest in the Buckskin North Area, as of December 31, 2021, 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)	285,632.8	238,336.2	202,740.5	175,409.5	154,031.8
Probable	318,712.6	211,922.6	147,368.6	106,852.3	80,492.4
Proved + Probable (2P)	604,345.4	450,258.7	350,109.1	282,261.8	234,524.2
Possible	569,096.7	344,651.3	225,582.0	158,191.3	117,613.8
Proved + Probable + Possible (3P)	1,173,442.1	794,910.0	575,691.1	440,453.1	352,138.0

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 March 15, 2022, exchange rate was 3.283 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, 2021, 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 Buckskin's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Navitas Buckskin'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 (WTI) prices and are adjusted for Navitas Petroleum's estimates of quality, transportation fees, and market differentials, inclusive of the LLS (Argus) vs. WTI Financial Futures Settlements (LLS-Cushing WTI) differential. Gas prices are based on NYMEX Henry Hub prices and are adjusted for energy content, transportation fees, and market differentials. All prices, before adjustments, as well as the LLS-Cushing WTI differential are shown in the following table:

Period Ending	Oil/NGL Price (\$/Barrel)	LLS-Cushing WTI Differential (\$/Barrel)	Gas Price (\$/MMBTU)
12-31-2022	76.51	2.16	3.97
12-31-2023	72.27	2.07	3.55
12-31-2024	68.83	2.09	3.26
12-31-2025	66.13	2.13	3.23
Thereafter	66.13	2.11	3.23

Operating costs used in this report are based on operating expense records of LLOG Exploration Offshore, LLC (LLOG), the operator of the properties. These costs include production handling agreement fees, the per-well overhead expenses allowed under joint operating agreements, and 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 and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for new development wells and production equipment. Based on our understanding of LLOG'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 LLOG's estimates of the costs to abandon the wells, platforms, 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 Buckskin 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 Buckskin 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 will be equal to, or greater than, the quantities of the 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 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 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, 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 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.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on January 11, 2022, 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 Buckskin or 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. Lee E. George and Mr. Shane M. Howell. Mr. George and Mr. Howell are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. George is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 95018). He has been practicing consulting

petroleum engineering at NSAI since 1997 and has over 15 years of prior industry experience. Mr. Howell is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11276). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2005 and has over 7 years of prior industry experience.

Sincerely,

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

By: 

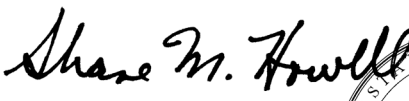
C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

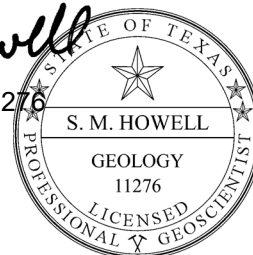
By: 
Lee E. George, P.E. 95018
Vice President



Date Signed: March 17, 2022

LEG:LAZ

By: 
Shane M. Howell, P.G. 11276
Vice President



Date Signed: March 17, 2022

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum.

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.

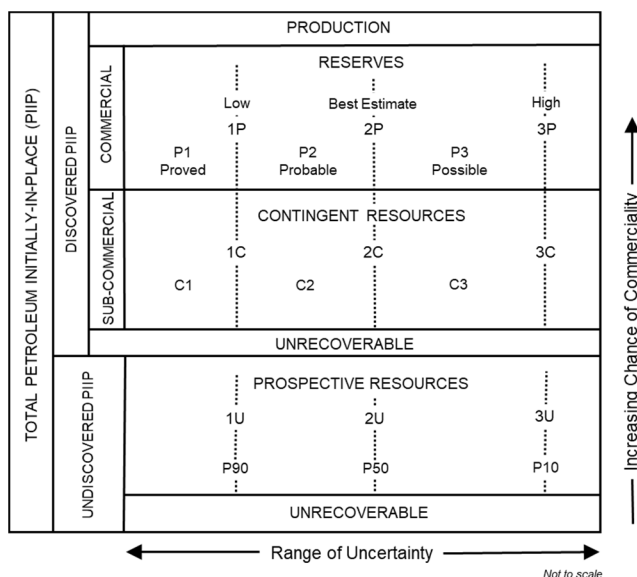


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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).

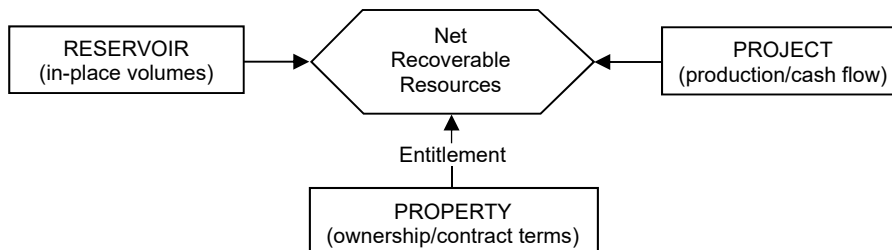


Figure 1.2—Resources evaluation

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

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

2.1.1 Determination of Discovery Status

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

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

2.1.2 Determination of Commerciality

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

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

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success 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.

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.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 production 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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Probable 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 NORTH AREA, BUCKSKIN FIELD, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS BUCKSKIN US, LLC INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue				Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2022	70,983.3	824.9	452.8	72,261.0	9,737.4	10,203.1	0.0	9,798.9
12-31-2023	62,350.5	727.3	384.3	63,462.2	8,544.4	10,210.0	0.0	10,451.4
12-31-2024	68,439.7	799.9	413.1	69,652.7	9,384.8	18,116.9	0.0	12,361.2
12-31-2025	61,750.5	722.8	385.5	62,858.9	8,465.6	0.0	0.0	11,934.7
12-31-2026	66,137.6	774.3	413.0	67,324.9	9,041.9	525.0	0.0	12,460.0
12-31-2027	54,666.4	640.1	341.4	55,648.0	7,473.6	0.0	0.0	11,479.8
12-31-2028	39,764.5	465.6	248.4	40,478.5	5,441.9	0.0	0.0	10,205.2
12-31-2029	28,711.9	336.2	179.3	29,227.5	3,934.1	0.0	0.0	9,259.8
12-31-2030	21,442.9	251.1	133.9	21,828.0	2,940.6	0.0	0.0	8,638.1
12-31-2031	15,042.7	176.1	94.0	15,312.8	2,065.9	0.0	0.0	7,401.3
12-31-2032	11,198.7	131.1	69.9	11,399.8	1,539.0	0.0	0.0	6,753.9
12-31-2033	823.7	9.6	5.1	838.5	113.2	0.0	0.0	553.5
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5,625.0	0.0
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	501,312.7	5,859.2	3,120.8	510,292.6	68,682.3	39,055.0	5,625.0	111,297.6
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	501,312.7	5,859.2	3,120.8	510,292.6	68,682.3	39,055.0	5,625.0	111,297.6

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\$)
12-31-2022	42,521.7	0.0	0.0	42,521.7	41,310.1	40,192.7	39,158.1	38,197.1
12-31-2023	34,256.4	0.0	0.0	34,256.4	31,987.6	29,969.3	28,163.9	26,540.8
12-31-2024	29,789.8	0.0	0.0	29,789.8	26,192.1	23,169.8	20,610.3	18,426.9
12-31-2025	42,458.6	0.0	0.0	42,458.6	35,793.4	30,421.1	26,047.3	22,453.7
12-31-2026	45,298.0	0.0	0.0	45,298.0	36,389.2	29,537.4	24,203.2	20,004.2
12-31-2027	36,694.6	0.0	0.0	36,694.6	28,093.5	21,781.3	17,082.4	13,538.5
12-31-2028	24,831.5	0.0	0.0	24,831.5	18,117.0	13,415.9	10,069.9	7,652.5
12-31-2029	16,033.6	0.0	0.0	16,033.6	11,140.8	7,874.8	5,653.6	4,117.3
12-31-2030	10,249.3	0.0	0.0	10,249.3	6,783.3	4,577.2	3,143.7	2,194.2
12-31-2031	5,845.6	0.0	0.0	5,845.6	3,688.2	2,377.8	1,563.5	1,046.7
12-31-2032	3,107.0	0.0	0.0	3,107.0	1,866.5	1,148.4	722.1	463.2
12-31-2033	171.9	0.0	0.0	171.9	100.3	60.0	36.7	23.0
12-31-2034	-5,625.0	0.0	0.0	-5,625.0	-3,125.8	-1,785.2	-1,045.2	-626.1
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Subtotal	285,632.8	0.0	0.0	285,632.8	238,336.2	202,740.5	175,409.5	154,031.8
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	285,632.8	0.0	0.0	285,632.8	238,336.2	202,740.5	175,409.5	154,031.8

Note: 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 Mexico.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
BUCKSKIN NORTH AREA, BUCKSKIN FIELD, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS BUCKSKIN US, LLC INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue				Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2022	6,957.0	80.8	44.4	7,082.2	951.1	1,050.0	0.0	554.9
12-31-2023	19,010.4	221.8	117.2	19,349.3	2,586.1	7,533.3	0.0	1,002.5
12-31-2024	12,081.7	141.2	72.9	12,295.8	1,630.8	-8,583.3	0.0	-2.6
12-31-2025	15,125.7	177.1	94.4	15,397.2	2,071.6	0.0	0.0	266.7
12-31-2026	10,498.8	122.9	65.6	10,687.3	1,476.8	-525.0	0.0	708.9
12-31-2027	22,298.1	261.1	139.3	22,698.5	3,073.7	11,383.6	0.0	1,760.2
12-31-2028	36,699.8	429.7	229.2	37,358.8	5,030.8	3,700.0	0.0	3,454.0
12-31-2029	47,026.6	550.7	293.7	47,871.0	6,448.5	7,683.6	0.0	5,429.3
12-31-2030	53,668.0	628.4	335.2	54,631.6	7,366.0	11,383.6	0.0	6,417.4
12-31-2031	59,855.4	700.9	373.8	60,930.1	8,223.5	0.0	0.0	7,887.9
12-31-2032	60,775.3	711.6	379.6	61,866.5	8,352.0	525.0	0.0	8,285.3
12-31-2033	53,825.6	630.3	336.2	54,792.0	7,396.9	0.0	0.0	12,685.5
12-31-2034	40,218.7	470.9	251.2	40,940.8	5,527.0	0.0	-5,625.0	11,819.0
12-31-2035	29,845.0	349.5	186.4	30,380.9	4,101.4	0.0	0.0	10,931.7
12-31-2036	22,186.1	259.8	138.6	22,584.5	3,048.9	0.0	0.0	10,276.6
Subtotal	490,072.3	5,736.7	3,057.6	498,866.5	67,285.2	34,150.7	-5,625.0	81,477.3
Remaining	27,038.7	316.6	168.9	27,524.2	3,715.8	0.0	9,000.0	17,674.2
Total	517,111.0	6,053.3	3,226.5	526,390.8	71,001.0	34,150.7	3,375.0	99,151.5

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\$)
12-31-2022	4,526.1	0.0	0.0	4,526.1	4,413.8	4,309.9	4,213.5	4,123.7
12-31-2023	8,227.4	0.0	0.0	8,227.4	7,496.8	6,859.9	6,301.2	5,808.4
12-31-2024	19,250.9	0.0	0.0	19,250.9	17,100.6	15,277.5	13,719.9	12,379.7
12-31-2025	13,058.9	0.0	0.0	13,058.9	11,019.1	9,373.1	8,031.7	6,928.6
12-31-2026	9,026.7	0.0	0.0	9,026.7	7,229.9	5,851.9	4,782.1	3,942.1
12-31-2027	6,481.0	0.0	0.0	6,481.0	4,997.5	3,901.4	3,080.1	2,456.8
12-31-2028	25,174.0	0.0	0.0	25,174.0	18,356.4	13,585.4	10,191.2	7,740.2
12-31-2029	28,309.6	0.0	0.0	28,309.6	19,535.5	13,717.4	9,785.9	7,083.2
12-31-2030	29,464.7	0.0	0.0	29,464.7	19,365.4	12,980.8	8,858.6	6,145.4
12-31-2031	44,818.7	0.0	0.0	44,818.7	28,187.2	18,117.4	11,878.0	7,929.9
12-31-2032	44,704.2	0.0	0.0	44,704.2	26,797.9	16,454.1	10,326.0	6,611.1
12-31-2033	34,709.7	0.0	0.0	34,709.7	19,835.5	11,636.5	6,991.5	4,293.4
12-31-2034	29,219.8	0.0	0.0	29,219.8	15,969.9	8,979.0	5,180.2	3,060.0
12-31-2035	15,347.8	0.0	0.0	15,347.8	7,958.6	4,255.8	2,340.3	1,320.4
12-31-2036	9,258.9	0.0	0.0	9,258.9	4,574.5	2,335.9	1,229.2	664.8
Subtotal	321,578.4	0.0	0.0	321,578.4	212,838.5	147,635.8	106,909.5	80,487.4
Remaining	-2,865.7	0.0	0.0	-2,865.7	-916.0	-267.1	-57.1	4.9
Total	318,712.6	0.0	0.0	318,712.6	211,922.6	147,368.6	106,852.3	80,492.4

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2039.
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 Mexico.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
BUCKSKIN NORTH AREA, BUCKSKIN FIELD, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS BUCKSKIN US, LLC INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue				Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2022	77,940.3	905.7	497.2	79,343.1	10,688.5	11,253.1	0.0	10,353.8
12-31-2023	81,360.9	949.1	501.4	82,811.4	11,130.5	17,743.3	0.0	11,453.9
12-31-2024	80,521.4	941.1	486.0	81,948.5	11,015.6	9,533.6	0.0	12,358.6
12-31-2025	76,876.2	899.9	480.0	78,256.1	10,537.3	0.0	0.0	12,201.3
12-31-2026	76,636.4	897.2	478.6	78,012.2	10,518.7	0.0	0.0	13,168.9
12-31-2027	76,964.5	901.2	480.7	78,346.4	10,547.3	11,383.6	0.0	13,240.0
12-31-2028	76,464.4	895.4	477.6	77,837.3	10,472.7	3,700.0	0.0	13,659.2
12-31-2029	75,738.6	886.9	473.0	77,098.4	10,382.6	7,683.6	0.0	14,689.1
12-31-2030	75,111.0	879.5	469.1	76,459.6	10,306.6	11,383.6	0.0	15,055.4
12-31-2031	74,898.1	877.0	467.8	76,242.9	10,289.4	0.0	0.0	15,289.2
12-31-2032	71,974.0	842.8	449.5	73,266.3	9,890.9	525.0	0.0	15,039.1
12-31-2033	54,649.3	639.9	341.3	55,630.6	7,510.1	0.0	0.0	13,238.9
12-31-2034	40,218.7	470.9	251.2	40,940.8	5,527.0	0.0	0.0	11,819.0
12-31-2035	29,845.0	349.5	186.4	30,380.9	4,101.4	0.0	0.0	10,931.7
12-31-2036	22,186.1	259.8	138.6	22,584.5	3,048.9	0.0	0.0	10,276.6
Subtotal	991,384.9	11,595.8	6,178.4	1,009,159.2	135,967.5	73,205.7	0.0	192,774.8
Remaining	27,038.7	316.6	168.9	27,524.2	3,715.8	0.0	9,000.0	17,674.2
Total	1,018,423.7	11,912.5	6,347.2	1,036,683.4	139,683.3	73,205.7	9,000.0	210,449.0

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\$)
12-31-2022	47,047.8	0.0	0.0	47,047.8	45,723.9	44,502.6	43,371.6	42,320.8
12-31-2023	42,483.7	0.0	0.0	42,483.7	39,484.4	36,829.2	34,465.1	32,349.2
12-31-2024	49,040.7	0.0	0.0	49,040.7	43,292.7	38,447.3	34,330.2	30,806.6
12-31-2025	55,517.5	0.0	0.0	55,517.5	46,812.5	39,794.2	34,079.0	29,382.3
12-31-2026	54,324.7	0.0	0.0	54,324.7	43,619.2	35,389.3	28,985.2	23,946.3
12-31-2027	43,175.6	0.0	0.0	43,175.6	33,091.0	25,682.8	20,162.5	15,995.3
12-31-2028	50,005.4	0.0	0.0	50,005.4	36,473.4	27,001.3	20,261.2	15,392.6
12-31-2029	44,343.1	0.0	0.0	44,343.1	30,676.3	21,592.1	15,439.6	11,200.5
12-31-2030	39,714.0	0.0	0.0	39,714.0	26,148.7	17,558.0	12,002.3	8,339.6
12-31-2031	50,664.3	0.0	0.0	50,664.3	31,875.4	20,495.2	13,441.5	8,976.5
12-31-2032	47,811.2	0.0	0.0	47,811.2	28,664.4	17,602.5	11,048.1	7,074.3
12-31-2033	34,881.5	0.0	0.0	34,881.5	19,935.8	11,696.5	7,028.2	4,316.3
12-31-2034	23,594.8	0.0	0.0	23,594.8	12,844.1	7,193.8	4,135.0	2,433.8
12-31-2035	15,347.8	0.0	0.0	15,347.8	7,958.6	4,255.8	2,340.3	1,320.4
12-31-2036	9,258.9	0.0	0.0	9,258.9	4,574.5	2,335.9	1,229.2	664.8
Subtotal	607,211.1	0.0	0.0	607,211.1	451,174.7	350,376.3	282,318.9	234,519.3
Remaining	-2,865.7	0.0	0.0	-2,865.7	-916.0	-267.1	-57.1	4.9
Total	604,345.4	0.0	0.0	604,345.4	450,258.7	350,109.1	282,261.8	234,524.2

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2039.
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 Mexico.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
BUCKSKIN NORTH AREA, BUCKSKIN FIELD, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS BUCKSKIN US, LLC INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue				Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2022	11,153.5	129.6	71.1	11,354.3	1,522.7	0.0	0.0	889.6
12-31-2023	19,797.4	230.9	122.0	20,150.3	2,716.8	3,700.0	0.0	1,928.0
12-31-2024	27,374.5	319.9	165.2	27,859.7	3,758.8	-3,700.0	0.0	1,972.5
12-31-2025	30,046.4	351.7	187.6	30,585.7	4,128.8	0.0	0.0	3,346.1
12-31-2026	34,574.7	404.8	215.9	35,195.4	4,732.9	0.0	0.0	2,956.8
12-31-2027	34,386.7	402.6	214.8	35,004.2	4,716.6	0.0	0.0	3,718.2
12-31-2028	34,960.2	409.4	218.3	35,587.9	4,801.5	7,683.6	0.0	3,935.2
12-31-2029	36,445.2	426.8	227.6	37,099.6	5,034.1	3,700.0	0.0	3,390.3
12-31-2030	37,733.8	441.8	235.7	38,411.3	5,201.0	4,509.8	0.0	3,983.5
12-31-2031	37,136.0	434.8	231.9	37,802.7	5,106.8	0.0	0.0	4,184.3
12-31-2032	39,756.8	465.5	248.3	40,470.7	5,463.5	10,858.6	0.0	4,618.5
12-31-2033	57,671.5	675.3	360.2	58,707.0	7,925.4	7,355.0	0.0	6,763.2
12-31-2034	71,652.2	839.0	447.5	72,938.7	9,846.7	4,028.6	0.0	8,536.1
12-31-2035	81,107.7	949.7	506.6	82,563.9	11,146.1	525.0	0.0	8,733.9
12-31-2036	69,775.6	817.0	435.8	71,028.4	9,588.8	0.0	0.0	6,541.6
Subtotal	623,572.3	7,299.0	3,888.6	634,760.0	85,690.7	38,660.5	0.0	65,497.9
Remaining	217,484.4	2,546.6	1,358.3	221,389.3	29,887.6	0.0	3,375.0	63,941.0
Total	841,056.7	9,845.7	5,246.9	856,149.3	115,578.3	38,660.5	3,375.0	129,438.9

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\$)
12-31-2022	8,941.9	0.0	0.0	8,941.9	8,685.8	8,449.7	8,231.1	8,028.0
12-31-2023	11,805.6	0.0	0.0	11,805.6	10,903.4	10,109.6	9,407.0	8,781.6
12-31-2024	25,828.4	0.0	0.0	25,828.4	22,903.3	20,426.6	18,313.4	16,497.5
12-31-2025	23,110.7	0.0	0.0	23,110.7	19,441.9	16,490.4	14,092.1	12,125.2
12-31-2026	27,505.7	0.0	0.0	27,505.7	22,085.8	17,919.1	14,676.8	12,125.5
12-31-2027	26,569.3	0.0	0.0	26,569.3	20,250.9	15,634.5	12,212.3	9,641.7
12-31-2028	19,167.7	0.0	0.0	19,167.7	13,803.9	10,095.2	7,487.1	5,624.5
12-31-2029	24,975.2	0.0	0.0	24,975.2	17,374.3	12,295.5	8,838.2	6,444.2
12-31-2030	24,717.1	0.0	0.0	24,717.1	16,488.8	11,210.1	7,754.0	5,448.7
12-31-2031	28,511.6	0.0	0.0	28,511.6	17,937.4	11,533.0	7,563.5	5,051.0
12-31-2032	19,530.1	0.0	0.0	19,530.1	11,629.9	7,095.9	4,426.6	2,817.9
12-31-2033	36,663.4	0.0	0.0	36,663.4	20,958.7	12,298.9	7,391.4	4,540.0
12-31-2034	50,527.3	0.0	0.0	50,527.3	27,396.8	15,286.7	8,755.0	5,135.3
12-31-2035	62,158.9	0.0	0.0	62,158.9	32,162.0	17,162.4	9,419.1	5,304.0
12-31-2036	54,898.0	0.0	0.0	54,898.0	27,091.7	13,818.7	7,263.8	3,924.8
Subtotal	444,910.9	0.0	0.0	444,910.9	289,114.5	199,826.3	145,831.4	111,489.9
Remaining	124,185.8	0.0	0.0	124,185.8	55,536.8	25,755.7	12,359.9	6,123.9
Total	569,096.7	0.0	0.0	569,096.7	344,651.3	225,582.0	158,191.3	117,613.8

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2044.
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 Mexico.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
BUCKSKIN NORTH AREA, BUCKSKIN FIELD, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS BUCKSKIN US, LLC INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue				Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2022	89,093.8	1,035.3	568.3	90,697.5	12,211.2	11,253.1	0.0	11,243.4
12-31-2023	101,158.3	1,180.0	623.4	102,961.8	13,847.2	21,443.3	0.0	13,381.9
12-31-2024	107,895.9	1,261.1	651.2	109,808.2	14,774.4	5,833.6	0.0	14,331.1
12-31-2025	106,922.6	1,251.6	667.6	108,841.8	14,666.1	0.0	0.0	15,547.5
12-31-2026	111,211.2	1,302.0	694.5	113,207.6	15,251.6	0.0	0.0	16,125.7
12-31-2027	111,351.3	1,303.9	695.5	113,350.6	15,263.9	11,383.6	0.0	16,958.2
12-31-2028	111,424.6	1,304.7	695.9	113,425.2	15,274.1	11,383.6	0.0	17,594.4
12-31-2029	112,183.8	1,313.6	700.7	114,198.0	15,416.7	11,383.6	0.0	18,079.4
12-31-2030	112,844.8	1,321.3	704.8	114,870.9	15,507.6	15,893.3	0.0	19,038.9
12-31-2031	112,034.1	1,311.9	699.7	114,045.7	15,396.2	0.0	0.0	19,473.6
12-31-2032	111,730.8	1,308.3	697.8	113,737.0	15,354.5	11,383.6	0.0	19,657.6
12-31-2033	112,320.9	1,315.2	701.5	114,337.6	15,435.6	7,355.0	0.0	20,002.1
12-31-2034	111,870.9	1,309.9	698.7	113,879.6	15,373.7	4,028.6	0.0	20,355.2
12-31-2035	110,952.7	1,299.2	693.0	112,944.8	15,247.6	525.0	0.0	19,665.6
12-31-2036	91,961.7	1,076.8	574.4	93,612.9	12,637.7	0.0	0.0	16,818.2
Subtotal	1,614,957.3	18,894.9	10,067.0	1,643,919.1	221,658.2	111,866.2	0.0	258,272.7
Remaining	244,523.1	2,863.2	1,527.2	248,913.5	33,603.3	0.0	12,375.0	81,615.2
Total	1,859,480.4	21,758.1	11,594.2	1,892,832.7	255,261.5	111,866.2	12,375.0	339,887.9

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\$)
12-31-2022	55,989.7	0.0	0.0	55,989.7	54,409.7	52,952.2	51,602.7	50,348.8
12-31-2023	54,289.3	0.0	0.0	54,289.3	50,387.8	46,938.8	43,872.0	41,130.8
12-31-2024	74,869.1	0.0	0.0	74,869.1	66,195.9	58,873.9	52,643.6	47,304.1
12-31-2025	78,628.2	0.0	0.0	78,628.2	66,254.4	56,284.7	48,171.1	41,507.5
12-31-2026	81,830.4	0.0	0.0	81,830.4	65,704.9	53,308.4	43,662.0	36,071.8
12-31-2027	69,744.9	0.0	0.0	69,744.9	53,341.9	41,317.2	32,374.8	25,637.0
12-31-2028	69,173.1	0.0	0.0	69,173.1	50,277.3	37,096.5	27,748.3	21,017.1
12-31-2029	69,318.4	0.0	0.0	69,318.4	48,050.5	33,887.7	24,277.7	17,644.7
12-31-2030	64,431.1	0.0	0.0	64,431.1	42,637.5	28,768.1	19,756.2	13,788.3
12-31-2031	79,175.9	0.0	0.0	79,175.9	49,812.8	32,028.2	21,005.0	14,027.5
12-31-2032	67,341.3	0.0	0.0	67,341.3	40,294.3	24,698.4	15,474.7	9,892.1
12-31-2033	71,544.9	0.0	0.0	71,544.9	40,894.4	23,995.4	14,419.6	8,856.3
12-31-2034	74,122.1	0.0	0.0	74,122.1	40,240.9	22,480.4	12,890.0	7,569.1
12-31-2035	77,506.7	0.0	0.0	77,506.7	40,120.6	21,418.1	11,759.5	6,624.3
12-31-2036	64,156.9	0.0	0.0	64,156.9	31,666.2	16,154.5	8,493.0	4,589.7
Subtotal	1,052,122.1	0.0	0.0	1,052,122.1	740,289.2	550,202.6	428,150.3	346,009.2
Remaining	121,320.0	0.0	0.0	121,320.0	54,620.8	25,488.6	12,302.8	6,128.8
Total	1,173,442.1	0.0	0.0	1,173,442.1	794,910.0	575,691.1	440,453.1	352,138.0

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2044.
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 Mexico.

March 17, 2022

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 contingent resources, as of December 31, 2021, to the Navitas Buckskin US, LLC (Navitas Buckskin) interest in discoveries located in the Buckskin Southern High Area of Buckskin Field in Keathley Canyon Blocks 828, 871, and 872, federal waters in the Gulf of Mexico. It is our understanding that Navitas Buckskin owns a direct working interest in these properties. 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 resources shown in this report are contingent upon (1) the return of positive results from an additional appraisal well, (2) acquisition of favorable technical data, (3) improvements in commercial conditions that would justify development of the Buckskin Southern High Area, and (4) commitment to develop 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. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. The project maturity subclass for these 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.

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. We previously prepared a report for the Buckskin Southern High Area, as of December 31, 2017, and dated March 7, 2018, in accordance with the definitions and regulations of the 2007 PRMS and ISA. Although the preparation date of this report is March 17, 2022, we did not consider any geological or engineering data for this evaluation after March 7, 2018. This report has been prepared for use by Navitas Petroleum Limited Partnership (Navitas Petroleum) 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. 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) contingent resources and the Navitas Buckskin working interest contingent resources for the Buckskin Southern High Area, as of December 31, 2021, to be:

Category	Contingent Oil Resources (MMBBL)		Contingent Gas Resources (BCF)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Low Estimate (1C)	59.3	4.4	22.5	1.7
Best Estimate (2C)	243.5	18.3	92.5	6.9
High Estimate (3C)	423.7	31.8	161.0	12.1

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 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.

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 resources estimates in this report or the commerciality of such estimates.

The 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.

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. 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 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 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. 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 January 11, 2022, 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 Buckskin or 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. Lee E. George and Mr. Shane M. Howell. Mr. George and Mr. Howell are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. George is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 95018). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 1997 and has over 15 years of prior industry experience. Mr. Howell is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11276). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2005 and has over 7 years of prior industry experience.

Sincerely,

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

By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 

Lee E. George, P.E. 95018
Vice President

Date Signed: March 17, 2022

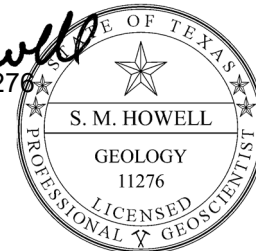
LEG:LAZ



By: 

Shane M. Howell, P.G. 11276
Vice President

Date Signed: March 17, 2022



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum.

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.

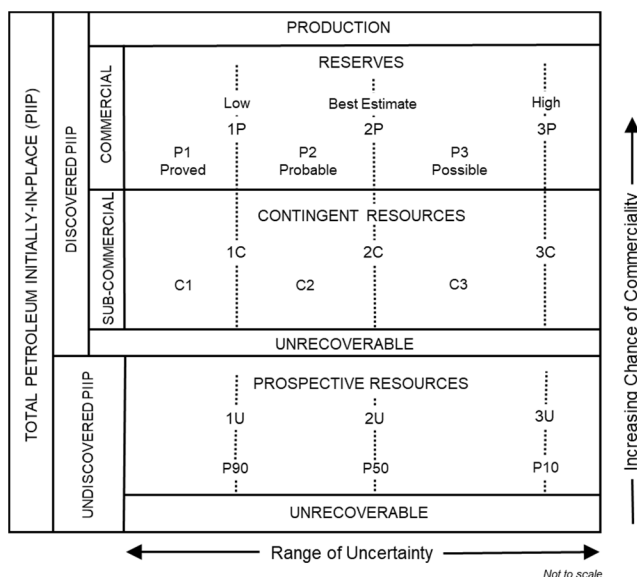


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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).

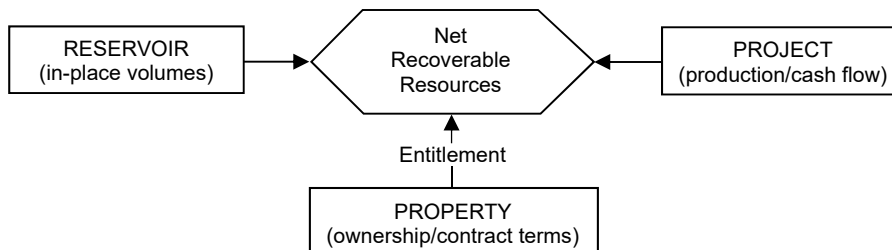


Figure 1.2—Resources evaluation

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

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

2.1.1 Determination of Discovery Status

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

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

2.1.2 Determination of Commerciality

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

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

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success 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.

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.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 production 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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Probable 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.

March 17, 2022

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 undeveloped, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2021, 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 Mexico. 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 use by Navitas Petroleum 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, 2021, to be:

Category	Gross (100%) Reserves		Working Interest Reserves		
	Oil (MMBBL)	Gas (MMCF)	Oil (MMBBL)	NGL (MMBBL)	Gas (MMCF)
Proved Undeveloped	120,700.8	140,807.9	59,143.4	8,555.5	51,746.9
Probable	203,671.6	239,097.3	99,799.1	14,527.6	87,868.3
Proved + Probable (2P)	324,372.3	379,905.2	158,942.5	23,083.0	139,615.1
Possible	297,605.6	341,482.4	145,826.8	20,748.5	125,494.8
Proved + Probable + Possible (3P)	621,978.0	721,387.5	304,769.2	43,831.5	265,109.9

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 Shenandoah Field, as of December 31, 2021, 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 Undeveloped	1,877,197.3	1,291,887.1	893,697.1	613,687.4	411,333.6
Probable	4,758,978.6	2,747,602.1	1,703,175.2	1,119,406.1	771,369.3
Proved + Probable (2P)	6,636,175.9	4,039,489.3	2,596,872.3	1,733,093.5	1,182,702.9
Possible	7,055,806.2	2,812,282.8	1,346,141.4	737,390.1	443,598.1
Proved + Probable + Possible (3P)	13,691,982.1	6,851,772.1	3,943,013.7	2,470,483.5	1,626,301.0

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 March 15, 2022, exchange rate was 3.283 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 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. 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, 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, transportation fees, pipeline export fees, and market differentials. Gas prices are based on NYMEX Henry Hub prices and are adjusted for energy content, transportation fees, pipeline export fees, and market differentials; these transportation and pipeline export fees are scheduled to increase on December 1, 2029. 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>
12-31-2022	76.51	3.97
12-31-2023	72.27	3.55
12-31-2024	68.83	3.26
Thereafter	66.13	3.23

Operating costs used in this report are based on operating expense estimates of Beacon Offshore Energy LLC (Beacon), the operator of the properties, and our knowledge of similar offshore operations. These costs are intended to include transportation fees, pipeline export fees, the per-well overhead expenses allowed under joint operating agreements, and 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. An economic projection is included in the proved undeveloped category to account for the fees associated with Beacon's minimum volume commitment. 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 actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for workovers, new development wells, facilities, 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. 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.

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 will be equal to, or greater than, the quantities of the 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, 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 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 January 11, 2022, 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. Lee E. George and Mr. Shane M. Howell. Mr. George and Mr. Howell are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. George is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 95018). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 1997 and has over 15 years of prior industry experience. Mr. Howell is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11276). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2005 and has over 7 years of prior industry experience.

Sincerely,

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

By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

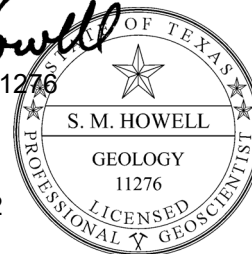
By: 
Lee E. George, P.E. 95018
Vice President



Date Signed: March 17, 2022

LEG:LAZ

By: 
Shane M. Howell, P.G. 11276
Vice President



Date Signed: March 17, 2022

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum.

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.

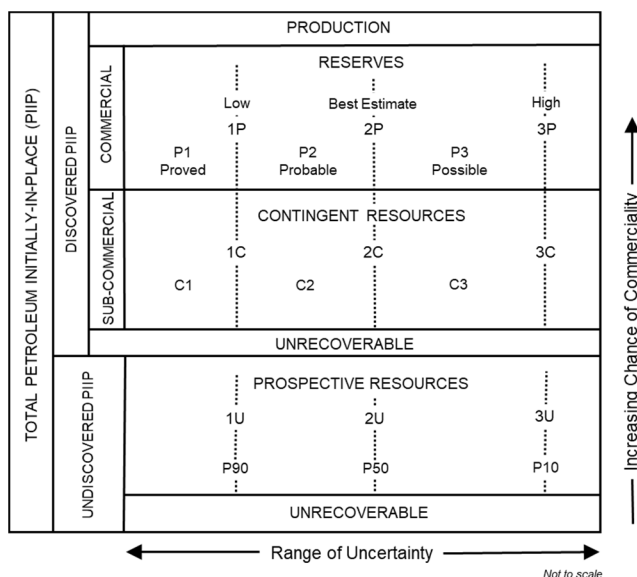


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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).

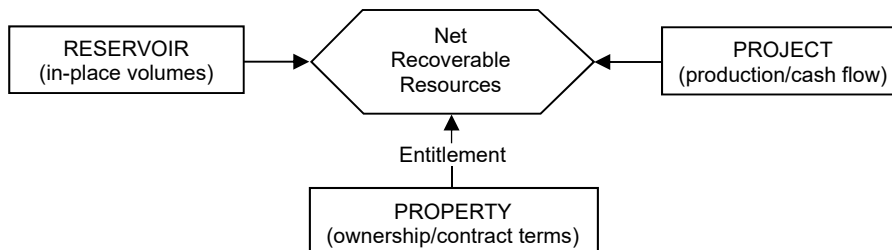


Figure 1.2—Resources evaluation

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

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

2.1.1 Determination of Discovery Status

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

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

2.1.2 Determination of Commerciality

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

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

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success 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.

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.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 production 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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Probable 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 UNDEVELOPED RESERVES
SHENANDOAH FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 51 AND 52, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue				Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	320,539.2	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	257,990.6	0.0	0.0
12-31-2024	79,818.1	4,515.8	3,031.8	87,365.7	15,050.4	188,955.7	0.0	3,348.6
12-31-2025	917,426.8	52,063.4	35,945.2	1,005,435.3	184,014.8	24,978.7	0.0	38,507.9
12-31-2026	771,118.3	43,747.3	30,203.7	845,069.3	157,746.8	24,714.7	0.0	37,900.4
12-31-2027	466,412.2	26,445.0	18,257.9	511,115.1	95,408.5	0.0	0.0	38,029.7
12-31-2028	282,603.3	16,013.1	11,055.6	309,671.9	57,805.6	0.0	0.0	35,204.2
12-31-2029	172,680.8	9,777.9	6,662.7	189,121.4	35,302.8	0.0	0.0	34,890.1
12-31-2030	161,799.7	9,012.8	4,992.9	175,805.3	32,817.1	59,780.0	0.0	27,060.0
12-31-2031	161,442.5	8,881.9	4,920.4	175,244.8	32,712.5	0.0	0.0	26,984.1
12-31-2032	75,447.7	4,127.9	2,286.8	81,862.4	15,281.0	9,800.0	0.0	25,884.0
12-31-2033	180,648.4	9,993.6	5,536.2	196,178.2	36,620.1	49,980.0	0.0	24,951.4
12-31-2034	181,051.4	10,038.0	5,560.9	196,650.3	36,708.2	0.0	0.0	23,835.8
12-31-2035	99,294.6	5,507.4	3,051.0	107,853.1	20,132.6	0.0	0.0	23,532.0
12-31-2036	51,665.3	2,865.6	1,587.5	56,118.5	10,475.5	0.0	0.0	23,532.0
Subtotal	3,601,408.9	202,989.7	133,092.7	3,937,491.2	730,076.0	936,738.8	0.0	363,660.0
Remaining	15,617.3	866.2	479.9	16,963.4	3,166.5	0.0	31,850.0	11,766.0
Total	3,617,026.2	203,855.9	133,572.5	3,954,454.6	733,242.5	936,738.8	31,850.0	375,426.0

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\$)
12-31-2022	-320,539.2	0.0	0.0	-320,539.2	-311,548.7	-303,256.6	-295,579.8	-288,448.2
12-31-2023	-257,990.6	0.0	0.0	-257,990.6	-240,892.4	-225,685.7	-212,086.3	-199,862.9
12-31-2024	-119,989.0	0.0	0.0	-119,989.0	-108,933.1	-99,289.9	-90,833.6	-83,380.7
12-31-2025	757,933.9	0.0	0.0	757,933.9	639,267.3	543,568.4	465,617.9	401,544.0
12-31-2026	624,707.3	0.0	0.0	624,707.3	502,628.3	408,592.3	335,277.8	277,486.0
12-31-2027	377,676.8	0.0	0.0	377,676.8	289,451.8	224,639.8	176,345.0	139,887.6
12-31-2028	216,662.1	0.0	0.0	216,662.1	158,160.3	117,179.1	87,996.3	66,901.8
12-31-2029	118,928.5	0.0	0.0	118,928.5	82,692.7	58,488.4	42,017.5	30,617.5
12-31-2030	56,148.3	0.0	0.0	56,148.3	36,766.2	24,562.4	16,711.7	11,561.8
12-31-2031	115,548.3	0.0	0.0	115,548.3	72,946.7	47,056.3	30,957.3	20,735.4
12-31-2032	30,897.4	0.0	0.0	30,897.4	18,749.2	11,644.4	7,386.3	4,776.9
12-31-2033	84,626.7	0.0	0.0	84,626.7	47,471.1	27,348.7	16,143.6	9,743.6
12-31-2034	136,106.3	0.0	0.0	136,106.3	74,125.6	41,534.9	23,884.2	14,063.7
12-31-2035	64,188.5	0.0	0.0	64,188.5	33,342.4	17,858.6	9,836.1	5,557.6
12-31-2036	22,111.0	0.0	0.0	22,111.0	10,958.5	5,612.3	2,961.6	1,606.1
Subtotal	1,907,016.3	0.0	0.0	1,907,016.3	1,305,186.0	899,853.5	616,635.8	412,790.1
Remaining	-29,819.1	0.0	0.0	-29,819.1	-13,298.9	-6,156.4	-2,948.4	-1,456.5
Total	1,877,197.3	0.0	0.0	1,877,197.3	1,291,887.1	893,697.1	613,687.4	411,333.6

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2038.
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 Mexico.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
SHENANDOAH FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 51 AND 52, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue				Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	4,751.1	279.7	187.8	5,218.6	896.2	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	54,608.7	3,225.2	2,226.7	60,060.7	10,984.2	949.8	0.0	0.0
12-31-2026	200,884.3	11,539.3	7,966.8	220,390.4	41,139.7	15,400.7	0.0	0.0
12-31-2027	408,363.7	23,229.4	16,037.9	447,631.0	83,558.1	38,958.0	0.0	0.0
12-31-2028	418,297.8	23,993.5	16,565.4	458,856.7	85,653.6	82,088.8	0.0	392.0
12-31-2029	590,074.0	33,606.7	22,783.6	646,464.3	120,673.8	55,106.5	0.0	1,764.0
12-31-2030	564,203.7	31,673.3	17,546.4	613,423.4	114,506.1	-59,780.0	0.0	2,352.0
12-31-2031	367,520.8	20,758.3	11,499.7	399,778.7	74,625.6	0.0	0.0	2,427.9
12-31-2032	286,280.3	16,150.9	8,947.3	311,378.5	58,124.2	-9,800.0	0.0	3,528.0
12-31-2033	67,397.6	3,917.8	2,170.4	73,485.8	13,717.4	-49,980.0	0.0	4,460.6
12-31-2034	95,295.3	6,087.3	3,372.3	104,754.9	19,554.3	59,780.0	0.0	5,576.2
12-31-2035	207,910.6	12,838.6	7,112.4	227,861.6	42,534.3	79,380.0	0.0	5,880.0
12-31-2036	618,517.2	35,670.6	19,760.8	673,948.6	125,804.2	40,180.0	0.0	5,880.0
Subtotal	3,884,105.1	222,970.6	136,177.4	4,243,253.1	791,771.7	252,283.6	0.0	32,260.7
Remaining	2,213,818.6	122,894.9	68,081.4	2,404,794.9	437,701.6	119,560.0	17,150.0	238,341.8
Total	6,097,923.8	345,865.5	204,258.8	6,648,048.1	1,229,473.4	371,843.6	17,150.0	270,602.5

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\$)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	4,322.4	0.0	0.0	4,322.4	3,741.5	3,260.4	2,858.7	2,520.5
12-31-2025	48,126.7	0.0	0.0	48,126.7	40,586.5	34,506.5	29,554.7	25,484.9
12-31-2026	163,850.0	0.0	0.0	163,850.0	130,611.5	105,234.5	85,617.3	70,279.7
12-31-2027	325,115.0	0.0	0.0	325,115.0	248,814.4	192,840.2	151,186.2	119,781.8
12-31-2028	290,722.3	0.0	0.0	290,722.3	211,347.6	155,974.8	116,698.3	88,413.2
12-31-2029	468,920.1	0.0	0.0	468,920.1	324,305.8	228,212.8	163,148.1	118,329.7
12-31-2030	556,345.3	0.0	0.0	556,345.3	368,169.7	248,405.7	170,582.2	119,044.7
12-31-2031	322,725.2	0.0	0.0	322,725.2	203,238.8	130,798.9	85,858.5	57,386.6
12-31-2032	259,526.3	0.0	0.0	259,526.3	155,558.3	95,506.4	59,933.2	38,369.5
12-31-2033	105,287.8	0.0	0.0	105,287.8	61,092.1	36,358.2	22,143.7	13,774.4
12-31-2034	19,844.4	0.0	0.0	19,844.4	9,860.1	5,021.7	2,612.8	1,384.4
12-31-2035	100,067.3	0.0	0.0	100,067.3	52,541.1	28,422.5	15,799.2	9,003.6
12-31-2036	502,084.4	0.0	0.0	502,084.4	246,879.9	125,488.0	65,741.8	35,406.6
Subtotal	3,166,937.1	0.0	0.0	3,166,937.1	2,056,747.4	1,390,030.6	971,734.6	699,179.7
Remaining	1,592,041.5	0.0	0.0	1,592,041.5	690,854.7	313,144.7	147,671.5	72,189.6
Total	4,758,978.6	0.0	0.0	4,758,978.6	2,747,602.1	1,703,175.2	1,119,406.1	771,369.3

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2047.
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 Mexico.

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
SHENANDOAH FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 51 AND 52, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue				Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	320,539.2	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	257,990.6	0.0	0.0
12-31-2024	84,569.2	4,795.5	3,219.6	92,584.3	15,946.6	188,955.7	0.0	3,348.6
12-31-2025	972,035.5	55,288.6	38,171.9	1,065,496.0	194,999.0	25,928.4	0.0	38,507.9
12-31-2026	972,002.5	55,286.6	38,170.5	1,065,459.6	198,886.5	40,115.4	0.0	37,900.4
12-31-2027	874,775.9	49,674.4	34,295.8	958,746.1	178,966.6	38,958.0	0.0	38,029.7
12-31-2028	700,901.0	40,006.5	27,621.0	768,528.6	143,459.2	82,088.8	0.0	35,596.2
12-31-2029	762,754.8	43,384.5	29,446.3	835,585.7	155,976.6	55,106.5	0.0	36,654.1
12-31-2030	726,003.4	40,686.1	22,539.3	789,228.7	147,323.2	0.0	0.0	29,412.0
12-31-2031	528,963.3	29,640.2	16,420.1	575,023.6	107,338.1	0.0	0.0	29,412.0
12-31-2032	361,728.0	20,278.8	11,234.1	393,240.9	73,405.2	0.0	0.0	29,412.0
12-31-2033	248,045.9	13,911.4	7,706.7	269,664.0	50,337.5	0.0	0.0	29,412.0
12-31-2034	276,346.7	16,125.4	8,933.1	301,405.2	56,262.5	59,780.0	0.0	29,412.0
12-31-2035	307,205.3	18,346.1	10,163.4	335,714.7	62,667.0	79,380.0	0.0	29,412.0
12-31-2036	670,182.5	38,536.2	21,348.3	730,067.0	136,279.7	40,180.0	0.0	29,412.0
Subtotal	7,485,514.0	425,960.3	269,270.1	8,180,744.3	1,521,847.7	1,189,022.5	0.0	395,920.7
Remaining	2,229,436.0	123,761.1	68,561.3	2,421,758.3	440,868.2	119,560.0	49,000.0	250,107.8
Total	9,714,950.0	549,721.4	337,831.3	10,602,502.7	1,962,715.9	1,308,582.5	49,000.0	646,028.5

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\$)
12-31-2022	-320,539.2	0.0	0.0	-320,539.2	-311,548.7	-303,256.6	-295,579.8	-288,448.2
12-31-2023	-257,990.6	0.0	0.0	-257,990.6	-240,892.4	-225,685.7	-212,086.3	-199,862.9
12-31-2024	-115,666.6	0.0	0.0	-115,666.6	-105,191.6	-96,029.5	-87,974.9	-80,860.2
12-31-2025	806,060.6	0.0	0.0	806,060.6	679,853.8	578,074.8	495,172.6	427,028.9
12-31-2026	788,557.3	0.0	0.0	788,557.3	633,239.8	513,826.8	420,895.1	347,765.6
12-31-2027	702,791.8	0.0	0.0	702,791.8	538,266.2	417,480.1	327,531.2	259,669.4
12-31-2028	507,384.4	0.0	0.0	507,384.4	369,508.0	273,153.9	204,694.6	155,315.0
12-31-2029	587,848.5	0.0	0.0	587,848.5	406,998.5	286,701.2	205,165.6	148,947.3
12-31-2030	612,493.5	0.0	0.0	612,493.5	404,936.0	272,968.1	187,294.0	130,606.5
12-31-2031	438,273.5	0.0	0.0	438,273.5	276,185.5	177,855.2	116,815.8	78,122.0
12-31-2032	290,423.7	0.0	0.0	290,423.7	174,307.5	107,150.7	67,319.5	43,146.4
12-31-2033	189,914.6	0.0	0.0	189,914.6	108,563.3	63,706.9	38,287.3	23,518.0
12-31-2034	155,950.7	0.0	0.0	155,950.7	83,985.8	46,556.6	26,497.0	15,448.2
12-31-2035	164,255.8	0.0	0.0	164,255.8	85,883.5	46,281.1	25,635.3	14,561.2
12-31-2036	524,195.4	0.0	0.0	524,195.4	257,838.4	131,100.3	68,703.4	37,012.7
Subtotal	5,073,953.5	0.0	0.0	5,073,953.5	3,361,933.4	2,289,884.0	1,588,370.4	1,111,969.9
Remaining	1,562,222.4	0.0	0.0	1,562,222.4	677,555.8	306,988.3	144,723.1	70,733.1
Total	6,636,175.9	0.0	0.0	6,636,175.9	4,039,489.3	2,596,872.3	1,733,093.5	1,182,702.9

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2047.
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 Mexico.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
SHENANDOAH FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 51 AND 52, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue				Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	950.2	3.6	2.4	956.2	177.5	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	10,921.7	41.2	28.4	10,991.3	2,048.8	949.8	0.0	0.0
12-31-2026	10,954.7	43.1	29.8	11,027.7	2,058.5	14,642.5	0.0	0.0
12-31-2027	88,771.6	4,501.8	3,108.1	96,381.5	17,991.3	-29,224.9	0.0	0.0
12-31-2028	171,070.7	8,904.5	6,147.8	186,123.1	34,743.1	-32,884.8	0.0	-392.0
12-31-2029	90,661.0	4,698.0	3,134.7	98,493.7	18,385.6	36,505.0	0.0	-1,372.0
12-31-2030	149,821.5	9,157.4	5,073.0	164,052.0	30,623.1	73,217.9	0.0	-1,176.0
12-31-2031	405,460.4	23,162.3	12,831.5	441,454.2	82,405.1	37,591.3	0.0	-98.0
12-31-2032	554,714.8	30,695.3	17,004.6	602,414.8	112,451.2	42,715.0	0.0	588.0
12-31-2033	606,817.5	32,808.1	18,175.1	657,800.7	121,891.4	66,638.6	0.0	1,274.0
12-31-2034	564,567.6	29,685.5	16,445.2	610,698.3	105,794.9	-59,780.0	0.0	2,352.4
12-31-2035	341,601.3	16,834.8	9,326.2	367,762.3	63,801.6	-79,380.0	0.0	2,352.3
12-31-2036	-57,553.9	-4,613.0	-2,555.5	-64,722.3	-14,946.4	19,600.0	0.0	2,352.2
Subtotal	2,938,759.4	155,922.8	88,751.3	3,183,433.4	577,425.7	90,590.5	0.0	5,881.0
Remaining	5,971,296.0	338,032.0	187,263.2	6,496,591.2	1,205,629.5	179,340.0	14,700.0	550,651.7
Total	8,910,055.4	493,954.8	276,014.5	9,680,024.7	1,783,055.2	269,930.5	14,700.0	556,532.7

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\$)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	778.7	0.0	0.0	778.7	674.0	587.4	515.0	454.1
12-31-2025	7,992.7	0.0	0.0	7,992.7	6,746.0	5,739.9	4,919.9	4,245.5
12-31-2026	-5,673.4	0.0	0.0	-5,673.4	-4,454.6	-3,536.0	-2,834.9	-2,293.6
12-31-2027	107,615.1	0.0	0.0	107,615.1	81,483.7	62,505.5	48,519.1	38,072.8
12-31-2028	184,656.8	0.0	0.0	184,656.8	135,194.1	100,437.0	75,614.8	57,624.0
12-31-2029	44,975.2	0.0	0.0	44,975.2	31,100.6	21,887.5	15,651.9	11,357.5
12-31-2030	61,386.9	0.0	0.0	61,386.9	40,725.3	27,543.2	18,957.4	13,258.9
12-31-2031	321,555.8	0.0	0.0	321,555.8	202,080.6	129,793.6	85,035.0	56,731.2
12-31-2032	446,660.6	0.0	0.0	446,660.6	266,821.7	163,287.2	102,149.2	65,200.9
12-31-2033	467,996.6	0.0	0.0	467,996.6	266,916.3	156,293.0	93,738.0	57,466.3
12-31-2034	562,331.0	0.0	0.0	562,331.0	306,777.3	172,175.6	99,160.5	58,474.4
12-31-2035	380,988.3	0.0	0.0	380,988.3	196,698.7	104,747.5	57,377.0	32,250.6
12-31-2036	-71,728.1	0.0	0.0	-71,728.1	-35,423.4	-18,076.9	-9,504.4	-5,135.5
Subtotal	2,509,536.2	0.0	0.0	2,509,536.2	1,495,340.2	923,384.4	589,298.5	387,707.0
Remaining	4,546,270.1	0.0	0.0	4,546,270.1	1,316,942.6	422,757.0	148,091.6	55,891.1
Total	7,055,806.2	0.0	0.0	7,055,806.2	2,812,282.8	1,346,141.4	737,390.1	443,598.1

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2067.
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 Mexico.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
SHENANDOAH FIELD, WALKER RIDGE BLOCKS 51 AND 52, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue				Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)
	Oil (M\$)	NGL (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	320,539.2	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	257,990.6	0.0	0.0
12-31-2024	85,519.4	4,799.1	3,222.0	93,540.5	16,124.1	188,955.7	0.0	3,348.6
12-31-2025	982,957.2	55,329.7	38,200.3	1,076,487.3	197,047.9	26,878.2	0.0	38,507.9
12-31-2026	982,957.2	55,329.7	38,200.3	1,076,487.3	200,945.0	54,757.9	0.0	37,900.4
12-31-2027	963,547.5	54,176.2	37,403.9	1,055,127.6	196,957.9	9,733.0	0.0	38,029.7
12-31-2028	871,971.8	48,911.1	33,768.8	954,651.7	178,202.3	49,204.0	0.0	35,204.2
12-31-2029	853,415.8	48,082.5	32,581.1	934,079.4	174,362.1	91,611.5	0.0	35,282.1
12-31-2030	875,824.9	49,843.5	27,612.3	953,280.7	177,946.4	73,217.9	0.0	28,236.0
12-31-2031	934,423.7	52,802.5	29,251.6	1,016,477.7	189,743.2	37,591.3	0.0	29,314.0
12-31-2032	916,442.8	50,974.2	28,238.7	995,655.7	185,856.4	42,715.0	0.0	30,000.0
12-31-2033	854,863.4	46,719.5	25,881.7	927,464.7	172,228.8	66,638.6	0.0	30,686.0
12-31-2034	840,914.3	45,810.9	25,378.3	912,103.5	162,057.4	0.0	0.0	31,764.4
12-31-2035	648,806.6	35,180.9	19,489.5	703,477.0	126,468.6	0.0	0.0	31,764.3
12-31-2036	612,628.6	33,923.3	18,792.9	665,344.7	121,333.3	59,780.0	0.0	31,764.2
Subtotal	10,424,273.4	581,883.1	358,021.4	11,364,177.8	2,099,273.4	1,279,613.0	0.0	401,801.7
Remaining	8,200,732.0	461,793.1	255,824.5	8,918,349.6	1,646,497.6	298,900.0	63,700.0	800,759.5
Total	18,625,005.4	1,043,676.2	613,845.8	20,282,527.3	3,745,771.0	1,578,513.0	63,700.0	1,202,561.2

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\$)
12-31-2022	-320,539.2	0.0	0.0	-320,539.2	-311,548.7	-303,256.6	-295,579.8	-288,448.2
12-31-2023	-257,990.6	0.0	0.0	-257,990.6	-240,892.4	-225,685.7	-212,086.3	-199,862.9
12-31-2024	-114,887.9	0.0	0.0	-114,887.9	-104,517.6	-95,442.2	-87,459.9	-80,406.2
12-31-2025	814,053.3	0.0	0.0	814,053.3	686,599.8	583,814.7	500,092.5	431,274.4
12-31-2026	782,883.9	0.0	0.0	782,883.9	628,785.2	510,290.8	418,060.2	345,472.0
12-31-2027	810,406.9	0.0	0.0	810,406.9	619,749.9	479,985.6	376,050.3	297,742.2
12-31-2028	692,041.1	0.0	0.0	692,041.1	504,702.1	373,590.9	280,309.3	212,939.0
12-31-2029	632,823.7	0.0	0.0	632,823.7	438,099.1	308,588.7	220,817.5	160,304.8
12-31-2030	673,880.4	0.0	0.0	673,880.4	445,661.2	300,511.2	206,251.4	143,865.4
12-31-2031	759,829.2	0.0	0.0	759,829.2	478,266.1	307,648.8	201,850.8	134,853.2
12-31-2032	737,084.3	0.0	0.0	737,084.3	441,129.2	270,437.9	169,468.7	108,347.3
12-31-2033	657,911.2	0.0	0.0	657,911.2	375,479.6	219,999.9	132,025.2	80,984.3
12-31-2034	718,281.7	0.0	0.0	718,281.7	390,763.0	218,732.3	125,657.5	73,922.5
12-31-2035	545,244.1	0.0	0.0	545,244.1	282,582.2	151,028.6	83,012.3	46,811.8
12-31-2036	452,467.3	0.0	0.0	452,467.3	222,415.0	113,023.4	59,199.0	31,877.2
Subtotal	7,583,489.6	0.0	0.0	7,583,489.6	4,857,273.7	3,213,268.5	2,177,668.8	1,499,676.8
Remaining	6,108,492.5	0.0	0.0	6,108,492.5	1,994,498.4	729,745.3	292,814.7	126,624.2
Total	13,691,982.1	0.0	0.0	13,691,982.1	6,851,772.1	3,943,013.7	2,470,483.5	1,626,301.0

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2067.
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 Mexico.

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

March 17, 2022

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 contingent resources and cash flow, as of December 31, 2021, to the Navitas Petroleum Limited Partnership (Navitas Petroleum) interest in discoveries located in North Yucatan Field, Walker Ridge Block 95, federal waters in the Gulf of Mexico. 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. 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 resources shown in this report are contingent upon (1) creation and approval of a field development plan by the operator and partners, including pipeline transportation agreements for the oil and gas production to an existing market; (2) Bureau of Safety and Environmental Enforcement (BSEE) approval of the development plan and associated technology; and (3) commitment to develop the resources. The costs required to resolve certain contingencies have not been included in this report; estimates of cash flow are based on the assumption that all contingencies will be successfully addressed. 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. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources. The project maturity subclass for these contingent resources is development unclarified. 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 March 15, 2022, exchange rate was 3.283 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). 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) contingent resources and the Navitas Petroleum working interest contingent resources for North Yucatan Field, as of December 31, 2021, to be:

Category	Contingent Oil Resources (MBBL)		Contingent Gas Resources (MMCF)	
	Gross (100%)	Working Interest	Gross (100%)	Working Interest
Low Estimate (1C)	17,930.7	7,504.0	12,192.9	4,592.5
Best Estimate (2C)	39,103.4	16,364.8	26,590.3	10,015.2
High Estimate (3C)	77,430.8	32,404.8	52,653.0	19,831.7

We estimate the net contingent cash flow before income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Navitas Petroleum interest in North Yucatan Field, as of December 31, 2021, to be:

Category	Net Contingent Cash Flow Before Income Taxes (M\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Low Estimate (1C)	184,205.7	116,548.9	74,215.2	47,261.8	29,843.8
Best Estimate (2C)	497,600.6	324,443.4	215,274.9	144,919.5	98,681.0
High Estimate (3C)	1,113,908.5	700,165.5	451,844.6	298,271.7	200,729.4

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.

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.

Working interest contingent revenue shown in this report is Navitas Petroleum's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Net contingent cash flow 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 net contingent cash flow has been discounted at annual rates of 0, 5, 10, 15, and 20 percent to indicate the effect of time on the value of money; the contingent cash flow, whether discounted or undiscounted, should not be construed as being the fair market value of the properties. This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which contingent resources have been estimated. Tables I through III present cash flow, costs, and taxes by resources 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, transportation fees, and market differentials. Gas prices are based on NYMEX Henry Hub prices and are adjusted for energy content, transportation fees, and market differentials. All prices, before adjustments, are shown in the following table:

Period Ending	Oil Price (\$/Barrel)	Gas Price (\$/MMBTU)
12-31-2022	76.51	3.97
12-31-2023	72.27	3.55
12-31-2024	68.83	3.26
Thereafter	66.13	3.23

We have estimated operating costs based on our knowledge of similar offshore operations. These costs are intended to include production handling agreement fees, the per-well overhead expenses allowed under joint operating agreements, and 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. Operating costs are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by the previous operator of the properties and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. 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 the previous operator's estimates of the costs to abandon the wells, platforms, 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. 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 resources estimates in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

The 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 assumed development plans, 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 resources, 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.

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. 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 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 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. 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 January 11, 2022, 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, the previous operator of the properties, 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. Lee E. George and Mr. Shane M. Howell. Mr. George and Mr. Howell are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. George is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 95018). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 1997 and has over 15 years of prior industry experience. Mr. Howell is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11276). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2005 and has over 7 years of prior industry experience.

Sincerely,

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

By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

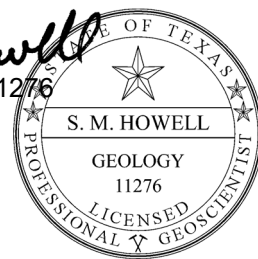
By: 
Lee E. George, P.E. 95018
Vice President



Date Signed: March 17, 2022

LEG:LAZ

By: 
Shane M. Howell, P.G. 11276
Vice President



Date Signed: March 17, 2022

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum.

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.

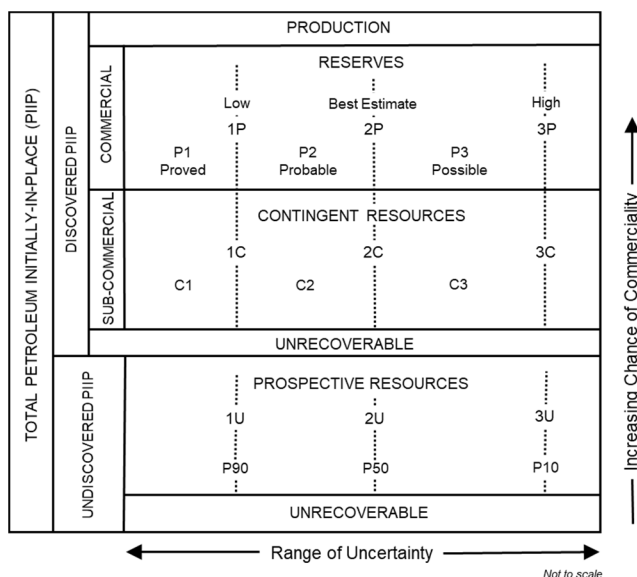


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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).

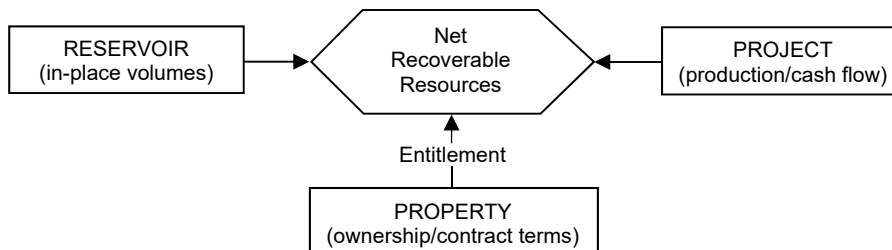


Figure 1.2—Resources evaluation

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

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

2.1.1 Determination of Discovery Status

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

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

2.1.2 Determination of Commerciality

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

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

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success 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.

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.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 production 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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Probable 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.

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
LOW ESTIMATE (1C) CONTINGENT RESOURCES
NORTH YUCATAN FIELD, WALKER RIDGE BLOCK 95, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue			Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)	Future Net Cash Flow Before Taxes Discounted at 0% (M\$)
	Oil (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)					
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	25,110.0	0.0	0.0	-25,110.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	15,693.8	0.0	0.0	-15,693.8
12-31-2027	64,975.2	1,934.3	66,909.5	12,545.5	52,103.3	0.0	11,132.3	-8,871.5
12-31-2028	104,290.8	3,104.7	107,395.5	20,136.7	0.0	0.0	18,196.1	69,062.7
12-31-2029	91,740.4	2,731.1	94,471.5	17,713.4	0.0	0.0	16,625.9	60,132.2
12-31-2030	66,432.0	1,977.7	68,409.7	12,826.8	0.0	0.0	13,459.3	42,123.5
12-31-2031	47,006.3	1,399.4	48,405.7	9,076.1	0.0	0.0	11,028.9	28,300.8
12-31-2032	33,261.0	990.2	34,251.2	6,422.1	0.0	0.0	9,309.1	18,520.0
12-31-2033	23,535.0	700.6	24,235.6	4,544.2	0.0	0.0	8,092.2	11,599.3
12-31-2034	16,653.0	495.8	17,148.8	3,215.4	0.0	0.0	7,231.1	6,702.3
12-31-2035	11,783.4	350.8	12,134.2	2,275.2	0.0	0.0	6,621.9	3,237.2
12-31-2036	7,747.8	230.6	7,978.4	1,496.0	0.0	0.0	5,688.0	794.5
Subtotal	467,424.9	13,915.1	481,340.0	90,251.3	92,907.0	0.0	107,384.7	190,797.1
Remaining	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	6,591.4	0.0	-6,591.4
Total	467,424.9	13,915.1	481,340.0	90,251.3	92,907.0	6,591.4	107,384.7	184,205.7

Period Ending	Future Net Cash Flow Before Income Taxes						
	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\$)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	-25,110.0	-21,559.2	-18,642.5	-16,225.0	-14,204.9
12-31-2026	0.0	0.0	-15,693.8	-12,447.7	-9,980.5	-8,081.6	-6,603.3
12-31-2027	0.0	0.0	-8,871.5	-7,659.6	-6,579.3	-5,639.5	-4,833.0
12-31-2028	0.0	0.0	69,062.7	50,316.8	37,210.1	27,893.8	21,171.4
12-31-2029	0.0	0.0	60,132.2	41,754.7	29,495.2	21,163.1	15,403.2
12-31-2030	0.0	0.0	42,123.5	27,870.0	18,800.8	12,908.8	9,007.7
12-31-2031	0.0	0.0	28,300.8	17,834.4	11,484.9	7,543.4	5,044.8
12-31-2032	0.0	0.0	18,520.0	11,116.5	6,834.2	4,294.1	2,752.4
12-31-2033	0.0	0.0	11,599.3	6,632.4	3,893.0	2,340.2	1,437.8
12-31-2034	0.0	0.0	6,702.3	3,651.5	2,046.7	1,177.3	693.5
12-31-2035	0.0	0.0	3,237.2	1,681.6	900.7	496.1	280.3
12-31-2036	0.0	0.0	794.5	395.6	203.5	107.8	58.7
Subtotal	0.0	0.0	190,797.1	119,587.0	75,666.9	47,978.6	30,208.5
Remaining	0.0	0.0	-6,591.4	-3,038.1	-1,451.7	-716.8	-364.7
Total	0.0	0.0	184,205.7	116,548.9	74,215.2	47,261.8	29,843.8

Notes: Remaining represents estimates for the year 2037.
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 Mexico.

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

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
BEST ESTIMATE (2C) CONTINGENT RESOURCES
NORTH YUCATAN FIELD, WALKER RIDGE BLOCK 95, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue			Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)	Future Net Cash Flow Before Taxes Discounted at 0% (M\$)
	Oil (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)					
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	25,110.0	0.0	0.0	-25,110.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	15,693.8	0.0	0.0	-15,693.8
12-31-2027	92,539.9	2,754.9	95,294.8	17,867.8	117,012.6	0.0	14,664.8	-54,250.4
12-31-2028	261,523.1	7,785.5	269,308.6	50,495.4	0.0	0.0	38,873.0	179,940.2
12-31-2029	224,555.4	6,685.0	231,240.3	43,357.6	0.0	0.0	34,247.7	153,635.1
12-31-2030	156,765.0	4,666.9	161,431.9	30,268.5	0.0	0.0	25,766.0	105,397.4
12-31-2031	104,082.7	3,098.5	107,181.3	20,096.5	0.0	0.0	19,174.5	67,910.3
12-31-2032	69,104.8	2,057.2	71,162.0	13,342.9	0.0	0.0	14,798.2	43,021.0
12-31-2033	45,881.5	1,365.9	47,247.4	8,858.9	0.0	0.0	11,892.5	26,496.0
12-31-2034	30,462.6	906.9	31,369.5	5,881.8	0.0	0.0	9,963.4	15,524.4
12-31-2035	20,225.4	602.1	20,827.5	3,905.2	0.0	0.0	8,682.5	8,239.8
12-31-2036	13,428.5	399.8	13,828.2	2,592.8	0.0	0.0	7,832.1	3,403.4
Subtotal	1,018,569.0	30,322.6	1,048,891.6	196,667.2	157,816.4	0.0	185,894.6	508,513.4
Remaining	792.5	23.6	816.1	153.0	0.0	10,985.6	590.2	-10,912.8
Total	1,019,361.5	30,346.2	1,049,707.7	196,820.2	157,816.4	10,985.6	186,484.9	497,600.6

Period Ending	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Income Taxes				
			Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	-25,110.0	-21,559.2	-18,642.5	-16,225.0	-14,204.9
12-31-2026	0.0	0.0	-15,693.8	-12,447.7	-9,980.5	-8,081.6	-6,603.3
12-31-2027	0.0	0.0	-54,250.4	-42,294.0	-33,347.4	-26,566.2	-21,365.2
12-31-2028	0.0	0.0	179,940.2	131,108.7	96,964.3	72,692.6	55,177.3
12-31-2029	0.0	0.0	153,635.1	106,679.6	75,356.6	54,068.5	39,352.3
12-31-2030	0.0	0.0	105,397.4	69,746.3	47,058.1	32,315.9	22,553.4
12-31-2031	0.0	0.0	67,910.3	42,801.6	27,567.2	18,108.8	12,112.2
12-31-2032	0.0	0.0	43,021.0	25,825.8	15,878.8	9,978.0	6,396.2
12-31-2033	0.0	0.0	26,496.0	15,150.5	8,893.0	5,346.0	3,284.6
12-31-2034	0.0	0.0	15,524.4	8,456.5	4,739.3	2,725.8	1,605.3
12-31-2035	0.0	0.0	8,239.8	4,277.2	2,289.4	1,260.1	711.6
12-31-2036	0.0	0.0	3,403.4	1,685.4	862.6	454.8	246.5
Subtotal	0.0	0.0	508,513.4	329,430.8	217,638.9	146,077.8	99,266.0
Remaining	0.0	0.0	-10,912.8	-4,987.5	-2,363.9	-1,158.3	-585.0
Total	0.0	0.0	497,600.6	324,443.4	215,274.9	144,919.5	98,681.0

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2038.
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 Mexico.

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

CASH FLOW, COSTS, AND TAXES
HIGH ESTIMATE (3C) CONTINGENT RESOURCES
NORTH YUCATAN FIELD, WALKER RIDGE BLOCK 95, FEDERAL WATERS IN THE GULF OF MEXICO
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

Period Ending	Working Interest Revenue			Federal Royalties (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses (M\$)	Future Net Cash Flow Before Taxes Discounted at 0% (M\$)
	Oil (M\$)	Gas (M\$)	Total (M\$)					
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	25,110.0	0.0	0.0	-25,110.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	15,693.8	0.0	0.0	-15,693.8
12-31-2027	111,047.9	3,305.9	114,353.7	21,441.3	117,012.6	0.0	16,980.5	-41,080.6
12-31-2028	313,827.8	9,342.6	323,170.4	60,594.4	0.0	0.0	45,417.3	217,158.7
12-31-2029	291,490.0	8,677.6	300,167.6	56,281.4	64,909.4	0.0	42,706.1	136,270.7
12-31-2030	368,708.3	10,976.4	379,684.6	71,190.9	0.0	0.0	53,288.2	255,205.6
12-31-2031	288,570.3	8,590.7	297,160.9	55,717.7	0.0	0.0	43,261.5	198,181.8
12-31-2032	212,776.6	6,334.3	219,110.9	41,083.3	0.0	0.0	33,778.4	144,249.2
12-31-2033	147,218.9	4,382.7	151,601.6	28,425.3	0.0	0.0	25,576.0	97,600.3
12-31-2034	101,860.0	3,032.3	104,892.3	19,667.3	0.0	0.0	19,900.8	65,324.2
12-31-2035	70,476.3	2,098.1	72,574.4	13,607.7	0.0	0.0	15,974.2	42,992.5
12-31-2036	48,762.2	1,451.6	50,213.8	9,415.1	0.0	0.0	13,257.3	27,541.4
Subtotal	1,954,738.2	58,192.1	2,012,930.4	377,424.4	222,725.7	0.0	310,140.2	1,102,640.1
Remaining	63,756.9	1,898.0	65,654.9	12,310.3	0.0	15,379.9	26,696.3	11,268.4
Total	2,018,495.1	60,090.2	2,078,585.3	389,734.7	222,725.7	15,379.9	336,836.5	1,113,908.5

Period Ending	Production Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Ad Valorem Taxes ⁽¹⁾ (M\$)	Future Net Cash Flow Before Income Taxes				
			Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	-25,110.0	-21,559.2	-18,642.5	-16,225.0	-14,204.9
12-31-2026	0.0	0.0	-15,693.8	-12,447.7	-9,980.5	-8,081.6	-6,603.3
12-31-2027	0.0	0.0	-41,080.6	-32,339.6	-25,724.2	-20,658.2	-16,736.2
12-31-2028	0.0	0.0	217,158.7	158,226.6	117,019.7	87,727.5	66,589.4
12-31-2029	0.0	0.0	136,270.7	94,730.6	66,993.4	48,123.7	35,066.3
12-31-2030	0.0	0.0	255,205.6	168,764.0	113,790.5	78,093.4	54,468.9
12-31-2031	0.0	0.0	198,181.8	124,806.8	80,322.4	52,725.0	35,240.7
12-31-2032	0.0	0.0	144,249.2	86,565.5	53,207.6	33,425.0	21,420.5
12-31-2033	0.0	0.0	97,600.3	55,783.8	32,730.2	19,667.8	12,079.3
12-31-2034	0.0	0.0	65,324.2	35,560.3	19,917.0	11,448.4	6,738.6
12-31-2035	0.0	0.0	42,992.5	22,291.1	11,918.5	6,553.5	3,697.0
12-31-2036	0.0	0.0	27,541.4	13,601.8	6,942.9	3,652.1	1,974.6
Subtotal	0.0	0.0	1,102,640.1	693,984.0	448,494.8	296,451.6	199,730.8
Remaining	0.0	0.0	11,268.4	6,181.5	3,349.8	1,820.1	998.7
Total	0.0	0.0	1,113,908.5	700,165.5	451,844.6	298,271.7	200,729.4

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2040.
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 Mexico.

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

March 17, 2022

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, 2021, 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, 2021, to be:

Category	Gross (100%) Reserves		Working Interest Reserves	
	Oil (MBBL)	Gas (MMCF)	Oil (MBBL)	Gas (MMCF)
Proved (1P)	19,227.3	11,166.2	9,717.7	2,224.9
Probable	11,781.4	4,478.7	5,863.7	1,382.4
Proved + Probable (2P)	31,008.8	15,645.0	15,581.4	3,607.3
Possible	3,045.2	1,050.0	1,516.3	381.6
Proved + Probable + Possible (3P)	34,054.0	16,695.0	17,097.8	3,989.0

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 Brazoria, Fort Bend, and Harris County properties, as of December 31, 2021, 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)	315,983.1	248,413.2	197,658.4	163,359.1	139,215.0
Probable	246,988.5	137,456.0	84,785.6	56,630.6	40,221.5
Proved + Probable (2P)	562,971.7	385,869.2	282,444.0	219,989.7	179,436.6
Possible	61,195.9	33,210.3	19,587.6	12,321.7	8,145.0
Proved + Probable + Possible (3P)	624,167.6	419,079.5	302,031.7	232,311.4	187,581.6

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 March 15, 2022, exchange rate was 3.283 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 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, transportation fees, and market differentials. Gas prices are based on NYMEX Henry Hub prices and are adjusted by field for energy content, transportation fees, 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>
12-31-2022	76.51	3.97
12-31-2023	72.27	3.55
12-31-2024	68.83	3.26
Thereafter	66.13	3.23

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Navitas Petroleum. These costs include the per-well overhead expenses allowed under joint operating agreements along with 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. There is a 10 percent probability that the quantities will be equal to, or greater than, the quantities of the 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 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 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 January 11, 2022, 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

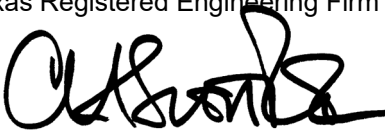
NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any 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. Shane M. Howell. Mr. Riseden and Mr. Howell 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. Howell is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11276). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2005 and has over 7 years of prior industry experience.

Sincerely,

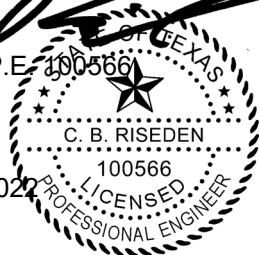
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

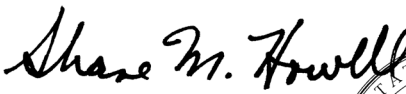
By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

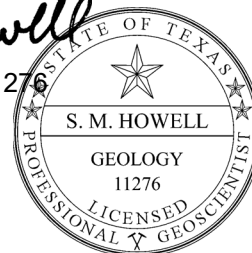
By:  
Connor B. Riseden, P.E. 100566
Vice President

Date Signed: March 17, 2022



By: 
Shane M. Howell, P.G. 11276
Vice President

Date Signed: March 17, 2022



CBR:SGZ

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum.

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.

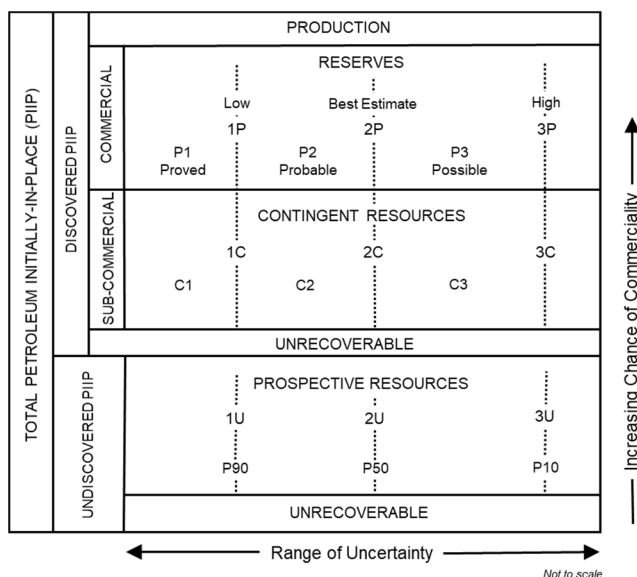


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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).

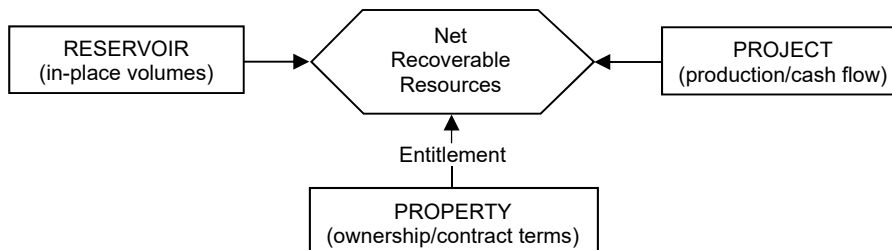


Figure 1.2—Resources evaluation

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

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

2.1.1 Determination of Discovery Status

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

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

2.1.2 Determination of Commerciality

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

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

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success 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.

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.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 production 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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Proved.
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, 2021

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\$)				
12-31-2022	58,969.7	0.0	652.7	59,622.4	11,544.7	4,682.3	0.0	7,929.3
12-31-2023	60,332.8	0.0	643.1	60,975.9	10,536.5	8,165.0	0.0	8,216.6
12-31-2024	58,548.1	0.0	556.2	59,104.3	9,804.0	5,355.5	0.0	8,245.2
12-31-2025	57,929.3	0.0	560.9	58,490.2	9,847.6	6,470.6	0.0	8,403.3
12-31-2026	50,665.1	0.0	533.6	51,198.7	8,852.5	50.0	0.0	8,258.6
12-31-2027	41,900.3	0.0	452.4	42,352.7	7,315.9	204.6	0.0	8,136.7
12-31-2028	40,799.7	0.0	433.0	41,232.6	7,157.3	2,263.1	0.0	8,025.3
12-31-2029	37,915.8	0.0	400.5	38,316.3	6,653.1	25.0	0.0	7,754.2
12-31-2030	31,709.1	0.0	341.1	32,050.1	5,520.1	0.0	0.0	7,448.7
12-31-2031	27,452.2	0.0	302.6	27,754.7	4,769.5	17.5	0.0	7,137.6
12-31-2032	24,744.1	0.0	276.2	25,020.3	4,291.6	0.0	0.0	6,948.5
12-31-2033	22,286.7	0.0	245.2	22,532.0	3,863.6	50.0	0.0	6,484.9
12-31-2034	19,818.3	0.0	220.6	20,038.9	3,430.7	0.0	0.0	6,018.7
12-31-2035	16,012.4	0.0	177.2	16,189.6	2,751.4	47.5	0.0	5,127.4
12-31-2036	14,001.1	0.0	160.5	14,161.5	2,440.5	17.5	0.0	4,348.2
Subtotal	563,084.5	0.0	5,955.6	569,040.1	98,778.8	27,348.6	0.0	108,483.4
Remaining	101,404.7	0.0	1,359.2	102,763.9	17,644.9	120.0	27,118.2	44,679.7
Total	664,489.2	0.0	7,314.9	671,804.1	116,423.8	27,468.6	27,118.2	153,163.1

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income 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\$)
12-31-2022	35,466.1	2,090.9	618.3	32,756.9	32,046.7	31,389.6	30,779.3	30,210.7
12-31-2023	34,057.8	2,075.5	771.9	31,210.5	28,946.2	26,945.1	25,166.3	23,576.8
12-31-2024	35,699.6	1,957.9	868.8	32,872.8	29,149.7	25,998.3	23,309.9	21,000.2
12-31-2025	33,768.7	1,951.1	803.3	31,014.3	26,129.0	22,193.6	18,991.5	16,362.2
12-31-2026	34,037.7	1,733.6	614.2	31,689.8	25,473.7	20,689.8	16,963.2	14,028.1
12-31-2027	26,695.5	1,431.4	491.9	24,772.1	18,955.9	14,689.7	11,515.4	9,122.5
12-31-2028	23,786.9	1,412.4	455.2	21,919.4	15,949.0	11,780.1	8,820.4	6,687.4
12-31-2029	23,884.0	1,342.4	415.2	22,126.4	15,362.6	10,851.0	7,785.1	5,665.8
12-31-2030	19,081.3	1,176.3	357.8	17,547.2	11,601.4	7,820.8	5,366.4	3,742.3
12-31-2031	15,830.1	1,026.8	318.0	14,485.3	9,120.0	5,868.1	3,851.1	2,573.5
12-31-2032	13,780.2	926.4	291.5	12,562.4	7,531.0	4,624.4	2,902.3	1,858.3
12-31-2033	12,133.5	849.0	264.9	11,019.6	6,289.8	3,685.7	2,212.0	1,357.0
12-31-2034	10,589.4	769.2	239.6	9,580.7	5,212.1	2,917.5	1,676.0	986.0
12-31-2035	8,263.3	622.3	198.2	7,442.8	3,853.6	2,057.7	1,130.0	636.7
12-31-2036	7,355.3	542.9	154.0	6,658.3	3,285.0	1,675.2	880.4	475.6
Subtotal	334,429.3	19,908.1	6,862.6	307,658.6	238,905.8	193,186.6	161,349.5	138,282.9
Remaining	13,201.1	3,947.4	929.1	8,324.6	9,507.4	4,471.8	2,009.6	932.1
Total	347,630.4	23,855.5	7,791.8	315,983.1	248,413.2	197,658.4	163,359.1	139,215.0

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2071.
Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
BRAZORIA, FORT BEND, AND HARRIS COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

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\$)				
12-31-2022	820.4	0.0	15.1	835.6	148.3	0.0	0.0	-18.1
12-31-2023	4,344.4	0.0	51.8	4,396.2	820.2	139.5	0.0	73.6
12-31-2024	6,320.7	0.0	65.7	6,386.3	1,203.8	127.0	0.0	152.6
12-31-2025	9,331.5	0.0	73.2	9,404.7	1,674.2	0.0	0.0	196.5
12-31-2026	11,400.6	0.0	108.9	11,509.6	2,111.3	1,894.0	0.0	220.5
12-31-2027	12,160.6	0.0	131.4	12,292.0	2,317.0	622.9	0.0	317.3
12-31-2028	24,671.0	0.0	279.1	24,950.1	4,803.5	8,574.0	0.0	774.8
12-31-2029	35,259.1	0.0	402.1	35,661.3	6,907.8	4,237.2	0.0	1,385.3
12-31-2030	26,162.8	0.0	298.3	26,461.2	5,120.9	0.0	0.0	1,407.3
12-31-2031	21,309.9	0.0	244.3	21,554.2	4,174.1	0.0	0.0	1,432.6
12-31-2032	19,623.9	0.0	228.6	19,852.5	3,858.0	0.0	0.0	1,406.4
12-31-2033	17,857.9	0.0	210.3	18,068.2	3,517.0	-50.0	0.0	1,536.6
12-31-2034	16,910.2	0.0	201.5	17,111.7	3,339.9	0.0	0.0	1,691.4
12-31-2035	17,259.4	0.0	203.5	17,463.0	3,402.1	50.0	0.0	1,783.4
12-31-2036	17,267.0	0.0	196.4	17,463.5	3,348.9	0.0	0.0	2,077.2
Subtotal	240,699.5	0.0	2,710.2	243,409.7	46,747.0	15,594.5	0.0	14,437.5
Remaining	150,707.6	0.0	1,707.1	152,414.7	28,956.1	77.5	0.0	24,804.8
Total	391,407.1	0.0	4,417.3	395,824.4	75,703.1	15,672.0	0.0	39,242.2

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes Discounted at 0%			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	(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\$)
12-31-2022	705.3	32.0	6.9	666.5	645.3	625.9	607.9	591.3
12-31-2023	3,362.8	108.9	42.5	3,211.4	2,972.0	2,760.8	2,573.4	2,406.2
12-31-2024	4,903.0	170.5	59.5	4,672.9	4,127.7	3,668.0	3,277.2	2,942.5
12-31-2025	7,534.0	304.1	91.9	7,138.0	6,014.0	5,108.5	4,371.6	3,766.4
12-31-2026	7,283.7	346.5	107.4	6,829.7	5,475.1	4,435.4	3,627.7	2,993.0
12-31-2027	9,034.9	345.9	110.3	8,578.7	6,572.2	5,098.8	4,001.2	3,172.9
12-31-2028	10,797.9	854.6	223.8	9,719.4	7,015.2	5,140.6	3,819.2	2,873.5
12-31-2029	23,130.9	1,275.8	322.9	21,532.2	14,901.0	10,491.6	7,504.2	5,445.2
12-31-2030	19,932.9	938.6	240.2	18,754.1	12,404.9	8,366.1	5,742.9	4,006.5
12-31-2031	15,947.4	780.7	196.2	14,970.6	9,422.8	6,061.1	3,976.6	2,656.7
12-31-2032	14,588.1	733.8	181.6	13,672.7	8,194.9	5,031.1	3,156.9	2,020.9
12-31-2033	13,064.5	673.8	168.0	12,222.7	6,978.1	4,089.8	2,455.1	1,506.3
12-31-2034	12,080.4	638.2	160.1	11,282.2	6,131.0	3,428.2	1,967.5	1,156.3
12-31-2035	12,227.4	651.5	163.4	11,412.5	5,907.3	3,153.4	1,731.3	975.2
12-31-2036	12,037.4	653.8	183.7	11,199.9	5,520.8	2,813.0	1,477.2	797.4
Subtotal	166,630.6	8,508.8	2,258.2	155,863.6	102,282.4	70,272.4	50,289.9	37,310.6
Remaining	98,576.4	5,718.9	1,732.5	91,125.0	35,173.6	14,513.2	6,340.7	2,911.0
Total	265,207.0	14,227.7	3,990.7	246,988.5	137,456.0	84,785.6	56,630.6	40,221.5

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2070.
Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
BRAZORIA, FORT BEND, AND HARRIS COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

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\$)
12-31-2022	59,790.1	0.0	667.8	60,457.9	11,693.0	4,682.3	0.0	7,911.2
12-31-2023	64,677.2	0.0	694.9	65,372.0	11,356.7	8,304.4	0.0	8,290.2
12-31-2024	64,868.8	0.0	621.8	65,490.6	11,007.8	5,482.5	0.0	8,397.8
12-31-2025	67,260.8	0.0	634.1	67,894.9	11,521.8	6,470.6	0.0	8,599.8
12-31-2026	62,065.7	0.0	642.5	62,708.2	10,963.7	1,944.0	0.0	8,479.1
12-31-2027	54,060.9	0.0	583.8	54,644.7	9,632.9	827.5	0.0	8,454.0
12-31-2028	65,470.7	0.0	712.1	66,182.7	11,960.7	10,837.1	0.0	8,800.1
12-31-2029	73,174.9	0.0	802.6	73,977.5	13,560.9	4,262.2	0.0	9,139.6
12-31-2030	57,871.9	0.0	639.4	58,511.3	10,641.0	0.0	0.0	8,856.1
12-31-2031	48,762.1	0.0	546.8	49,308.9	8,943.6	17.5	0.0	8,570.3
12-31-2032	44,368.0	0.0	504.8	44,872.8	8,149.5	0.0	0.0	8,354.9
12-31-2033	40,144.6	0.0	455.5	40,600.1	7,380.6	0.0	0.0	8,021.5
12-31-2034	36,728.5	0.0	422.1	37,150.6	6,770.6	0.0	0.0	7,710.1
12-31-2035	33,271.8	0.0	380.7	33,652.5	6,153.5	97.5	0.0	6,910.8
12-31-2036	31,268.1	0.0	356.9	31,625.0	5,789.4	17.5	0.0	6,425.4
Subtotal	803,784.0	0.0	8,665.8	812,449.8	145,525.9	42,943.2	0.0	122,920.9
Remaining	252,112.3	0.0	3,066.3	255,178.6	46,601.0	197.5	27,118.2	69,484.5
Total	1,055,896.3	0.0	11,732.2	1,067,628.4	192,126.9	43,140.7	27,118.2	192,405.3

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes Discounted at 0% (M\$)	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Future Net Revenue Before Income Taxes				
	(M\$)	(M\$)	(M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2022	36,171.4	2,122.8	625.1	33,423.4	32,692.0	32,015.4	31,387.2	30,802.0
12-31-2023	37,420.7	2,184.4	814.3	34,421.9	31,918.2	29,705.9	27,739.7	25,983.0
12-31-2024	40,602.5	2,128.5	928.4	37,545.7	33,277.4	29,666.2	26,587.1	23,942.7
12-31-2025	41,302.7	2,255.2	895.2	38,152.2	32,143.0	27,302.1	23,363.1	20,128.6
12-31-2026	41,321.4	2,080.2	721.7	38,519.5	30,948.8	25,125.2	20,590.9	17,021.1
12-31-2027	35,730.3	1,777.3	602.2	33,350.8	25,528.2	19,788.5	15,516.6	12,295.4
12-31-2028	34,584.8	2,267.0	679.0	31,638.8	22,964.2	16,920.7	12,639.7	9,560.9
12-31-2029	47,014.9	2,618.2	738.0	43,658.6	30,263.6	21,342.7	15,289.3	11,111.0
12-31-2030	39,014.2	2,114.9	597.9	36,301.4	24,006.4	16,187.0	11,109.3	7,748.8
12-31-2031	31,777.5	1,807.5	514.1	29,455.9	18,542.8	11,929.2	7,827.7	5,230.1
12-31-2032	28,368.3	1,660.1	473.0	26,235.1	15,725.9	9,655.4	6,059.2	3,879.2
12-31-2033	25,198.0	1,522.8	432.8	23,242.4	13,267.9	7,775.5	4,667.1	2,863.3
12-31-2034	22,669.8	1,407.4	399.7	20,862.8	11,343.1	6,345.7	3,643.5	2,142.3
12-31-2035	20,490.7	1,273.9	361.6	18,855.3	9,760.9	5,211.1	2,861.3	1,611.9
12-31-2036	19,392.6	1,196.8	337.6	17,858.2	8,805.9	4,488.2	2,357.5	1,273.0
Subtotal	501,059.9	28,417.0	9,120.8	463,522.1	341,188.2	263,459.0	211,639.4	175,593.4
Remaining	111,777.5	9,666.3	2,661.6	99,449.6	44,681.0	18,985.0	8,350.3	3,843.1
Total	612,837.4	38,083.2	11,782.5	562,971.7	385,869.2	282,444.0	219,989.7	179,436.6

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2071.
Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
BRAZORIA, FORT BEND, AND HARRIS COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

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\$)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	423.7	0.0	0.0
12-31-2027	8,297.6	0.0	101.7	8,399.3	1,660.7	5,084.6	0.0	232.0
12-31-2028	12,238.6	0.0	149.9	12,388.5	2,449.4	423.7	0.0	484.1
12-31-2029	7,308.7	0.0	89.5	7,398.2	1,462.8	423.7	0.0	486.2
12-31-2030	6,228.3	0.0	76.3	6,304.6	1,246.5	0.0	0.0	486.2
12-31-2031	5,917.7	0.0	72.5	5,990.2	1,184.4	0.0	0.0	486.2
12-31-2032	5,637.0	0.0	69.1	5,706.1	1,128.2	0.0	0.0	486.7
12-31-2033	5,340.3	0.0	65.4	5,405.7	1,068.8	0.0	0.0	486.2
12-31-2034	5,073.5	0.0	62.2	5,135.6	1,015.4	0.0	0.0	486.2
12-31-2035	4,820.0	0.0	59.0	4,879.0	964.7	0.0	0.0	486.2
12-31-2036	4,591.4	0.0	56.2	4,647.6	918.9	0.0	0.0	486.7
Subtotal	65,453.1	0.0	801.9	66,255.0	13,099.8	6,355.8	0.0	4,606.9
Remaining	35,416.0	0.0	415.6	35,831.6	6,976.1	50.0	0.0	5,052.8
Total	100,869.1	0.0	1,217.5	102,086.5	20,075.9	6,405.8	0.0	9,659.6

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\$)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	-423.7	0.0	0.0	0.0	-423.7	-332.7	-264.1	-211.9	-171.6
12-31-2027	1,422.0	312.3	77.1	1,032.5	749.5	551.0	409.6	307.6	243.4
12-31-2028	9,031.3	460.7	113.7	8,456.9	6,167.1	4,564.7	3,424.6	2,601.3	2,000.0
12-31-2029	5,025.5	275.1	67.9	4,682.5	3,258.0	2,305.9	1,657.5	1,208.5	910.5
12-31-2030	4,571.9	234.4	57.9	4,279.5	2,827.6	1,905.0	1,306.4	910.5	716.7
12-31-2031	4,319.6	222.8	55.0	4,041.8	2,543.4	1,635.7	1,073.0	716.7	565.4
12-31-2032	4,091.2	212.2	52.4	3,826.6	2,293.3	1,407.7	883.3	565.4	443.2
12-31-2033	3,850.7	201.0	49.6	3,600.0	2,054.7	1,203.9	722.5	443.2	348.4
12-31-2034	3,634.0	191.0	47.2	3,395.9	1,845.9	1,032.5	592.7	348.4	273.8
12-31-2035	3,428.1	181.4	44.8	3,201.9	1,657.7	885.1	486.0	273.8	215.6
12-31-2036	3,242.0	172.8	42.7	3,026.5	1,492.2	760.5	399.4	215.6	
Subtotal	42,192.5	2,463.8	608.3	39,120.4	24,556.8	15,987.7	10,743.0	7,419.4	
Remaining	23,752.7	1,337.0	340.2	22,075.5	8,653.5	3,599.9	1,578.7	725.6	
Total	65,945.2	3,800.8	948.5	61,195.9	33,210.3	19,587.6	12,321.7	8,145.0	

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2047.
Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES
BRAZORIA, FORT BEND, AND HARRIS COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

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\$)				
12-31-2022	59,790.1	0.0	667.8	60,457.9	11,693.0	4,682.3	0.0	7,911.2
12-31-2023	64,677.2	0.0	694.9	65,372.0	11,356.7	8,304.4	0.0	8,290.2
12-31-2024	64,868.8	0.0	621.8	65,490.6	11,007.8	5,482.5	0.0	8,397.8
12-31-2025	67,260.8	0.0	634.1	67,894.9	11,521.8	6,470.6	0.0	8,599.8
12-31-2026	62,065.7	0.0	642.5	62,708.2	10,963.7	2,367.8	0.0	8,479.1
12-31-2027	62,358.5	0.0	685.5	63,044.0	11,293.6	5,912.1	0.0	8,686.0
12-31-2028	77,709.2	0.0	862.0	78,571.2	14,410.2	11,260.8	0.0	9,284.1
12-31-2029	80,483.6	0.0	892.1	81,375.8	15,023.7	4,685.9	0.0	9,625.8
12-31-2030	64,100.2	0.0	715.7	64,815.9	11,887.5	0.0	0.0	9,342.3
12-31-2031	54,679.7	0.0	619.3	55,299.1	10,128.0	17.5	0.0	9,056.5
12-31-2032	50,005.0	0.0	573.8	50,578.8	9,277.7	0.0	0.0	8,841.6
12-31-2033	45,484.9	0.0	520.9	46,005.9	8,449.4	0.0	0.0	8,507.7
12-31-2034	41,802.0	0.0	484.3	42,286.2	7,786.0	0.0	0.0	8,196.4
12-31-2035	38,091.8	0.0	439.7	38,531.5	7,118.2	97.5	0.0	7,397.0
12-31-2036	35,859.5	0.0	413.1	36,272.6	6,708.3	17.5	0.0	6,912.1
Subtotal	869,237.1	0.0	9,467.7	878,704.8	158,625.7	49,299.0	0.0	127,527.7
Remaining	287,528.3	0.0	3,481.9	291,010.2	53,577.1	247.5	27,118.2	74,537.2
Total	1,156,765.3	0.0	12,949.6	1,169,714.9	212,202.8	49,546.5	27,118.2	202,064.9

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income 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\$)
12-31-2022	36,171.4	2,122.8	625.1	33,423.4	32,692.0	32,015.4	31,387.2	30,802.0
12-31-2023	37,420.7	2,184.4	814.3	34,421.9	31,918.2	29,705.9	27,739.7	25,983.0
12-31-2024	40,602.5	2,128.5	928.4	37,545.7	33,277.4	29,666.2	26,587.1	23,942.7
12-31-2025	41,302.7	2,255.2	895.2	38,152.2	32,143.0	27,302.1	23,363.1	20,128.6
12-31-2026	40,897.6	2,080.2	721.7	38,095.8	30,616.1	24,861.1	20,379.0	16,849.6
12-31-2027	37,152.3	2,089.7	679.3	34,383.3	26,277.7	20,339.5	15,926.2	12,603.0
12-31-2028	43,616.1	2,727.7	792.7	40,095.7	29,131.3	21,485.4	16,064.3	12,162.2
12-31-2029	52,040.4	2,893.3	806.0	48,341.1	33,521.6	23,648.5	16,946.8	12,319.5
12-31-2030	43,586.1	2,349.4	655.8	40,580.9	26,833.9	18,091.9	12,415.7	8,659.3
12-31-2031	36,097.1	2,030.2	569.1	33,497.7	21,086.2	13,564.9	8,900.7	5,946.8
12-31-2032	32,459.5	1,872.3	525.4	30,061.7	18,019.2	11,063.2	6,942.5	4,444.6
12-31-2033	29,048.7	1,723.8	482.5	26,842.4	15,322.5	8,979.4	5,389.6	3,306.5
12-31-2034	26,303.8	1,598.3	446.8	24,258.7	13,189.0	7,378.2	4,236.2	2,490.7
12-31-2035	23,918.8	1,455.3	406.4	22,057.2	11,418.6	6,096.2	3,347.3	1,885.7
12-31-2036	22,634.7	1,369.6	380.3	20,884.7	10,298.1	5,248.7	2,757.0	1,488.6
Subtotal	543,252.4	30,880.7	9,729.1	502,642.5	365,745.0	279,446.7	222,382.4	183,012.8
Remaining	135,530.2	11,003.3	3,001.8	121,525.1	53,334.5	22,584.9	9,929.0	4,568.7
Total	678,782.5	41,884.0	12,730.9	624,167.6	419,079.5	302,031.7	232,311.4	187,581.6

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2071.
Totals may not add because of rounding.

March 17, 2022

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, 2021, 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, 2021, to be:

Category	Gross (100%) Reserves		Working Interest Reserves		
	Oil (MMBBL)	Gas (MMCF)	Oil (MMBBL)	NGL (MMBBL)	Gas (MMCF)
Proved (1P)	3,240.1	3,263.6	3,232.3	242.6	2,208.5
Probable	2,249.5	1,518.3	2,249.5	113.4	1,032.5
Proved + Probable (2P)	5,489.6	4,781.9	5,481.8	356.0	3,241.0
Possible	503.2	271.0	496.0	19.9	180.9
Proved + Probable + Possible (3P)	5,992.8	5,053.0	5,977.9	375.9	3,421.8

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, 2021, 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)	65,812.4	48,342.3	36,389.8	28,325.1	22,718.7
Probable	80,769.5	48,739.8	31,904.0	22,068.1	15,888.2
Proved + Probable (2P)	146,581.9	97,082.0	68,293.8	50,393.1	38,606.9
Possible	17,061.3	10,188.4	6,759.0	4,802.1	3,580.1
Proved + Probable + Possible (3P)	163,643.2	107,270.5	75,052.8	55,195.3	42,187.0

Totals may not add because of rounding.

The oil volumes shown include crude oil and condensate. 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 March 15, 2022, exchange rate was 3.283 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, transportation fees, and market differentials. Gas prices are based on NYMEX Henry Hub prices and are adjusted for energy content, transportation fees, 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>
12-31-2022	76.51	3.97
12-31-2023	72.27	3.55
12-31-2024	68.83	3.26
Thereafter	66.13	3.23

Operating costs used in this report are based on operating expense records of Navitas Petroleum, the operator of the properties, and include only direct lease- and field-level costs. 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 actual costs from recent activity. 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 will be equal to, or greater than, the quantities of the 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 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 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 January 11, 2022, 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. Shane M. Howell. Mr. Riseden and Mr. Howell 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. Howell is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11276). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2005 and has over 7 years of prior industry experience.

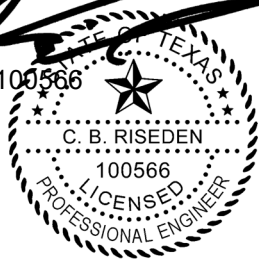
Sincerely,

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

By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

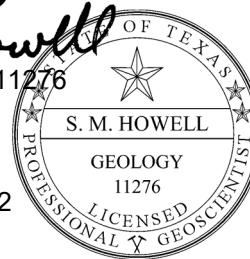
By:  
Connor B. Riseden, P.E. 100566
Vice President



Date Signed: March 17, 2022

CBR:SGZ

By: 
Shane M. Howell, P.G. 11276
Vice President



Date Signed: March 17, 2022

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum.

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.

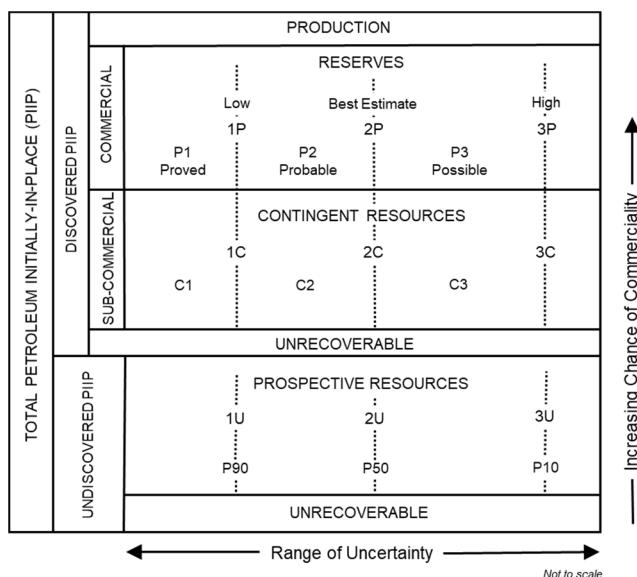


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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).

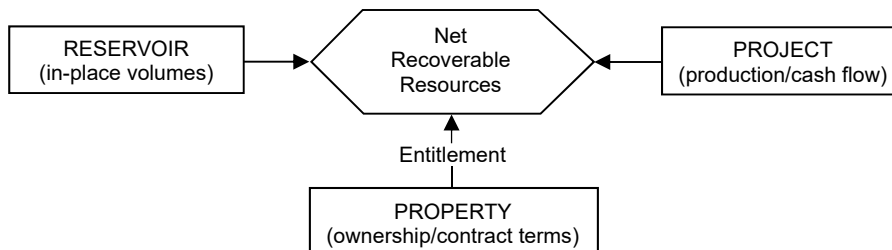


Figure 1.2—Resources evaluation

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

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

2.1.1 Determination of Discovery Status

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

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

2.1.2 Determination of Commerciality

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

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

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success 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.

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.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 production 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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Proved.
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, 2021

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\$)				
12-31-2022	8,225.8	499.5	286.0	9,011.4	1,433.9	300.0	0.0	3,446.8
12-31-2023	8,245.3	490.0	240.2	8,975.5	1,410.7	2,219.0	0.0	3,597.4
12-31-2024	12,981.5	568.9	245.3	13,795.7	1,987.7	873.0	0.0	3,650.7
12-31-2025	12,972.8	516.8	227.3	13,716.8	1,987.6	3,565.0	0.0	3,568.8
12-31-2026	19,718.9	647.2	284.7	20,650.7	3,043.6	10,295.0	546.7	3,914.3
12-31-2027	30,424.2	817.3	359.5	31,600.9	4,806.7	9,622.0	38.0	4,948.8
12-31-2028	22,742.3	654.2	287.8	23,684.3	3,604.2	200.0	38.0	5,130.3
12-31-2029	16,410.4	510.1	224.4	17,144.9	2,597.5	200.0	38.0	5,083.3
12-31-2030	13,259.8	432.2	190.1	13,882.2	2,097.1	190.0	19.0	4,921.9
12-31-2031	10,736.5	343.3	151.0	11,230.9	1,686.0	180.5	57.0	4,351.7
12-31-2032	9,111.1	293.6	129.2	9,533.9	1,427.0	171.5	19.0	4,033.0
12-31-2033	7,772.4	246.0	108.2	8,126.6	1,216.4	162.9	19.0	3,697.8
12-31-2034	6,826.9	217.4	95.6	7,140.0	1,068.5	154.8	19.0	3,496.4
12-31-2035	6,014.9	196.4	86.4	6,297.7	940.5	147.0	93.0	3,291.3
12-31-2036	5,272.4	173.9	76.5	5,522.8	822.6	139.7	74.0	3,032.9
Subtotal	190,715.1	6,606.8	2,992.3	200,314.2	30,130.0	28,420.3	960.6	60,165.3
Remaining	24,820.0	904.4	397.8	26,122.2	3,668.0	1,652.3	2,885.7	14,804.2
Total	215,535.1	7,511.2	3,390.1	226,436.4	33,798.0	30,072.6	3,846.3	74,969.4

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes Discounted at 0%	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Future Net Revenue Before Income Taxes				
	(M\$)			Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2022	3,830.7	367.7	346.1	3,117.0	3,043.2	2,975.1	2,912.0	2,853.3
12-31-2023	1,748.4	365.8	345.6	1,037.1	996.0	957.3	920.9	886.7
12-31-2024	7,284.3	563.2	539.8	6,181.4	5,489.1	4,902.3	4,401.0	3,969.7
12-31-2025	4,595.4	557.9	536.2	3,501.3	2,943.6	2,494.9	2,130.4	1,831.5
12-31-2026	2,851.2	832.9	805.2	1,213.1	996.2	824.4	687.2	576.7
12-31-2027	12,185.5	1,261.4	1,225.6	9,698.5	7,356.5	5,651.9	4,393.3	3,451.7
12-31-2028	14,711.7	946.8	918.4	12,846.5	9,379.1	6,949.9	5,219.8	3,969.1
12-31-2029	9,226.0	687.2	665.3	7,873.5	5,469.1	3,864.6	2,773.8	2,019.5
12-31-2030	6,654.2	557.4	538.9	5,557.9	3,675.4	2,478.2	1,700.8	1,186.4
12-31-2031	4,955.7	451.2	436.5	4,068.0	2,561.6	1,648.4	1,081.9	723.1
12-31-2032	3,883.5	383.3	370.7	3,129.4	1,876.5	1,152.5	723.5	463.4
12-31-2033	3,030.5	326.6	316.0	2,387.9	1,363.3	799.1	479.7	294.4
12-31-2034	2,401.3	287.0	277.7	1,836.7	999.0	559.1	321.1	188.9
12-31-2035	1,825.9	253.4	245.0	1,327.6	688.1	367.8	202.2	114.0
12-31-2036	1,453.6	222.4	214.9	1,016.3	501.1	255.4	134.1	72.4
Subtotal	80,638.1	8,064.1	7,781.8	64,792.2	47,337.8	35,881.0	28,081.9	22,600.5
Remaining	3,112.0	1,065.2	1,026.7	1,020.2	1,004.5	508.8	243.2	118.2
Total	83,750.1	9,129.3	8,808.4	65,812.4	48,342.3	36,389.8	28,325.1	22,718.7

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2066.
Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
NECHES FIELD, ANDERSON AND CHEROKEE COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

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\$)				
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	4.5	0.1	0.1	4.7	0.6	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	741.2	18.5	8.0	767.7	96.7	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	1,995.1	48.6	21.4	2,065.1	280.9	1,346.0	0.0	5.7
12-31-2026	7,990.4	188.0	82.7	8,261.1	1,222.1	2,692.0	-19.0	241.6
12-31-2027	14,434.7	357.6	157.3	14,949.6	2,283.2	673.0	0.0	489.9
12-31-2028	13,316.3	314.5	138.3	13,769.1	2,103.9	0.0	0.0	495.7
12-31-2029	10,632.7	248.7	109.4	10,990.9	1,675.3	0.0	0.0	494.6
12-31-2030	8,837.3	205.7	90.5	9,133.5	1,389.5	0.0	0.0	560.6
12-31-2031	7,559.8	175.5	77.2	7,812.4	1,186.6	0.0	0.0	598.3
12-31-2032	6,732.6	155.9	68.6	6,957.1	1,055.3	0.0	0.0	715.4
12-31-2033	5,920.1	137.1	60.3	6,117.6	927.3	0.0	0.0	699.5
12-31-2034	5,352.1	123.8	54.4	5,530.4	838.1	0.0	-19.0	735.1
12-31-2035	4,948.4	114.7	50.5	5,113.5	776.4	0.0	0.0	811.4
12-31-2036	4,521.2	104.8	46.1	4,672.2	710.1	0.0	-19.0	798.4
Subtotal	92,986.4	2,193.6	964.8	96,144.7	14,546.0	4,711.0	-57.0	6,646.4
Remaining	55,421.3	1,257.3	553.1	57,231.7	8,529.8	0.0	171.0	25,982.6
Total	148,407.6	3,450.9	1,517.9	153,376.4	23,075.8	4,711.0	114.0	32,629.0

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes Discounted at 0%	Production Taxes (M\$)	Ad Valorem Taxes (M\$)	Future Net Revenue Before Income Taxes				
	(M\$)			Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	4.1	0.2	0.2	3.7	3.4	3.1	2.8	2.6
12-31-2024	671.0	31.5	30.7	608.8	536.1	475.0	423.2	379.0
12-31-2025	432.5	83.8	81.6	267.1	245.2	224.4	205.0	187.3
12-31-2026	4,124.3	330.5	322.0	3,471.8	2,775.6	2,242.9	1,830.1	1,506.6
12-31-2027	11,503.5	595.3	579.4	10,328.8	7,887.5	6,100.4	4,773.0	3,774.3
12-31-2028	11,169.5	547.7	533.6	10,088.1	7,353.5	5,440.6	4,080.2	3,098.2
12-31-2029	8,820.9	437.3	426.2	7,957.5	5,524.1	3,901.3	2,798.6	2,036.5
12-31-2030	7,183.5	363.5	354.3	6,465.7	4,274.3	2,881.2	1,976.8	1,378.4
12-31-2031	6,027.5	311.0	303.1	5,413.4	3,408.0	2,192.6	1,438.8	961.4
12-31-2032	5,186.3	277.0	270.0	4,639.4	2,781.4	1,708.0	1,072.0	686.4
12-31-2033	4,490.7	243.6	237.4	4,009.7	2,289.2	1,341.7	805.4	494.2
12-31-2034	3,976.1	220.2	214.7	3,541.2	1,925.2	1,077.0	618.3	363.5
12-31-2035	3,525.7	203.6	198.4	3,123.7	1,617.6	863.8	474.4	267.3
12-31-2036	3,182.6	186.0	181.3	2,815.4	1,388.4	707.7	371.8	200.8
Subtotal	70,298.3	3,831.3	3,732.8	62,734.2	42,009.6	29,159.5	20,870.6	15,336.4
Remaining	22,548.3	2,285.0	2,228.0	18,035.3	6,730.2	2,744.5	1,197.5	551.8
Total	92,846.6	6,116.2	5,960.8	80,769.5	48,739.8	31,904.0	22,068.1	15,888.2

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2071.
Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES
NECHES FIELD, ANDERSON AND CHEROKEE COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

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\$)
12-31-2022	8,225.8	499.5	286.0	9,011.4	1,433.9	300.0	0.0	3,446.8
12-31-2023	8,249.8	490.1	240.2	8,980.2	1,411.3	2,219.0	0.0	3,597.4
12-31-2024	13,722.7	587.4	253.3	14,563.4	2,084.4	873.0	0.0	3,650.7
12-31-2025	14,967.8	565.4	248.7	15,781.9	2,268.5	4,911.0	0.0	3,574.5
12-31-2026	27,709.2	835.2	367.4	28,911.8	4,265.7	12,987.0	527.7	4,156.0
12-31-2027	44,858.8	1,174.9	516.8	46,550.5	7,089.9	10,295.0	38.0	5,438.7
12-31-2028	36,058.6	968.7	426.1	37,453.4	5,708.1	200.0	38.0	5,626.0
12-31-2029	27,043.1	758.8	333.8	28,135.7	4,272.9	200.0	38.0	5,577.9
12-31-2030	22,097.2	637.9	280.6	23,015.7	3,486.6	190.0	19.0	5,482.4
12-31-2031	18,296.3	518.8	228.2	19,043.3	2,872.6	180.5	57.0	4,950.0
12-31-2032	15,843.7	449.5	197.7	16,491.0	2,482.3	171.5	19.0	4,748.4
12-31-2033	13,692.5	383.1	168.5	14,244.2	2,143.7	162.9	19.0	4,397.3
12-31-2034	12,179.0	341.2	150.1	12,670.3	1,906.6	154.8	0.0	4,231.5
12-31-2035	10,963.3	311.1	136.9	11,411.3	1,716.9	147.0	93.0	4,102.7
12-31-2036	9,793.6	278.7	122.6	10,195.0	1,532.8	139.7	55.0	3,831.3
Subtotal	283,701.5	8,800.4	3,957.1	296,459.0	44,676.0	33,131.3	903.6	66,811.6
Remaining	80,241.2	2,161.7	950.9	83,353.9	12,197.8	1,652.3	3,056.7	40,786.8
Total	363,942.7	10,962.1	4,908.0	379,812.8	56,873.8	34,783.6	3,960.3	107,598.4

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes	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\$)	
12-31-2022	3,830.7	367.7	346.1	3,117.0	3,043.2	2,975.1	2,912.0	2,853.3
12-31-2023	1,752.5	366.0	345.7	1,040.8	999.3	960.4	923.7	889.3
12-31-2024	7,955.3	594.7	570.4	6,790.1	6,025.3	5,377.3	4,824.2	4,348.7
12-31-2025	5,027.9	641.7	617.8	3,768.4	3,188.8	2,719.3	2,335.4	2,018.7
12-31-2026	6,975.5	1,163.4	1,127.2	4,685.0	3,771.8	3,067.3	2,517.3	2,083.3
12-31-2027	23,689.0	1,856.7	1,805.0	20,027.3	15,244.0	11,752.3	9,166.4	7,225.9
12-31-2028	25,881.2	1,494.5	1,452.0	22,934.6	16,732.6	12,390.5	9,300.0	7,067.3
12-31-2029	18,047.0	1,124.5	1,091.4	15,831.0	10,993.2	7,765.9	5,572.4	4,056.0
12-31-2030	13,837.7	920.9	893.2	12,023.6	7,949.8	5,359.4	3,677.6	2,564.7
12-31-2031	10,983.2	762.2	739.6	9,481.4	5,969.6	3,841.0	2,520.8	1,684.5
12-31-2032	9,069.8	660.3	640.7	7,768.8	4,657.9	2,860.5	1,795.5	1,149.8
12-31-2033	7,521.3	570.2	553.5	6,397.6	3,652.5	2,140.8	1,285.1	788.5
12-31-2034	6,377.5	507.2	492.3	5,378.0	2,924.2	1,636.0	939.4	552.4
12-31-2035	5,351.6	457.0	443.4	4,451.3	2,305.7	1,231.6	676.6	381.4
12-31-2036	4,636.3	408.3	396.2	3,831.7	1,889.5	963.1	505.9	273.2
Subtotal	150,936.4	11,895.4	11,514.6	127,526.4	89,347.4	65,040.5	48,952.4	37,936.9
Remaining	25,660.3	3,350.2	3,254.7	19,055.4	7,734.7	3,253.3	1,440.7	669.9
Total	176,596.7	15,245.5	14,769.3	146,581.9	97,082.0	68,293.8	50,393.1	38,606.9

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2071.
Totals may not add because of rounding.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
NECHES FIELD, ANDERSON AND CHEROKEE COUNTIES, TEXAS
NAVITAS PETROLEUM LIMITED PARTNERSHIP INTEREST
AS OF DECEMBER 31, 2021

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\$)				
12-31-2022	8.1	0.0	0.0	8.1	1.7	673.0	0.0	0.2
12-31-2023	1,810.4	0.0	0.0	1,810.4	370.3	0.0	0.0	75.7
12-31-2024	946.4	0.0	0.0	946.4	193.6	0.0	0.0	73.0
12-31-2025	627.8	0.0	0.0	627.8	128.4	0.0	0.0	71.6
12-31-2026	1,283.1	18.6	8.2	1,309.9	282.2	592.1	0.0	102.3
12-31-2027	2,529.0	49.9	22.0	2,600.9	499.8	0.0	0.0	132.1
12-31-2028	2,391.9	48.0	21.1	2,461.0	451.9	0.0	0.0	130.8
12-31-2029	2,038.1	40.9	18.0	2,096.9	380.7	0.0	0.0	130.0
12-31-2030	1,757.0	35.1	15.5	1,807.6	326.5	0.0	0.0	129.4
12-31-2031	1,538.4	30.7	13.5	1,582.6	285.0	0.0	0.0	128.9
12-31-2032	1,369.8	27.2	12.0	1,409.1	253.2	0.0	0.0	128.6
12-31-2033	1,227.7	24.4	10.7	1,262.7	226.6	0.0	0.0	128.3
12-31-2034	1,147.6	22.8	10.0	1,180.3	210.5	0.0	0.0	155.5
12-31-2035	1,162.9	23.1	10.2	1,196.2	209.5	0.0	0.0	249.8
12-31-2036	1,184.0	23.6	10.4	1,218.0	210.1	0.0	0.0	343.1
Subtotal	21,022.1	344.3	151.5	21,518.0	4,029.6	1,265.1	0.0	1,979.1
Remaining	11,887.9	260.1	114.4	12,262.4	2,028.2	0.0	35.7	4,816.6
Total	32,910.0	604.4	265.9	33,780.4	6,057.8	1,265.1	35.7	6,795.8

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes Discounted at 0%			Future Net Revenue Before Income Taxes				
	(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\$)
12-31-2022	-666.8	0.3	0.3	-667.4	-637.0	-609.3	-584.0	-560.7
12-31-2023	1,364.4	66.2	65.9	1,232.2	1,149.3	1,075.6	1,009.7	950.6
12-31-2024	679.8	34.6	34.5	610.7	541.7	483.3	433.4	390.5
12-31-2025	427.8	23.0	22.9	382.0	322.5	274.4	235.3	203.1
12-31-2026	333.3	47.9	47.0	238.4	186.0	146.8	117.0	94.2
12-31-2027	1,969.1	98.3	96.1	1,774.6	1,356.1	1,049.5	821.7	650.1
12-31-2028	1,878.4	94.1	91.9	1,692.4	1,233.3	912.3	684.0	519.3
12-31-2029	1,586.3	80.3	78.5	1,427.4	990.7	699.5	501.7	365.0
12-31-2030	1,351.8	69.3	67.8	1,214.7	802.9	541.1	371.2	258.8
12-31-2031	1,168.7	60.7	59.4	1,048.6	660.1	424.6	278.6	186.2
12-31-2032	1,027.3	54.1	52.9	920.3	551.7	338.7	212.6	136.1
12-31-2033	907.9	48.5	47.4	812.0	463.5	271.7	163.1	100.0
12-31-2034	814.3	45.4	44.4	724.6	393.9	220.4	126.5	74.4
12-31-2035	736.9	46.2	45.1	645.6	334.3	178.5	98.0	55.2
12-31-2036	664.8	47.2	46.1	571.5	281.9	143.7	75.5	40.8
Subtotal	14,244.0	816.2	800.3	12,627.5	8,630.8	6,150.7	4,544.4	3,463.6
Remaining	5,381.8	479.9	468.2	4,433.8	1,557.6	608.3	257.8	116.5
Total	19,625.9	1,296.1	1,268.5	17,061.3	10,188.4	6,759.0	4,802.1	3,580.1

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2065.
Totals may not add because of rounding.

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, 2021

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\$)				
12-31-2022	8,233.9	499.5	286.0	9,019.5	1,435.6	973.0	0.0	3,447.0
12-31-2023	10,060.1	490.1	240.2	10,790.5	1,781.5	2,219.0	0.0	3,673.1
12-31-2024	14,669.1	587.4	253.3	15,509.8	2,277.9	873.0	0.0	3,723.7
12-31-2025	15,595.6	565.4	248.7	16,409.7	2,396.9	4,911.0	0.0	3,646.1
12-31-2026	28,992.3	853.8	375.6	30,221.7	4,547.9	13,579.1	527.7	4,258.2
12-31-2027	47,387.8	1,224.8	538.8	49,151.4	7,589.6	10,295.0	38.0	5,570.7
12-31-2028	38,450.5	1,016.7	447.2	39,914.4	6,160.0	200.0	38.0	5,756.8
12-31-2029	29,081.2	799.7	351.8	30,232.7	4,653.6	200.0	38.0	5,707.9
12-31-2030	23,854.2	673.1	296.1	24,823.3	3,813.0	190.0	19.0	5,611.8
12-31-2031	19,834.7	549.5	241.7	20,625.9	3,157.5	180.5	57.0	5,078.9
12-31-2032	17,213.6	476.8	209.7	17,900.1	2,735.5	171.5	19.0	4,877.0
12-31-2033	14,920.2	407.5	179.3	15,506.9	2,370.3	162.9	19.0	4,525.6
12-31-2034	13,326.6	363.9	160.1	13,850.6	2,117.1	154.8	0.0	4,387.0
12-31-2035	12,126.2	334.2	147.0	12,607.5	1,926.4	147.0	93.0	4,352.5
12-31-2036	10,977.6	302.3	133.0	11,412.9	1,742.8	139.7	55.0	4,174.4
Subtotal	304,723.7	9,144.7	4,108.6	317,976.9	48,705.7	34,396.4	903.6	68,790.8
Remaining	92,129.1	2,421.8	1,065.3	95,616.2	14,226.0	1,652.3	3,092.4	45,603.5
Total	396,852.7	11,566.5	5,173.9	413,593.2	62,931.6	36,048.7	3,996.0	114,394.2

Period Ending	Future Net Revenue Before Taxes			Future Net Revenue Before Income 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\$)
12-31-2022	3,163.9	368.0	346.4	2,449.6	2,406.2	2,365.8	2,328.0	2,292.6
12-31-2023	3,116.9	432.2	411.7	2,273.0	2,148.6	2,035.9	1,933.5	1,839.9
12-31-2024	8,635.1	629.4	604.9	7,400.8	6,567.0	5,860.6	5,257.6	4,739.2
12-31-2025	5,455.7	664.6	640.7	4,150.4	3,511.2	2,993.8	2,570.7	2,221.8
12-31-2026	7,308.8	1,211.2	1,174.2	4,923.4	3,957.8	3,214.0	2,634.3	2,177.4
12-31-2027	25,658.0	1,955.1	1,901.1	21,801.8	16,600.1	12,801.8	9,988.0	7,876.0
12-31-2028	27,759.6	1,588.6	1,544.0	24,627.0	17,965.9	13,302.7	9,984.1	7,586.6
12-31-2029	19,633.2	1,204.9	1,170.0	17,258.4	11,983.9	8,465.4	6,074.1	4,420.9
12-31-2030	15,189.5	990.2	961.0	13,238.3	8,752.6	5,900.5	4,048.8	2,823.5
12-31-2031	12,151.9	823.0	799.0	10,530.0	6,629.7	4,265.7	2,799.4	1,870.7
12-31-2032	10,097.1	714.4	693.6	8,689.1	5,209.6	3,199.3	2,008.1	1,285.9
12-31-2033	8,429.1	618.7	600.9	7,209.6	4,116.0	2,412.5	1,448.2	888.6
12-31-2034	7,191.8	552.6	536.7	6,102.5	3,318.1	1,856.4	1,065.9	626.8
12-31-2035	6,088.5	503.1	488.5	5,096.9	2,640.0	1,410.2	774.7	436.6
12-31-2036	5,301.1	455.5	442.3	4,403.3	2,171.4	1,106.8	581.4	313.9
Subtotal	165,180.5	12,711.6	12,314.9	140,154.0	97,978.1	71,191.2	53,496.8	41,400.6
Remaining	31,042.1	3,830.0	3,722.9	23,489.2	9,292.3	3,861.5	1,698.5	786.4
Total	196,222.6	16,541.6	16,037.8	163,643.2	107,270.5	75,052.8	55,195.3	42,187.0

Notes: Remaining represents estimates for the period 2037 through 2071.
Totals may not add because of rounding.

March 17, 2022

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 unrisks prospective resources, as of December 31, 2021, to the Navitas Petroleum Limited Partnership (Navitas Petroleum) working interest in the Eocene Fan Prospect located in Block 7 Field, offshore Newfoundland and Labrador, Canada. It is our understanding that Navitas Petroleum owns an indirect working interest in this prospect. We completed our evaluation on or about the date of this letter. Prospective resources are those quantities of petroleum which are 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 this prospect, as discussed in subsequent paragraphs. This report does not include economic analysis for this prospect. Based on analogous field developments, it appears that, assuming a discovery is made, the unrisks best estimate prospective resources in this report have a reasonable chance of being economically viable. There is no certainty that any portion of the prospective resources will be discovered. If they are discovered, there is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the prospective resources. The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for 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. It is our understanding that this report will also be used by the auditors of Navitas Petroleum as part of their audit procedures.

We estimate the unrisks gross (100 percent) prospective resources for the Eocene Fan Prospect, as of December 31, 2021, to be:

Prospect	Unrisks 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)
Eocene Fan	330.9	1,221.0	3,895.6	496.4	1,221.0	1,947.8

We estimate the Navitas Petroleum unrisks working interest prospective resources for the Eocene Fan Prospect, as of December 31, 2021, to be:

Prospect	Unrisked Working Interest Prospective Resources					
	Oil (MMBBL)			Gas (BCF)		
	Low Estimate (1U)	Best Estimate (2U)	High Estimate (3U)	Low Estimate (1U)	Best Estimate (2U)	High Estimate (3U)
Eocene Fan	99.3	366.3	1,168.7	148.9	366.3	584.3

The oil volumes shown include crude oil and condensate. 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.

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 risking 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 for the Eocene Fan Prospect is timing and migration. The geologic risk elements and overall probability of geologic success for the Eocene Fan Prospect are shown in the following table:

Geologic Risk Element	Probability of Success (%)
Trap Integrity	70
Reservoir Quality	60
Source Evaluation	70
Timing/Migration	50
Probability of Geologic Success	15

The Eocene Fan Prospect is covered by a 3-D seismic data set. The 3-D seismic data was acquired from 2012 to 2014 by Petroleum Geo-Services Inc. and was processed from 2013 to 2015. All seismic interpretation was performed on the pre-stack time migrated data.

It should be understood that the prospective resources discussed and shown herein are those undiscovered, highly speculative resources estimated beyond reserves or contingent resources where geological and geophysical data suggest the potential for discovery of petroleum but where the level of proof is insufficient for classification as reserves or contingent resources. The 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 the Eocene Fan Prospect.

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

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on January 11, 2022, 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 prospect 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 the prospect 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. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Zachary R. Long. Mr. Talley is a Senior Vice President and Mr. Long is a Vice President in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2004 and has over 5 years of prior industry

experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

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

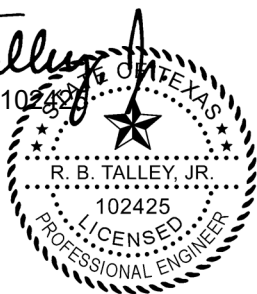
By: 

C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By: 
Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Senior Vice President

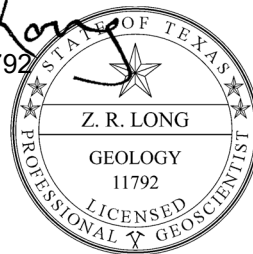
Date Signed: March 17, 2022

RBT:LAZ



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

Date Signed: March 17, 2022



PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum.

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.

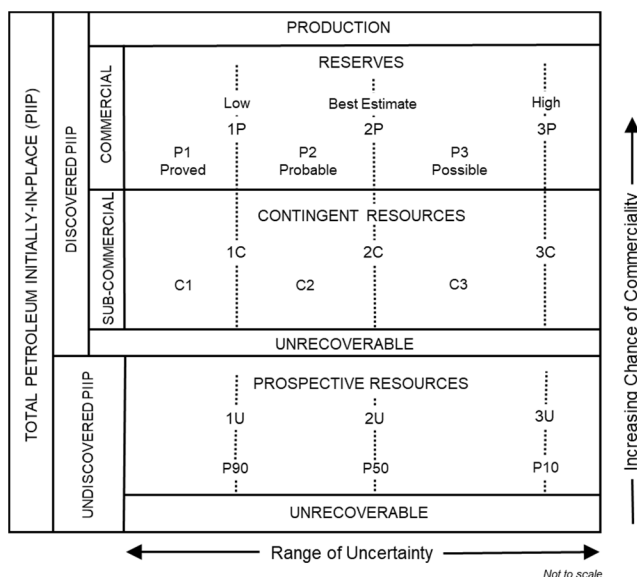


Figure 1.1—Resources classification framework

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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).

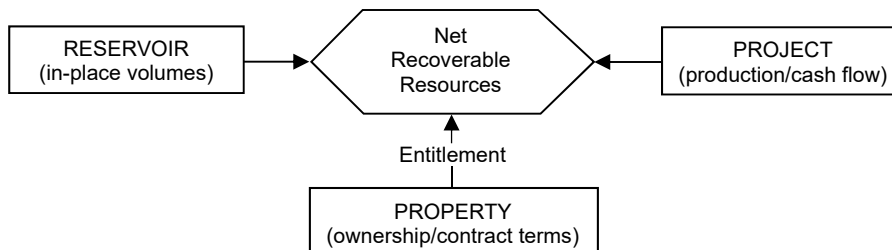


Figure 1.2—Resources evaluation

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

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

2.1.1 Determination of Discovery Status

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

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

2.1.2 Determination of Commerciality

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

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

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

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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), 1C, 2C, 3C, C1, C2, and C3; or 1U, 2U, and 3U resources categories. The commercial chance of success 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.

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.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 production 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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, June 2018

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 Probable 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
BLOCK 7 FIELD, OFFSHORE NEWFOUNDLAND AND LABRADOR, CANADA
AS OF DECEMBER 31, 2021

Prospect	Gross Rock Volume (acre-feet)		Area (acres)		Average Gross Thickness ⁽¹⁾ (feet)		Net-to-Gross Ratio (decimal)	
	Normal Distribution		Normal Distribution		Normal Distribution		Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Eocene Fan	4,606,459	29,425,805	33,679	103,473	137	284	0.20	0.80
Prospect	Porosity (decimal)		Oil Saturation (decimal)		Initial Oil Formation Volume Factor (RB/STB) ⁽²⁾		Oil Recovery Factor (decimal)	
	Normal Distribution		Normal Distribution		Normal Distribution		Normal Distribution	
	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate
Eocene Fan	0.18	0.26	0.55	0.85	1.60	1.25	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⁾ 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.

פרק ב'

דוח הדירקטוריון על מצב ענייני השותפות



פרק ב - דוח הדירקטוריון של השותף הכללי

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר, 2021

דירקטוריון פלר נפט וגז ניהול בע"מ (להלן: "השותף הכללי") מתכבד להגיש בזה את דוח הדירקטוריון לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר, 2021 (להלן: "תקופת הדוח").

1. הסברי הדירקטוריון למצב עסקי התאגיד

נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת (להלן: "השותפות" או "נאוויטס") פועלת בתחום החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז תוך התמקדות בצפון אמריקה.

בהתאם לאסטרטגיית הפעילות שלה, מתמקדת השותפות בעיקר באיתור ומימוש הזדמנויות השקעה בנכסי נפט וגז הכוללים עתודות נפט וגז מוכחות, שטרם פותחו. פיתוח עתודות אלה הוא בעל פוטנציאל משמעותי להשאת ערך בלוח זמנים קצר יחסית.

למועד אישור הדוחות הכספיים, בבעלות השותפות, באמצעות חברות מוחזקות, זכויות בפרויקטים: שננדואה, בקסקין, דנברי, נציס ורישיון אקספלורציה ימי באזור מזרח ניו-פאונדלנד שבקנדה.

1.1 עיקרי תוצאות הפעילות של השותפות בשנת 2021:

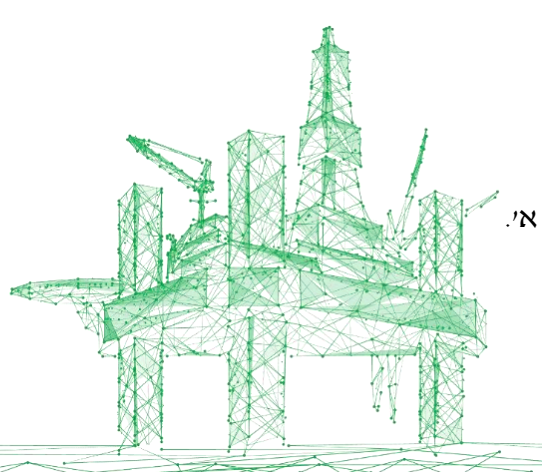
- הכנסות ממכירת נפט וגז, נטו מתמלוגים הסתכמו לסך של כ- 86.4 מיליון דולר;
- EBITDA בסך של כ- 55 מיליון דולר;
- הרווח הנקי המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות של השותפות הסתכם לסך של כ- 3.9 מיליון דולר. הרווח הנקי בשנת הדוח הושפע, בין היתר, מהפסד לא תזרימי בגין ירידה בשער החליפין של הדולר אשר השפיעה על יתרת ההתחייבויות השיקליות של השותפות וכן מהוצאות מימון חד פעמיות בגין סגירת מימון שננדואה בסך כולל של כ- 12 מיליון דולר. בנטרול ההשפעות האמורות הרווח הנקי המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות של השותפות היה מסתכם בכ- 15.9 מיליון דולר.

1.2 תחזית מחירי הנפט ונתוני תזרים מהוון:

השותפות עדכנה את תחזיות מחירי הנפט בהן נעשה שימוש במסגרת דוחות NSAI המצורפים לפרק א' לדוח, תוך התייחסות לסביבת המחירים העדכנית. על פי התזרימים המעודכנים הכלולים בדוחות NSAI, חלק השותפות בתזרים המהוון (2P), הינו כדלקמן:

פרויקט	מיליון דולר
שננדואה	1,852
בקסקין צפון	251
דנברי	210
נציס	49

לפרטים בדבר תזרימי המזומנים וההנחות בגינם ראו בפרק א'.



להלן תחזית מחירי הנפט העדכנית בה נעשה שימוש לצורך חישוב התזרימים: ¹

שנה	מחיר נפט דולר/חבית
2022	76.51
2023	72.27
2024	68.83
2025	66.13
לאחר מכן	66.13

לאחר תאריך הדוח ועד למועד אישור הדוחות הכספיים, חלה עלייה משמעותית במחירי הנפט (בין היתר, כתוצאה מההתפתחויות הגיאופוליטיות בעולם) כך שממוצע מחירי הנפט ברבעון הראשון של שנת 2022 עד למועד אישור הדוחות הכספיים עמד על כ- 92 דולר לחבית נפט וזאת לעומת ממוצע מחירי נפט של כ- 68 דולר לחבית נפט בשנת 2021. נתונים אלו משקפים עלייה של כ- 35% במחירי הנפט.

ברבעון הראשון של שנת 2022 ועד למועד אישור הדוחות הכספיים, ההפקה מנכס הנפט בקסקין התנהלה כסדרה עם ממוצע הפקה יומי בהיקף של כ- 38,000 חביות ביום (100%) וכן גם בשדות דנברי עם ממוצע הפקה יומי שגדל לכ- 3,300 חביות ביום (100%) ובשדה נציס כ- 350 חביות ביום (100%).

¹ התזרים המהווה חושב לפי הערכת השותפות המבוססת על ממוצע תחזיות מחירי נפט West Texas Intermediate (WTI) של גופים בינלאומיים הכוללים בנקים וגופי מחקר שנלקחו ממאגר FactSet. מחיר הנפט מותאם לאיכות הנפט, לעלויות הולכה ולהפרשי שערים, ביחס ל-WTI.

שנדואה



לעדכון בדבר התקדמות פיתוח פרויקט שנדואה, ראו נספח א' לדוח הדירקטוריון.

קבלת החלטת השקעה סופית בפרויקט שנדואה (FID)

1.3.1 ביום 25 באוגוסט, 2021, קיבלו השותפים בפרויקט שנדואה (להלן: "שותפי שנדואה" ו-"הפרויקט", בהתאמה) החלטת השקעה סופית (FID) לפיתוח הפרויקט בתקציב של כ- 1.8 מיליארד דולר (בגין 100% מהזכויות בפרויקט) (להלן: "החלטת השקעה סופית").²

1.3.2 ביום 1 באוגוסט, 2021 חתמה ShenHai, LLC, חברה בת (בשרשור) בבעלות מלאה של השותפות (להלן: "ShenHai" ו/או "ShenHai, LLC" ו/או "חברת הפרויקט"),³ במקביל לחתימת שותפי הפרויקט האחרים, על הסכם מימון פרויקטלי עם קונסורציום של בנקים ומוסדות פיננסיים מקומיים וזרים, בהובלת בנק Societe Generale, לצורך מימון חלקו של כל אחד משותפי שנדואה בעלויות הפיתוח של הפרויקט. לפי הסכם המימון, תועמדה ל-ShenHai הלוואות בסך כולל של כ-444 מיליון דולר, וכן היא תהיה זכאית להגדיל סכום זה בכ-100 מיליון דולר נוספים, עד לסכום כולל של כ-544 מיליון (להלן: "הסכום הנוסף" ו"המימון הפרויקטלי", בהתאמה). המשיכה הראשונה תתבצע רק לאחר השקעת כל סך ההון הנדרש לפרויקט, וצפויה לקראת סוף שנת 2022.

במועד קבלת ה-FID כאמור לעיל, התקיימו כל התנאים המוקדמים לסגירה פיננסית (Closing) של הסכמי המימון הפרויקטלי.

1.3.3 בחודש נובמבר 2021, מימשה השותפות את זכאותה להגדלת סכום המימון הפרויקטלי בסכום הנוסף. העמדת הסכום הנוסף בוצעה באמצעות הצטרפותה של נאוויטס שנחי מימון בע"מ, חברה ייעודית בבעלות מלאה של השותפות (להלן: "נאוויטס שנחי מימון" או "החברה הייעודית") כמלווה נוספת בקונסורציום המלווים. המקור לסכום הנוסף בסך של כ-100 מיליון דולר הוא גיוס אגרות חוב סחירות (סדרה ג') שבצעה השותפות.

1.3.4 ביום 11 בנובמבר, 2021, הועמדה מלוא תמורת ההנפקה (נטו) כהלוואת בעלים על ידי השותפות לחברה הייעודית ושימשה את החברה הייעודית לצורך הצטרפותה לקונסורציום המלווים כמלווה נוספת בהסכם המימון הפרויקטלי. בעקבות

² כמפורט בדיווח המידי של השותפות מיום 26 באוגוסט, 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-071194), המובא בזאת בדרך של הפניה.

³ חברה בת (בשרשור) בשליטה מלאה של השותפות, שהתאגדה במדינת דלאוור בארה"ב, המחזיקה ישירות ב-49% מהזכויות בנכס הנפט שנדואה.

הצטרפות החברה הייעודית לקונסורציום המלווים והעמדת הסכום הנוסף לחברת הפרויקט, גדל סכום המימון הפרויקטלי, שאותו חברת הפרויקט זכאית למשוך, לסך של כ-544 מיליון דולר (להלן: "סכום המימון הפרויקטלי המוגדל").

1.3.5 בנוסף לסכום המימון הפרויקטלי המוגדל ולהון בסך של כ-311 מיליון דולר שהפקידה השותפות עבור חברת הפרויקט ביום 23 באוגוסט, 2021, הפקידה חברת הפרויקט ביום 16 בנובמבר, 2021, הון עצמי נוסף בהיקף של כ-60 מיליון דולר בחשבון נאמנות, ובכך השלימה את הפקדת כל סכום ההון הנדרש בגין חלקה של ShenHai, LLC בתקציב פיתוח פרויקט שננדואה ושמרה על חלקה בפרויקט שננדואה (49%).

לפרטים אודות גיוסי הון וחוב שביצעה השותפות לרבות הנפקת מניות בכורה בחברה בת והסכם ההשקעה בקשר להנפקה זו, ראו בסעיף "מקורות מימון" להלן.

1.3.6 שותפי שננדואה זכו בפרס "עסקת המימון של השנה בתחום חיפוש נפט וגז בצפון אמריקה" בטקס שקיים מגזין IJGlobal⁴ בניו יורק בחודש מרץ, 2022, וזאת בגין המימון הפרויקטלי של הפרויקט:



Shenandoah Field – North America Oil & Gas, Upstream Deal of the Year

לפרטים נוספים אודות המימון הפרויקטלי ראו באור 8(3) לדוחות הכספיים.

1.3.7 פיתוח פרויקט שננדואה

1.3.8 במהלך תקופת הדוח נחתמו ההסכמים המהותיים העיקריים בקשר עם פיתוח הפרויקט, לרבות הסכם להקמת צנרות יצוא הנפט והגז מפלטפורמת ההפקה הצפה (להלן: "FPS") לצנרות הולכה קיימות, הסכם לתכנון, רכש, הקמה ומסירה של ה-FPS, והסכם להקמת מערכות ההפקה והבקרה והתשתית התת ימית בפרויקט. לפרטים נוספים אודות תוכנית הפיתוח ראו סעיף 8.2.5 בפרק א'.

פיתוח הפרויקט מתקדם על פי התכנון, אשר לפיו, להערכת מפעילת שננדואה,⁵ ההפקה מהפרויקט צפויה להתחיל בסוף שנת 2024. לפרטים נוספים ראו **נספח א'** לדוח הדירקטוריון.

⁴ <https://www.ijglobal.com>

⁵ BOE Exploration & Production, LLC (לעיל ולהלן: "מפעילת שננדואה").

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - המידע המפורט בדוח זה בקשר לפרויקט שנדואה, לרבות בקשר למימון הפרויקטלי ולמועד המשיכה הראשונה בהתאם להסכם המימון וכן ההערכות בקשר עם תחילת ההפקה מהפרויקט, מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 (להלן: "חוק ניירות ערך"). מידע צופה פני עתיד זה עשוי שלא להתממש, כולו או חלקו, או להתממש באופן שונה מהותית מהצפוי וזאת עקב שינויים ו/או עיכובים במגוון גורמים, לרבות שינוי בתנאים הפיננסיים והמימוניים ו/או אי התקיימות התנאים המתלים בהסכם המימון ו/או אי התקיימות התנאים של שאר ההסכמים דלעיל ו/או התפתחויות בסביבה הכלכלית ובתנאי השוק בכלל ובסקטור הנפט בפרט ו/או התפתחויות הקשורות בפרויקט שנדואה ו/או בשותפות ו/או בחברות הבנות של השותפות ו/או בעקבות גורמים שונים שאינם בשליטת השותפות ו/או בעקבות גורמים שונים שלא ניתן להעריכם מראש. הערכות אלה מתבססות, בין היתר, על מידע הידוע להנהלת השותפות במועד אישור הדוחות הכספיים. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע והערכות שהתקבלו מאת המפעילה, אשר לגביהם לא קיימת כל וודאות. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקט שנדואה.

בקסקין

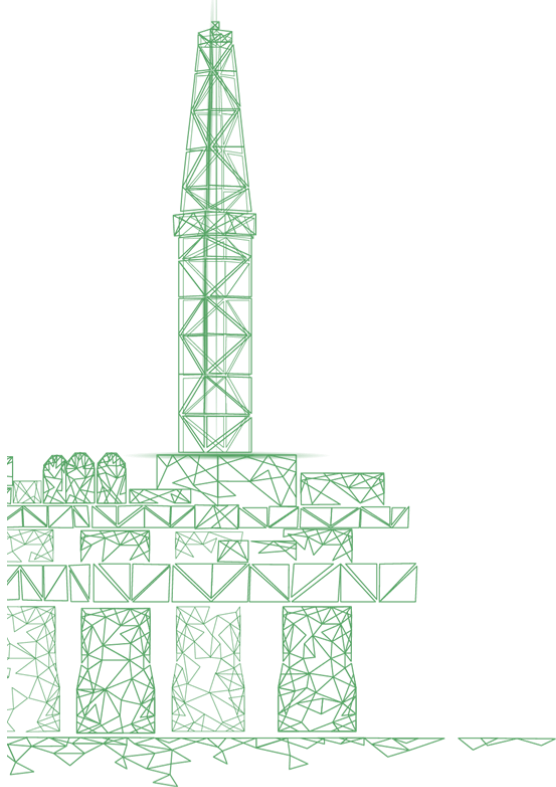


1.3.9 פרויקט בקסקין תרם ל- EBITDA של השותפות בתקופת הדוח כ- 35.9 מיליון דולר וזאת לעומת EBITDA של כ- 15.3 מיליון דולר בשנת 2020 (לפרטים נוספים ראו ניתוח תוצאות הפעילות בהמשך).

1.3.10 בהמשך להחלטת השותפים בפרויקט בקסקין, מחודש יולי 2021,⁶ השלימה מפעילת בקסקין⁷ בחודש פברואר 2022 קידוח פיתוח שלישי במאגר הצפוני. בהתאם להערכות מפעילת בקסקין ומניתוח ראשוני של הנתונים שנאספו בקידוח, עולה כי עובי שכבות המאגר נושאות הנפט תואם את ההערכות טרום הקידוח. כמו כן, מפעילת בקסקין צופה כי עבודות ההשלמה להפקה של הקידוח (להלן: "**עבודות ההשלמה**") צפויות להתחיל בתחילת הרבעון השלישי של שנת 2022. חלקה של השותפות בעלות כלל עבודות הקידוח עלה ביחס להערכות והסתכם בכ- 8 מיליון דולר.

1.3.11 ביום 30 ביולי, 2021 החליטו שותפי בקסקין לבצע קידוח הערכה (Appraisal) ואימות במאגר הדרומי בפרויקט ("בקסקין דרום (Colt)"), אשר נועד לאשש את הערכות המפעילה והשותפים בפרויקט לגבי היקף המאגר וטיבו. הקידוח צפוי להתחיל ברבעון השלישי של שנת 2022.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות הנ"ל, לרבות בנוגע למועד ביצוע עבודות ההשלמה של קידוח הפיתוח השלישי ומועד ביצוע קידוח ההערכה, הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות והעדכונים המובאים בדוח זה, בין היתר ביחס לעובי שכבות המאגר, מבוססים, בין היתר, על מידע הנדסי, כלכלי ואחר, שנתקבל מהמפעילה על בסיס מהלך ותוצאות הקידוח, והינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד אשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף אודות הקידוח ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים מפיקים.



⁶ ראו דיווח מיידי מיום 19 ביולי 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-118308).

⁷ LLOG Exploration Offshore, LLC (להלן: "**מפעילת בקסקין**").

נכסים יבשתיים



1.3.12 הנכסים היבשתיים תרמו ל- EBITDA של השותפות בתקופת הדוח כ- 26 מיליון דולר וזאת לעומת EBITDA של כ-5.2 מיליון דולר בשנת 2020 (לפרטים נוספים ראו ניתוח תוצאות הפעילות בהמשך).

1.3.13 עד לסוף שנת 2021 סיימה השותפות לקדוח 10 קידוחי פיתוח אופקיים בשדות דנברי, ובכך השלימה את התחייבויותיה מכוח הסכם הרכישה והפיתוח המשותף שנחתם בחודש דצמבר 2019 עם חברת דנברי (להלן: "קידוחי הפיתוח").⁸ שני הקידוחים האחרונים שנקדחו טרם חוברו, ולהערכת מפעילת שדות דנברי יחוברו עד לסוף חודש מרץ 2022. עלות קידוחי הפיתוח הסתכמה בכ-30 מיליון דולר ותואמת את ההערכה המוקדמת של השותפות במועד חתימת ההסכם עם דנברי.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - ההערכות בנוגע למועד חיבור שני קידוחי הפיתוח הינן מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. ההערכות הינן הערכות והשערות מקצועיות בלבד מאת מפעילת שדות דנברי אשר לגביהן לא קיימת כל וודאות. ההערכות הנ"ל עשויות להתעדכן כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים מפיקים.

פרויקט Sea-Lion



1.3.14 בחודש דצמבר 2021 התקשרה השותפות בהסכמי הבנות לא מחייבים⁹ מחודשים עם Exploration and Production Limited Premier Oil (להלן: "פריימר"), Harbour Energy plc ו-Rockhopper Exploration plc, (להלן: "רוקהופר") לרכישת 65% מהזכויות ברישיונות בנכס הנפט ולמינויה כמפעילת הפרויקט החדשה. על-פי הסכמי ההבנות הנ"ל מחויבת השותפות להעמיד לרוקהופר שתי הלוואות, האחת לקידום קבלת החלטת ההשקעה הסופית לפיתוח נכס הנפט ובהמשך הלוואה שניה לפיתוח נכס הנפט (לפרטים נוספים ראו באור 12ה' לדוחות הכספיים). בנוסף, הוסכם כי עד לחתימה על הסכמי העסקה המחייבים והשלמתם, השותפות לא תישא בעלויות הכרוכות בפרויקט, למעט עלויות והוצאות של השותפות בקשר עם בחינת וביצוע העסקה וכל הכרוך בכך.

⁸ לפרטים אודות הסכם הפיתוח עם דנברי ראו סעיף 8.4.10 (ב) בפרק א'.
⁹ למעט תקופת הבלעדיות, נשיאה של כל צד בעלויות העסקה שלו והתחייבויות לסודיות.

1.3.15 לפרטים אודות הסכמי ההבנות המיוחדשים ראו דיווחים מיידיים של השותפות מהימים 8 בדצמבר 2021 ו- 1 בפברואר 2022 (אסמכתאות מספר : 2021-01-107365 ו- 2022-01-013648, בהתאמה) אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

השותפות פועלת להשלמת המו"מ ולחתימה על מסמכי העסקה המחייבים בשבועות הקרובים.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - המועד הצפוי לחתימת הסכמי העסקה המחייבים מהווה מידע צופה פני עתיד, כהגדרתו בחוק ניירות ערך, אשר אין כל וודאות כי יתממש, ובפרט אין וודאות שהצדדים להסכמי ההבנות המיוחדשים יגיעו להסכמה על תנאי הסכמים מחייבים וכי תנאי ההסכמים המחייבים, ככל שיחתמו, יהיו בהתאם לאמור בדיווחים שלעיל. המידע האמור עשוי להתממש באופן שונה מהותית וזאת עקב גורמים שונים, ובכלל זה, אי הגעה להסכמות בין הצדדים להסכמי ההבנות המיוחדשים בקשר עם העסקה או הגעה להסכמות שונות מהמפורט בדיווחים שלעיל וכן כתוצאה מהתפתחויות בסביבה הכלכלית ובגורמים חיצוניים שאינם בשליטת השותפות. בנוסף ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בנכס הנפט והפקה של נפט. התקשרות בהסכמים מחייבים והשלמת העסקה כפופה לקבלת אישור האורגנים המוסמכים של השותפות והאישורים הנדרשים על-פי כל דין.

אנרגיות מתחדשות

ביום 7 ביולי, 2021 התקבל אישור הרשויות לתיקון תקנון הבורסה והנחיות הבורסה בנושא אנרגיות מתחדשות (להלן: "התיקון"). לפי התיקון, מתאפשר עקרונית לשותפויות נפט וגז לשלב בפעילותן פרויקטים בתחום האנרגיה המתחדשת, כהגדרתה בתקנון הבורסה המתוקן, וזאת בכפוף לאישור תיקון הסכם השותפות המוגבלת באסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות באופן שיאפשר פעילות זו, וקבלת כל האישורים הנדרשים לכך על פי דין.

1.3.16 הסכם לשיתוף פעולה עם אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ

ביום 20 בספטמבר, 2021 נחתם הסכם שיתוף פעולה בין השותפות לבין אנלייט אנרגיה מתחדשת בע"מ (להלן: "אנלייט") בנוגע לייזום, פיתוח, מימון, הקמה ותפעול של פרויקטי אנרגיית רוח בים (Offshore Wind) בשוק הבינלאומי (להלן: "תחום הפעילות" ו-"ההסכם"), בהתאמה, כאשר הצדדים יפעלו בתחום הפעילות במסגרת מיזם משותף וכל פרויקט במסגרת המיזם המשותף יפעל תחת תאגיד ייעודי אשר יוחזק על ידי אנלייט והשותפות בשיעורים של 60%-ו-40%, בהתאמה (בכפוף להחזקות של צדדים שלישיים).

כניסת ההסכם לתוקף מותנית באישור אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות לתיקון הסכם השותפות באופן המאפשר לשותפות לעסוק בתחום הפעילות (להלן בסעיף זה: "התנאי המתלה"), וההסכם יהיה בתוקף למשך שנתיים ממועד התקיימות התנאי המתלה. בהתאם לתנאי ההסכם, כפי שתוקן ביום 17 במרץ, 2022, במקרה של אי התקיימות התנאי המתלה תוך 12 חודשים ממועד חתימת ההסכם, עומדת לאנלייט הזכות לביטול ההסכם.

לפרטים נוספים אודות ההסכם, ראו דיווח מיידי של השותפות מיום 22 בספטמבר, 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-147978), המובא בזאת בדרך של הפניה.

1.3.17 הסכם עקרונות עם הפניקס

ביום 20 בינואר, 2022, נחתם הסכם עקרונות לא מחייב¹⁰ בין השותפות לבין חברות בקבוצת הפניקס (להלן: "הפניקס") להקמת מיזם משותף להשקעות בפרויקטי אנרגיה מתחדשת¹¹ בדרום מזרח אסיה (להלן: "הסכם העקרונות").

הצדדים יפעלו יחד במסגרת שותפות מוגבלת אשר תוחזק על ידי השותפות והפניקס בשיעורים של 51%-ו-49%, בהתאמה (להלן: "שותפות המיזם"). שותפות המיזם תפעל לרכוש ולהשקיע בפרויקטים לייצור חשמל באמצעות אנרגיה מתחדשת מסוגים שונים ובשלבי פיתוח שונים, לרבות פרויקטים בשלבי הפעלה, באזור דרום מזרח אסיה.

¹⁰ למעט הוראות No Shop, נשיאה בעלויות, סודיות וסעיף שונות המחייבים את הצדדים על פי תנאיהם עם חתימת הסכם העקרונות.

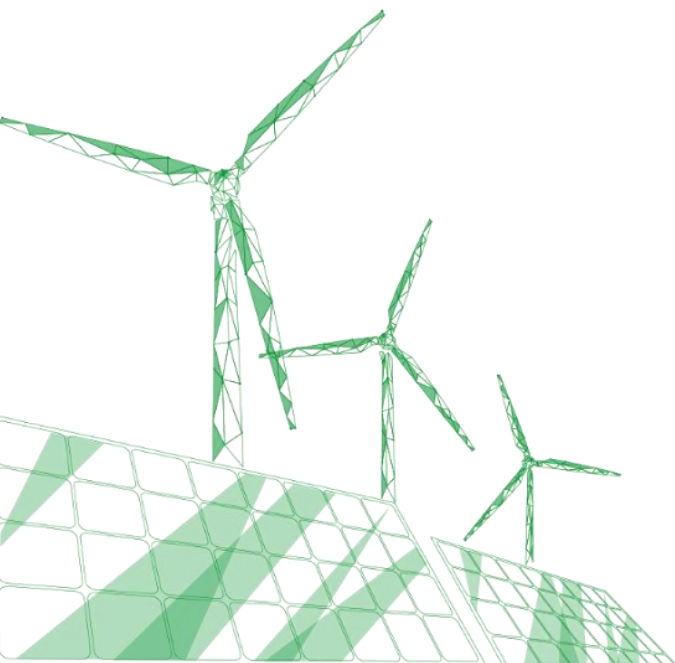
¹¹ למעט תחום אנרגיית רוח בים (Offshore Wind), שלגביו הסכם העקרונות אינו חל ושותפות המיזם לא תפעל בו.

הצדדים יפעלו להקים את שותפות המיזם ולחתום על הסכם שותפות מפורט ומחייב בנוסח שיוסכם על בסיס הסכם העקרונות, בתוך 6 חודשים מיום חתימת הסכם העקרונות. ההסכם המפורט לא יכנס לתוקף לפני קבלת כל אישור הנדרש לכך לפי דין, בין היתר, אישור אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות לתיקון הסכם השותפות באופן המאפשר לשותפות לעסוק בתחום הפעילות (להלן בסעיף זה: "התנאי המתלה").

לפרטים נוספים אודות הסכם העקרונות, ראו דיווח מיידי של השותפות מיום 23 בינואר, 2022 (אסמכתא מספר: 2022-01-010051), המובא בזאת בדרך של הפניה.

בכוונת השותפות לפעול בתקופה הקרובה לזימון אסיפה כללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות לאישור תיקון הסכם השותפות, כך שיאפשר לשותפות לעסוק בתחום הפעילות וכתוצאה מכך גם לקיים את התנאים המתלים בהסכמים לעיל.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - יובהר כי למועד אישור הדוחות הכספיים, אין כל ודאות כי יתקבלו כל האישורים הדרושים על מנת שהשותפות תוכל לפעול בתחום האנרגיה המתחדשת ולכן אין כל ודאות באשר לקיום התנאים המתלים בהסכמים הנ"ל ו/או באשר לאיתור פרויקטים מתאימים ו/או כינון שיתופי פעולה אסטרטגיים בתחום הפעילות. יתר על כן, למועד אישור הדוחות הכספיים, אין מידע בכל הנוגע להשפעת חתימת ההסכמים לעיל על פעילות השותפות. כמו כן, אין מידע בדבר השפעת הכניסה לתחום הפעילות על תוצאות השותפות (ככל שתהא).



תוצאות הפעילות

2. את שנת 2021 מסכמת השותפות עם התוצאות הבאות:

- הכנסות השותפות הסתכמו לסך של כ- 86.4 מיליון דולר, לעומת הכנסות של כ- 42.9 מיליון דולר בשנת 2020.
- EBITDA של השותפות הסתכמה לסך של כ- 55 מיליון דולר, לעומת EBITDA של כ- 13.8 מיליון דולר בשנת 2020.
- הרווח נקי המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות של השותפות הסתכם לסך של כ- 3.9 מיליון דולר לעומת הפסד של כ- 15.9 מיליון דולר בשנת 2020.

נתוני הפקה

המחיר הממוצע (לפני התאמות) של חבית נפט WTI בשנת 2021 הינו 67.91 דולר לעומת מחיר ממוצע של 39.40 דולר בשנת 2020.

פרויקט בקסקין - במהלך שנת 2021 חלק השותפות (7.5%) בהפקה היה כ- 881 אלפי חביות נפט לעומת כ- 662 אלפי חביות נפט בשנת 2020, עלייה של כ-33%.

במהלך שנת 2021 קצב ההפקה היומי הממוצע (100%) היה כ- 39 אלפי חביות נפט, למעט השבתה מניעתית של ההפקה לתקופה של כשלושה שבועות בין החודשים אוגוסט וספטמבר 2021, בעקבות ההוריקן איידה וזאת בהתאם לפרוטוקול בטיחות של מפרץ מקסיקו, השבתה יזומה של כחודש לצורך ביצוע עבודות תחזוקה תקופתיות מתוכננות בפלטפורמת ההפקה ולאור תחילת קידוח הפיתוח השלישי.

במהלך הרבעון הראשון של שנת 2022 ועד סמוך למועד אישור הדוחות הכספיים, לא היו השבתות יזומות וקצב ההפקה היומי הממוצע (100%) הינו כ- 38 אלפי חביות נפט. המחיר הממוצע של חבית נפט בתקופה האמורה הינו כ- 92 דולר.

נכסים יבשתיים - במהלך שנת 2021 חלק השותפות בהפקה היה כ- 781 אלפי חביות נפט לעומת כ- 556 אלפי חביות נפט בשנת 2020, עלייה של כ-40%. הקידוחים האופקיים בשדות דנברי, אשר רובם הושלמו במהלך שנת 2021, תרמו לגידול של כ- 174 אלפי חביות נפט.

ברבעון הראשון של שנת 2022 ועד למועד אישור הדוחות הכספיים, ההפקה משדות דנברי ונציס התנהלה כסדרה עם ממוצע הפקה יומי בהיקף של כ- 3,300 חביות (100%) וכ- 350 חביות (100%), בהתאמה. המחיר הממוצע של חבית נפט בתקופה האמורה הינו כ- 92 דולר.

תוצאות הפעילות | המשך

ניתוח דוחות רווח והפסד

לשנה שהסתיימה
ביום 31 בדצמבר

הערות	2020	2021	אלפי דולר
(1)	42,919	86,356	הכנסות ממכירת נפט וגז, נטו מתמלוגים
(2)	(21,323)	(26,676)	עלות הפקת נפט וגז
	(8,536)	(10,830)	הוצאות פחת ואזילה
	13,060	48,850	רווח גולמי
	(1,470)	(1,003)	הוצאות חיפושי נפט וגז וקידום פרויקטים
	-	(355)	גריעת נכסי חיפוש והערכה
(3)	(6,778)	(10,777)	הוצאות הנהלה וכלליות
(4)	-	5,836	הכנסות אחרות
	4,812	42,551	רווח תפעולי
(5)	(22,076)	(29,623)	הוצאות מימון, נטו
(6)	427	1,313	ביטול ירידת ערך נכסים פיננסיים
	(16,837)	14,241	רווח (הפסד) לפני מסים על הכנסה
(7)	925	(7,086)	הטבת מס (מסים על הכנסה)
	(15,912)	7,155	רווח נקי (הפסד)
	(1,085)	(3,759)	סה"כ הפסד כולל אחר
	(16,997)	3,396	סה"כ רווח (הפסד) כולל
			רווח נקי (הפסד) מיוחס ל:
	(15,912)	3,921	בעלי יחידות השתתפות של השותפות
	-	3,234	זכויות שאינן מקנות שליטה
	(15,912)	7,155	
			סה"כ רווח (הפסד) כולל מיוחס ל:
	(16,997)	162	בעלי יחידות השתתפות של השותפות
	-	3,234	זכויות שאינן מקנות שליטה
	(16,997)	3,396	

(*) בדבר תמצית נתונים על הרווח הכולל לפי רבעונים, ראו פרק ד', פרטים נוספים על השותפות.

הסבר לשינויים העיקריים לעומת התקופה המקבילה אשתקד:

1. הכנסות ממכירת נפט וגז, נטו מתמלוגים

בתקופת הדוח גדלו ההכנסות בשיעור של 101% לעומת התקופה המקבילה אשתקד לאור שתי הסיבות העיקריות הבאות:

- קצב ההפקה בפרויקט בקסקין גדל במהלך תקופת הדוח לעומת התקופה המקבילה אשתקד בשיעור של כ- 33% הן בשל גידול ביכולות ההפקה בפרויקט והן לאור העובדה שבתקופה המקבילה אשתקד, עם פרוץ משבר הקורונה, הוחלט באופן יזום על צמצום קצב ההפקה. בנוסף, חל גידול של כ- 40% בהיקף ההפקה של הנכסים היבשתיים הנובע הן מכך שבסוף שנת 2020 החלה ההפקה מהקידוחים האופקיים שבוצעו בהתאם לתוכנית הפיתוח (ראו באור 12ד' לדוחות הכספיים), והן מכך שהשותפות השלימה את רכישת נכסי דנברי בסוף הרבעון הראשון של שנת 2020. קצב ההפקה בבקסקין גדל במהלך הרבעון הרביעי של שנת 2021 לעומת התקופה המקבילה אשתקד בשיעור של כ- 24%, וזאת על אף השבתה יזומה במהלך חודש נובמבר 2021 לצורך ביצוע עבודות תחזוקה תקופתיות. בנוסף, חל גידול של כ- 64% בהיקף ההפקה של הנכסים היבשתיים לעומת התקופה המקבילה אשתקד לאור תחילת ההפקה מהקידוחים האופקיים בסוף התקופה המקבילה אשתקד.
- מחירי הנפט בתקופת הדוח וברבעון הרביעי של שנת 2021 עלו בכ- 72% ו- 81%, בהתאמה, לעומת התקופות המקבילות אשתקד. מנגד, בשל העלייה במחירי הנפט בתקופת הדוח וברבעון הרביעי של שנת 2021, הכירה השותפות בהפסד הנובע מעסקאות גידור על מחירי הנפט בסך של כ- 4.1 מיליון דולר ושל כ- 0.2 מיליון דולר, בהתאמה, וזאת לעומת רווח של כ- 7.1 מיליון דולר וכ- 0.8 מיליון דולר בתקופות המקבילות אשתקד.

2. עלות הפקת נפט וגז

הגידול בעלות ההפקה לעומת התקופה המקבילה אשתקד נבע בעיקר מכך שהשותפות השלימה את רכישת נכסי דנברי בסוף הרבעון הראשון של שנת 2020. כמו כן, חל גידול בתקופת הדוח וברבעון הרביעי של שנת 2021 עקב העלייה בקצב ההפקה בפרויקטים, כאמור לעיל.

3. הוצאות הנהלה וכלליות

עיקר הגידול בתקופת הדוח נובע מגידול בהיקף הפעילות של הקבוצה בארה"ב. בנוסף, בתקופה המקבילה אשתקד, נרשם קיטון בהוצאות תשלום מבוסס מניות בשל היפוך הפרשה בגין הענקות לעובדים אשר הסתיימה העסקתם טרם הבשלת התנאים. בנוסף, בתקופת הדוח נכללה הוצאה חד פעמית בסך של כ- 1.2 מיליון דולר בגין שומות מע"מ שנסגרו לשנים קודמות.

4. הכנסות אחרות

במהלך תקופת הדוח מכרה חברת בת של השותפות 4.1% מזכויותיה בפרויקט שנדואה. הרווח שנבע לשותפות כתוצאה מהמימוש נאמד בכ- 3.3 מיליון דולר (ראו באור 12א' לדוחות הכספיים). בנוסף, השותפות הייתה זכאית לפיצוי מחברת החשמל המקומית בסך של כ- 2.5 מיליון דולר בעקבות תקלה באספקת החשמל לשדה נצ'ס, עקב תנאי מזג אוויר קשים, אשר גרמה להפסקת ההפקה בשדה למשך מספר ימים במהלך תקופת הדוח. לפרטים נוספים, ראו באור 15ד' לדוחות הכספיים.

תוצאות הפעילות | המשך

5. הוצאות מימון, נטו

הגידול בהוצאות המימון, נטו לעומת התקופה המקבילה אשתקד נובע בעיקר מהסיבות הבאות:

- בתקופת הדוח הכירה השותפות בהוצאות בגין הפרשי שער בסך של כ- 0.7 מיליון דולר לעומת הכנסות בגין הפרשי שער בסך של כ- 2.5 מיליון דולר בתקופה המקבילה אשתקד.
- הוצאות מימון גדלו בסך של כ- 3.1 מיליון דולר לעומת התקופה המקבילה אשתקד עקב שערון עסקאות גידור על מחירי הנפט אשר אינן עומדות בתנאים לגידור חשבונאי ונמדדות בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.
- בתקופת הדוח השותפות חתמה על מספר כתבי התחייבות מול גופים פיננסיים, לפיו הגופים פיננסיים העמידו התחייבות בלתי חוזרת, במטרה לאפשר את הגדלת סכום ההלוואה שנקבע בהסכם המימון הפרויקטלי. בתקופת הדוח בוטלו חלק מכתבי ההתחייבות ולאור זאת הכירה השותפות בהוצאות מימון בסך של כ- 6 מיליון דולר בגין כתבי התחייבויות (ראו באור 12 ג' לדוחות הכספיים). לעומת זאת, בתקופה המקבילה אשתקד הכירה השותפות ברכיב פיצוי בגין פידיון מוקדם בסך של כ- 5.5 מיליון דולר בעקבות פידיון מוקדם של אגרות חוב (סדרה א') של השותפות ואגרות חוב בקסקין מימון (סדרה א'), ראו באור 11(4) לדוחות הכספיים.
- חל גידול של כ- 1 מיליון דולר בהוצאות המימון שנרשמו בגין הלוואות לזמן ארוך. זאת בעקבות משיכות בסך של כ- 19 מיליון דולר נוספות מהלוואה שהתקבלה מתאגיד בנקאי ומוסד פיננסי במהלך תקופת הדוח, וכן מהתקשרות השותפות בהסכם הלוואה נוסף מול תאגיד בנקאי בסך של כ- 50 מיליון דולר ברבעון השלישי של שנת 2021 (ראו באור 8 לדוחות הכספיים).
- לאור הנפקות אגרות החוב שהשלימה השותפות בחציון השני של שנת 2021 (הרחבת סדרה ב', והנפקה של סדרה ג' וסדרה ד') גדלו עלויות המימון, נטו בכ- 1.7 מיליון דולר ומנגד חל גידול של כ- 2.1 מיליון דולר בהיוון עלויות אשראי. בהקשר זה יצוין כי, הגידול בעלויות המימון לעיל כולל, בין היתר, השפעה שלילית של הפרשי השער בגין יתרת אגרות החוב השיקליות (סדרה ב' וסדרה ג') אשר הסתכמו בכ- 6 מיליון דולר.

6. ביטול ירידת ערך נכסים פיננסיים

השותפות ביטלה הפרשה להפסדי אשראי בגין ההלוואה שניתנה לבקסטון לאור פרעון ההלוואה בחודש יולי 2021 (ראו באור 11(4) לדוחות הכספיים).

7. הטבת מס (מסים על ההכנסה)

הוצאות המסים בשנת הדוח נבעו מעדכון המסים הנדחים בגין הפעילות בארה"ב.

מצב כספי, נזילות ומקורות מימון

א. מצב כספי

אלפי דולר	31/12/2021	31/12/2020	הסבר לשינויים העיקריים בסעיף
סך נכסים שוטפים	63,749	287,399	עיקר הקיטון נובע מפירעון הלוואה בסך של כ- 158.4 מיליון דולר, שניתנה לבקסטון על-ידי חברה בת של השותפות, בחודש יולי 2021 (ראו באור 4)11 (לדוחות הכספיים). בנוסף, חל קיטון ביתרת המזומנים בסך של כ- 61.3 מיליון דולר לאור השקעה בנכסי נפט וגז, בעיקר בפרויקט שנדואה (ראו באור ד' לדוחות הכספיים).
השקעות בנכסי נפט וגז, נטו	251,239	143,806	הגידול נובע בעיקר מהמשך עבודות הפיתוח של פרויקט שנדואה בסך של כ- 80 מיליון דולר, נכסי דנברי בסך של כ- 32 מיליון דולר והקידוח השלישי בפרויקט בקסקין בסך של כ- 7 מיליון דולר (ראו באור ד' לדוחות הכספיים).
סכומים מוגבלים	406,568	400	במהלך תקופת הדוח הפקידה השותפות בחשבון ייעודי לטובת מפעילת פרויקט שנדואה את סך חלקה בהון הנדרש לפיתוח הפרויקט בסך של כ- 371 מיליון דולר. בהמשך בוצעו מחשבון זה משיכות של כ- 79 מיליון דולר לטובת פיתוח הפרויקט ותשלום עלויות נדחות למימון הפרויקט (ראו באור 12א' לדוחות הכספיים). כמו כן, הפקידה השותפות בחשבון הייעודי סך של כ- 100 מיליון דולר שהתקבלו מהשלמת הנפקת אגרות חוב (סדרה ג'), ראו באור 3)8 (לדוחות הכספיים). בנוסף, במסגרת הלוואה שהתקבלה מתאגיד בנקאי הפקידה השותפות סך של כ- 12.8 מיליון דולר לטובת חשבון רזרבת ריבית וסכום פירעון מיינימלי (ראו באור 1)8 (לדוחות הכספיים).
עלויות נדחות	31,661	-	במהלך תקופת הדוח חתמה השותפות על הסכם מימון פרויקטלי לפיתוח פרויקט שנדואה אשר בגינו התהוו עלויות נדחות בסך של כ- 31.6 מיליון דולר (ראו באור 3)8 (לדוחות הכספיים).
נכסים לא שוטפים אחרים	1,310	9,182	עיקר הקיטון במהלך תקופת נובע מעדכון המסים הנדחים בגין הפעילות בארה"ב.
סך נכסים	754,527	440,787	
סך התחייבויות שוטפות	34,304	188,692	הקיטון נובע מפירעון של אגרות חוב בקסקין מימון (סדרה ב') בחודש יולי 2021 (ראו באור 4)11 (לדוחות הכספיים).
סך התחייבויות לא שוטפות	434,902	166,650	במהלך תקופת הדוח השלימה השותפות הנפקה של אגרות חוב (הרחבת סדרה ב', סדרה ג' וסדרה ד') בתמורה לסך של כ- 210.8 מיליון דולר (לפני הוצאות הנפקה), לפרטים נוספים ראו באור 11 לדוחות הכספיים. בנוסף, במהלך תקופת הדוח ביצעה השותפות משיכות נוספות של כ- 19 מיליון דולר מתוך מסגרת המימון שהתקבלה מתאגיד בנקאי ומוסד פיננסי עבור תוכנית הפיתוח של נכסי דנברי (ראו באור 2)8 (לדוחות הכספיים). כמו כן, התקשרה השותפות בהסכם הלוואה נוסף מול תאגיד בנקאי בסך של כ- 50 מיליון דולר (ראו באור 1)8 (לדוחות הכספיים).
הון המיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות	237,849	85,445	במהלך תקופת הדוח השלימה השותפות הנפקה של יחידות השתתפות בתמורה לסך של כ- 151.5 מיליון דולר (לפני הוצאות הנפקה), לפרטים נוספים ראו באור 13ב' לדוחות הכספיים.
זכויות שאינן מקנות שליטה	47,472	-	במהלך תקופת הדוח הונפקו מניות בכורה בחברה בת של השותפות לגוף מוסדי ישראלי בהיקף של כ- 45 מיליון דולר, אשר צוברות דיבידנד בכורה בשיעור של 19% לשנה (ראו באור 12ב' לדוחות הכספיים).
סך התחייבויות והון	754,527	440,787	

ב. מקורות מימון

- למועד אישור הדוחות הכספיים, לשותפות יתרות נזילות שהן בקירוב היתרות שהיו לשותפות לתאריך הדוח. בנוסף לסכומים אלו לשותפות יתרות בסך של כ- 276.5 מיליון דולר בחשבון הנאמנות לפיתוח פרויקט שנדואה וכן יתרות בסך של כ- 103 מיליון דולר בנאוויטס שנחי מימון אשר הצטרפה כמלווה למימון הפרויקטלי של שנדואה.
 - ביום 5 באוגוסט, 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 167,000,000 אגרות חוב (סדרה ב') בדרך של הרחבת סדרה. התמורה המיידית ברוטו שנתקבלה בידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור הסתכמה לסך של 180,527 אלפי ש"ח. לפרטים אודות תוצאות ההנפקה ראו דיווח השותפות מיום 6 באוגוסט, 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-062317), אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.
 - בהמשך לאישור אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות מיום 20 ביוני, 2021¹², ביום 5 באוגוסט, 2021 השלימה השותפות הנפקה של 30,000,000 יחידות השתתפות של השותפות בדרך של הצעה לא אחידה למשקיעים מוסדיים¹³, בהתאם להוראות תקנה 11(א) לתקנות ההצעה, בתמורה לסך כולל (ברוטו) של 450,000 אלפי ש"ח. לפרטים אודות תוצאות ההנפקה ראו דיווח השותפות מיום 6 באוגוסט, 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-062314), אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.
 - ביום 8 באוגוסט, 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 2,538,200 יחידות השתתפות של השותפות בדרך של הצעה אחידה במכרז ציבורי, בתמורה לסך כולל (ברוטו) של 38,073 אלפי ש"ח. לפרטים אודות תוצאות ההנפקה ראו דיווח השותפות מיום 8 באוגוסט, 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-062812), אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.
 - ביום 8 בנובמבר, 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 330,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ג'). התמורה המיידית ברוטו שנתקבלה בידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור הסתכמה לסך של 330,000 אלפי ש"ח.
- מלוא תמורת ההנפקה של אגרות החוב (סדרה ג') נטו יועדה לצורך העמדת הלוואות בעלים על ידי השותפות לחברת הבת, נאוויטס שנחי מימון, המשמשת אותה להצטרפות לקונסורציום המלווים כמלווה נוספת בהסכם המימון הפרויקטלי לפרויקט שנדואה, כך שהחברה הייעודית מעמידה כספים אלו כהלוואה ל-ShenHai, LLC. לפרטים נוספים אודות ייעוד תמורת ההנפקה ראו המידע וההפניות המופיעים בנספח ב' "פרטים בדבר תעודות ההתחייבות של התאגיד" בדוח המצורף לדוח דירקטוריון זה.

¹² ראו דוח זימון אסיפה כללית מיוחדת מיום 13 במאי, 2021 וכן דוח תוצאות האסיפה מיום 20 ביוני, 2021 (אסמכתאות מספר: 2021-01-026452 ו-2021-01-041158, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

¹³ משקיעים מוסדיים כהגדרתם בתקנות ניירות ערך (אופן הצעת ניירות ערך לציבור), התשס"ז-2007 (לעיל ולהלן: "משקיעים מוסדיים" ו-"תקנות ההצעה", בהתאמה).

מצב כספי, נזילות ומקורות מימון | המשך

לפרטים נוספים אודות תוצאות ההנפקה ראו דיווח השותפות מיום 9 בנובמבר, 2021 (אסמכתא מספר : 2021-01-095548), אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

- ביום 9 בנובמבר, 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 155,000,000 ש"ח ע.נ. אגרות חוב להמרה (סדרה ד'). התמורה המיידית ברוטו שנתקבלה בידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור הסתכמה לסך של 152,830 אלפי ש"ח. לפרטים אודות תוצאות ההנפקה ראו דיווח השותפות מיום 10 בנובמבר, 2021 (אסמכתא מספר : 2021-01-165000), אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

- ביום 12 באוגוסט, 2021 נחתם הסכם השקעה בין נאויטס ארה"ב לבין גוף מוסדי ישראלי להשקעה בנאויטס ארה"ב בהיקף כולל של 45 מיליון דולר בתמורה להקצאת מניות בכורה בנאויטס ארה"ב. במועד חתימת ההסכם, הגוף המוסדי העביר לנאויטס ארה"ב סך של כ- 30 מיליון דולר, כנגד הקצאה של 200 מניות בכורה בנאויטס ארה"ב. ביום 16 בנובמבר, 2021 התקיים מועד ההשלמה השני של הסכם ההשקעה, והגוף המוסדי העביר לנאויטס ארה"ב את יתרת ההשקעה בסך 15 מיליון דולר, כנגד הקצאת 100 מניות בכורה נוספות בנאויטס ארה"ב. לפרטים אודות תנאי הסכם ההשקעה והשלמתו ראו דיווחים מיידיים של השותפות מתאריכים 15 באוגוסט, 2021 ו-17 בנובמבר, 2021 (אסמכתאות מספר : 2021-01-065119 ו-2021-01-098416, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

- ביום 19 בספטמבר, 2021 התקשרה השותפות בהסכם מימון (Corporate Facility) עם תאגיד בנקאי בינלאומי להעמדת הלוואה לשותפות בהיקף של כ-50 מיליון דולר. סגירת הסכם המימון הושלמה מיד לאחר חתימתו. לפרטים נוספים אודות הסכם זה, ראו דיווח מידי של השותפות מיום 22 בספטמבר, 2021 (אסמכתא מספר : 2021-01-147987), אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

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 שעומדים מתקשרת השותפות:

שער הדולר	31 בדצמבר	שיעור השינוי ביחס לתקופה קודמת
2021	3.110	(3.27%)
2020	3.215	(6.97%)
2019	3.456	(7.79%)

שער הדולר בסמוך למועד אישור הדוחות הכספיים הינו 3.263. לפרטים נוספים, ראו באור 19(ה) לדוחות הכספיים.

ב. **סיכון מחיר**- השותפות, באמצעות חברות מוחזקות, התקשרה בעסקאות לגידור מחירי נפט. להלן פירוט בדבר העסקאות הפתוחות בסמוך למועד אישור הדוחות הכספיים:

נכס הנפט בקסקין

אסטרטגיית גידור	תקופת הגידור	היקף (אלפי חביות)	מחיר ממוצע (דולר לחבית)
PUT	אפריל - דצמבר 2022	300	60
PUT	ינואר - מאי 2023	175	60

נכסים יבשתיים

אסטרטגיית גידור	תקופת הגידור	היקף (אלפי חביות)	מחיר ממוצע (דולר לחבית)	CALL	PUT
COLLAR	רבעון 2-רבעון 4, 2022	192	45	55	
COLLAR	רבעון 1, 2023	60	55	70	
COLLAR	רבעון 2, 2023	60	55	80	
COLLAR	רבעון 3, 2023	59	55	80	
COLLAR	רבעון 4, 2023	57	55	85	

ג. חוב פיננסי, נטו של השותפות וחברות מאוחדות ליום 31 בדצמבר, 2021

התחייבויות	אלפי דולר
אגרות חוב (סדרה ב')	(188,746)
אגרות חוב (סדרה ג')	(106,903)
אגרות חוב (סדרה ד')	(49,952)
הלוואה למימון עסקת דנברי	(54,856)
הלוואה מתאגיד בנקאי	(50,000)
נזורים פיננסיים, נטו	(5,380)
התחייבויות פיננסיות אחרות, נטו	(8,236)
סה"כ התחייבויות	(464,073)
נכסים	
מזומנים ושווי מזומנים	38,624
פקדונות לזמן קצר	14,970
פקדונות מוגבלים לטובת פיתוח שנדואה (*)	292,055
השתתפות במימון פרויקט שנדואה (**)	99,560
מזומנים מוגבלים	13,719
סה"כ נכסים	458,928
חוב פיננסי, נטו	(5,145)

(*) לפרטים נוספים ראו באור 12א' לדוחות הכספיים.

(**) לפרטים נוספים ראו באור 8(3) לדוחות הכספיים.

ד. גילוי החלטת הדירקטוריון - תקנה 10(ב)(14)

לשותפות (בדוחות הכספיים הנפרדים בלבד) תזרים מזומנים שלילי מתמשך מפעילות שוטפת. הדירקטוריון בחן את קיומם של סימני אזהרה בשותפות, כהגדרתם בתקנה 10(ב)(14) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970. לאחר בחינה זו ולאחר בחינת תזרימי המזומנים החזויים של השותפות לשנתיים הקרובות, הדירקטוריון קבע כי אין בכך כדי להצביע על בעיית נזילות בשותפות, וזאת בהתחשב, בין היתר, בכך שליום 31 בדצמבר 2021 יתרת מזומנים של השותפות בתוספת תקבולים ממכירות גז ונפט של הפרויקטים המפיקים הינה בהיקף המכסה את פרעון התחייבויותיה ואת מימון פעילותה השוטפת של השותפות וחברות המוחזקות על ידה.

3. היבטי ממשל תאגידי

3.1. מדיניות התאגיד בנושא תרומות

לשותפות אין מדיניות חלוקת תרומות. בשנת 2021 תרמה השותפות סך של 40 אלפי ש"ח (כ- 12.3 אלפי דולר).

3.2. 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 שלושה דירקטורים בעלי מיומנות חשבונאית ופיננסית, הגב' טלי ירון-אלדר, מר חנן וולף ומר עמית קורנהאוזר. לפרטים בדבר השכלתם וניסיונם הרלוונטי של הדירקטורים הנ"ל ראה תקנה 26 לפרק ד' לדוח תקופתי זה.

3.3. דירקטורים בלתי תלויים

השותפות לא אימצה בהסכם השותפות הוראה בדבר שיעור הדירקטורים הבלתי תלויים כהגדרתם בחוק החברות, התשנ"ט - 1999. למועד זה מכהן בדירקטוריון השותף הכללי דירקטור בלתי תלוי אחד, עקיבא משה אבנר אזולאי. לפרטים בדבר הדירקטור הבלתי תלוי המכהן בדירקטוריון השותף הכללי ראה תקנה 26 לפרק ד' לדוח התקופתי.

3.4. גילוי בדבר המבקר הפנימי בתאגיד

3.4.1. 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, התשנ"ט-1999 (להלן: "חוק החברות").
- 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.
- המבקר הפנימי מכהן כמבקר גם בנאווטס בקסקין מימון בע"מ, חברת אג"ח בבעלותה המלאה של השותפות.

3.4.2 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.

3.4.3 זהות הממונה הארגוני על המבקר הפנימי

הממונה הארגוני על המבקר הפנימי הינו מנכ"ל השותף הכללי.

3.4.4 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. התכנית השנתית אושרה על-ידי ועדת הביקורת.
- תכנית העבודה מותירה בידי המבקר הפנימי שיקול דעת לסטות ממנה, בכפוף לאישורה הפורמאלי של ועדת הביקורת.
- לאחר קיום דיונים עם הנהלת השותפות, ממליץ מבקר הפנים אחת לשנה בפני ועדת הביקורת על נושאים אפשריים לביקורת פנימית, אשר עתידים לתרום לתהליכים הפנימיים בשותפות ולסייע להנהלה לשפר את הבקרה הפנימית. ועדת הביקורת בוחנת את המלצות מבקר הפנים ולאחר מכן מחליטה על אישור התכנית, תוך קביעת היקף התקציב המיועד לכל נושא מבוקר. דוחות הביקורת מוגשים בכתב ליו"ר ועדת הביקורת, ליו"ר הדירקטוריון ולמנכ"ל השותפות.

- בין השיקולים המנחים את המבקר הפנימי בבניית תכנית העבודה נמנים: (א) צורכי השותפות (ב) משמעות ניהולית תפעולית או כלכלית של נושאי הביקורת ו- (ג) הסתברות לגבי קיומם של ליקויים או פערים ניהוליים.
- תכנית העבודה אינה כוללת ביקורת של תאגידים מוחזקים על ידי השותפות.
- מבקר הפנים נכלל בזימונים הנשלחים לחברי ועדת הביקורת לרבות חומרי רקע לישיבות ועדת הביקורת, ועדת התיגמול ודירקטוריון השותפות במסגרתן נבחנות, מסווגות ומאושרות עסקאות לפי סעיף 270 לחוק החברות, כמו כן, מבקר הפנים מקבל פרוטוקולים של ישיבות דירקטוריון השותף הכללי וועדותיו, על פי דרישתו.

3.4.5 היקף העסקה

בשנת 2021 השקיע המבקר הפנימי כ-150 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.

3.4.6 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.

3.4.7 גישה למידע

למבקר הפנימי הומצאו מסמכים ומידע כאמור בסעיף 9 לחוק הביקורת הפנימית.

3.4.8 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.

3.4.9 להלן פירוט מועדי ההגשה של ממצאי המבקר ומועדי הדיון בוועדת הביקורת בתקופת הדיווח:

נושא הדוח	תאריך הגשה	תאריך דיון
מעילות והונאות	14.3.2021	17.3.2021
התמודדות עם משברים	11.3.2021	17.3.2021
יישום המלצות הביקורת	2.3.2022	14.3.2022
מערכות מידע	20.2.2022	14.3.2022

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.

3.4.10 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 2021 הינם סבירים בנסיבות העניין ויש בהם כדי להגשים את מטרות הביקורת הפנימית בשותפות.

3.4.11 תגמול

בשנת 2021 הסתכמה העסקת המבקר הפנימי וצוותו לסך של כ-30 אלפי ש"ח. להערכת דירקטוריון השותף הכללי, התגמול סביר ואין בו בכדי להשפיע או לפגוע בהפעלת שיקול דעתו המקצועי של המבקר הפנימי.

3.5 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, שירותים הקשורים לביקורת ושירותי מס	שירותים אחרים*
		אלפי ש"ח	
2021	נאוויטס פטרוליום ש.מ.	1,080	241
	נאוויטס בקסקין מימון בע"מ	80	-
2020	נאוויטס פטרוליום ש.מ.	447	386
	נאוויטס בקסקין מימון בע"מ	200	-

* הכוללים בעיקר שירותי ייעוץ מס.

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.

3.6. אחריות תאגידית בשותפות ("ESG")

השותפות פועלת בסיוע יועצים חיצוניים המתמחים בתחום, לגיבוש דוח ESG אשר יתבסס, בין היתר על עבודת השוואה ביחס לדוחות של חברות דומות בתחום הפעילות, ניסוח מדיניות כללית בנוגע לשינוי האקלים, איסוף נתונים מהשותפים בפרויקטים השונים של השותפות בכל הנוגע למדדי בטיחות, צריכות אנרגיה ומים, גזי חממה ופליטות נוספות לסביבה, פסולות ושפכים. הדוח צפוי להתייחס בין היתר להעסקה הוגנת ומגוונת, מעורבות קהילתית והיבטי ממשל תאגידי.

במסגרת העבודה על דוח ה- ESG אימצה השותפות מדיניות אקלים וקוד אתי המציג את העקרונות וכללי ההתנהגות הראויים לצורך הכוונת פעולותיהם של כלל המנהלים והעובדים בשותפות ובחברות הבת, וזאת בהתאם לערכי היסוד על פיהם פועלת השותפות.

אומדנים חשבונאיים קריטיים

לפרטים אודות אומדנים חשבונאיים קריטיים ראה באור 3 לדוחות הכספיים.

אירועים לאחר תקופת הדוח

לפרטים אודות אירועים לאחר תקופת הדוח ראה דוחות 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

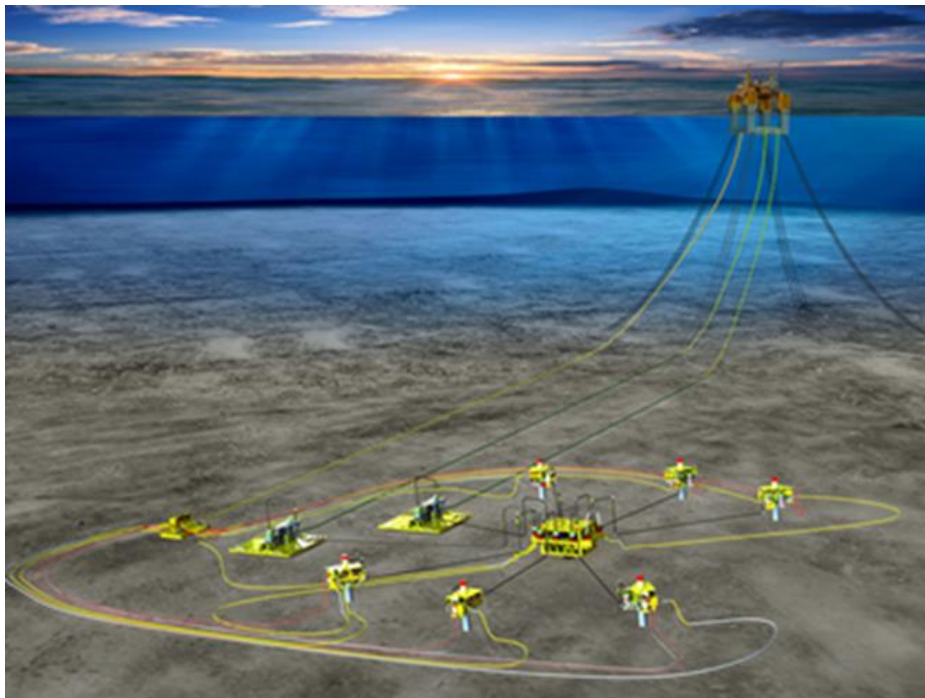
בשם: נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת

תאריך:
17 במרץ, 2022

נספח א' לדוח הדירקטוריון עדכון בדבר התקדמות פיתוח פרויקט שננדואה

פרויקט שננדואה הוא פרויקט פיתוח גדול במימיו העמוקים של מפרץ מקסיקו, ארה"ב. מאגר הנפט מכיל כ-388 מיליון חביות נפט (BOE) לפי אומדן בקטגוריה 2P. הפיתוח הראשוני כולל קידוח ארבע בארות תת-ימיות המחוברות לאסדת הפקה צפה יעודית (FPS). הנפט והגז יטופלו בפלטפורמת ההפקה, ולאחר מכן יוזרמו אל השווקים בחוף מפרץ מקסיקו, ארה"ב דרך צנרות ייצוא חדשים של נפט וגז שיבנו במסגרת הפרויקט ויחוברו לצנרת הולכה ימית קיימת. ההדמיה מטה מציגה את מערך ההפקה המתוכנן לרבות ארבעת הבארות הראשונות ותוספת עתידית של שתי בארות נוספות שיכולות להתחבר לסעפת הראשית.

פיתוח פרויקט שננדואה אושר על ידי כל השותפים באוגוסט 2021 במקביל לסגירת המימון של הפרויקט. מפעילת הפרויקט מקדמת את הפיתוח בהתאם ללוח הזמנים המתוכנן עם צפי לתחילת ההפקה בסוף שנת 2024. ממועד קבלת החלטת ההשקעה הסופית (FID) עד סוף חודש פברואר 2022, הסתכמו הוצאות הפרויקט בפועל לכ- 8% מסך התקציב עד לתחילת ההפקה, וזאת בהתאם לפרופיל ההוצאות המתוכנן.



אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - המידע המפורט בנספח זה בקשר לפיתוח פרויקט שננדואה, לרבות בקשר למועדים הכלולים בו, לרבות מועד תחילת ההפקה, ומועד תחילת קידוח הבאר הראשונה מהווים מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך. מידע צופה פני עתיד זה עשוי שלא להתממש, כולו או חלקו, או להתממש באופן שונה מהותית מהצפוי וזאת עקב שינויים ו/או עיכובים במגוון גורמים, לרבות התפתחויות בסביבה הכלכלית ובתנאי השוק בכלל ובסקטור הנפט בפרט ו/או התפתחויות הקשורות בפרויקט שננדואה ו/או בשותפות ו/או בחברות הבנות של השותפות ו/או בעקבות גורמים שונים שאינם בשליטת השותפות ו/או בעקבות גורמים שונים שלא ניתן להעריכם מראש. הערכות אלה מתבססות, בין היתר, על מידע הידוע להנהלת השותפות במועד אישור הדוחות הכספיים. ההערכות לעיל מבוססות על מידע והערכות שהתקבלו מאת המפעילה, אשר לגביהם לא קיימת כל וודאות. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקט שננדואה.

נספח א' לדוח הדירקטוריון (המשך) עדכון בדבר התקדמות פיתוח פרויקט שננדואה

להלן עדכון לגבי ההתקדמות בכל אחד ממרכיבי הפיתוח של הפרויקט:

בארות ההפקה

- מפעילת הפרויקט התקשרה עם Transocean בהסכם לקדיחה והשלמה של בארות ההפקה. במסגרת ההסכם ייעשה שימוש באוניית קידוח חדשה בשם Transocean Deepwater Atlas. האונייה נבנית בסינגפור במספנת Sembcorp Jurong ואמורה להימסר ל-Transocean בברבעון השני של שנת 2022. עם הגעת אוניית הקידוח למפרץ מקסיקו, המפעילה תתקין ציוד נוסף לפני תחילת קידוח הבאר הראשונה, הצפוי להתחיל ברבעון הרביעי של שנת 2022.
- המפעילה החלה בתהליך הרכש של רכיבי הבאר שימשו לקידוח והשלמה של ארבע בארות שננדואה על מנת שיהיו מוכנות למועד הקידוח הראשון הצפוי ברבעון הרביעי של שנת 2022. רכיבים אלה כוללים את מערכות ראש הבאר, צנרת הדיפון, ומתלי הדיפון הנדרשים בתהליך הקידוח. בנוסף הוזמנו פריטים נוספים בעלי זמן אספקה ארוך הדרושים לשם השלמת הבארות במועד וכן שסתום בקרת בטיחות תת-קרקעי, מבודדי לחץ הידועים כ-packers, ורכיבים רבים נוספים.
- בתקופה שחלפה ממועד ה-FID השלימה המפעילה את רוב התכנון ההנדסי של הבארות. המיקומים והתוואים של הבארות נקבעו, ותכנון עבודות הקידוח וההשלמה נמצא בשלבים מתקדמים.



התקנת BOP באוניית הקידוח

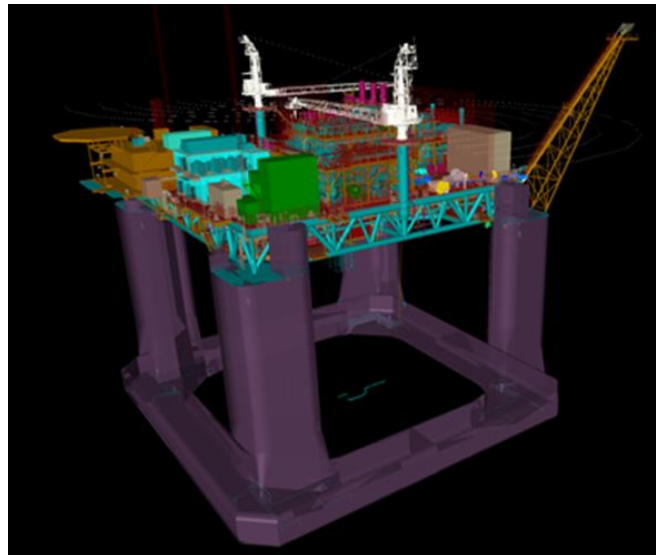


Transocean Atlas במספנה

נספח א' לדוח הדירקטוריון (המשך) עדכון בדבר התקדמות פיתוח פרויקט שננדואה

מערכות ההפקה

- בחודש אוגוסט 2021 התקשרה המפעילה עם Hyundai Heavy Industries (HHI) בהסכמי ההנדסה, הרכש והבנייה (EPC) של פלטפורמת ההפקה ("FPS"). HHI השלימה את התכנון ההנדסי הראשוני (FEED) והחלה ביישום תכנית הרכש. למועד זה הוזמנו או הוצאו בקשות להזמנת כ- 2/3 מפרטי הצווד המרכזיים שירכיבו את מערכות עיבוד הנפט והגז על הפלטפורמה.
- המפעילה התקשרה בחודש ינואר 2022 עם חברת Subsea7 בהסכם לתכנון הנדסי, רכש, בנייה והתקנה (EPCI), של צווד תת ימי הכולל קווי בקרה והזרקת כימיקלים, מערך צנרת הפקה על גבי קרקעית הים וצינורות אנכיים לפלטפורמה (SURF). Subsea7 היא חברה עתירת ניסיון ששירותיה נשכרו גם כדי לספק את מכלול ה-SURF לפרויקט דומה במפרץ מקסיקו, ארה"ב. ההסכם גם כולל שירותי EPCI של קו יצוא הגז באורך כשישה מייל והתקנת פלטפורמת ההפקה ועגינתה לקרקעית הים. העלויות הכרוכות בהסכם הינן נמוכות מאלו שתוקצבו בתקציב הפיתוח.



איור של אסדת ההפקה הצפה



נספח א' לדוח הדירקטוריון (המשך) עדכון בדבר התקדמות פיתוח פרויקט שננדואה

צנרות הייצוא

- חברת Genesis תספק ותממן את הצנרת החדשה לייצוא הנפט שתחבר את פלטפורמת ההפקה לצנרת הנפט הימית הקיימת. מאז תחילת הפרויקט, ביצעה Genesis סקר ימי לבחינת נתיבים בקרקעית הים כדי לאפשר תכנון מפורט של מתווה הצינורות. Genesis גם החלה בתהליך הרכש עבור הצינורות והציוד הנלווה הדרוש לבניית צנרת הנ"ל.
- חברת Williams תממן את הצנרת החדשה ליצוא הגז שתחבר את פלטפורמת ההפקה לצנרת הגז הימית הקיימת.

אישורים רגולטוריים

- המפעילה הכינה תכנית עבודה רגולטורית מפורטת כדי להגדיר ולאפיין את כל ההיתרים הנדרשים ולוודא שהם יוכנו, יוגשו ויאושרו כנדרש בהתאם ללוח הזמנים לביצוע הפרויקט. הצוות הרגולטורי של המפעילה הגיש בקשות להיתרים הדרושים וקיבל אותם בהתאם לתכנית. הפרויקט גם דורש מילוי התחייבויות בהתאם ל"היתר השעיית ההפקה" ("SOP") המוארך מעת לעת והמאפשר את שימור הרישיון בנכס הנפט. בחודש נובמבר 2021 קיבלה המפעילה את האישור ממשרד הבטיחות והאכיפה הסביבתית (BSEE) להארכת ה-SOP כמבוקש. המפעילה אף עדכנה את BSEE בעמידה באבני הדרך הכלולות ב-SOP לרבות ההתקשרות בהסכמים ביחס ל-FPS ול-SURF.

נספח ב' לדוח הדירקטוריון
פרטים בדבר תעודות התחייבות מהותיות של התאגיד

סדרה	מועד הנפקה (לרבות הרחבות)	ע.נ. מקורי (אלפי ש"ח)	יתרת ע.נ. ליום 31.12.2021 (אלפי ש"ח)	יתרת ע.נ. משוער ליום 31.12.2021 (אלפי ש"ח)	שיעור ריבית נקובה	הצמדה	יתרה בספרים ליום 31.12.2021 (אלפי ש"ח)	ריבית שנצברה בספרים ליום 31.12.2021 (אלפי ש"ח)	מועדי תשלום קרן וריבית	שווי בבורסה ליום 31.12.2021 (אלפי ש"ח)	דירוג (2)	פדיון מוקדם ביזמות השותפות	פרטי נאמן
ב'	11/2020 08/2021	420,000	587,000	587,000	6.50%	-	581,836	-	תשלומי ריבית ביום 30 ביוני של כל אחת מהשנים 2021 ועד 2026, וכן ביום 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2020 ועד 2026. הקרן תשולם ביום 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2024 ו-2025 (25% מהערך הנקוב בכל מועד) וביום 31 בדצמבר 2026 (50% הערך הנקוב).	645,700	ilA-	לפרטים בדבר זכות השותפות לבצע פדיון מוקדם של אגרות החוב, ראו סעיף 6 לשטר הנאמנות כפי שדווח על ידי השותפות ביום 8 בנובמבר, 2020 (אסמכתא מספר: 2020-01-120144), אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.	שטראוס, לור חברה לנאמנות בע"מ (1992)
ג'	11/2021	330,000	330,000	330,000	5.25%	-	325,396	2,468	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).	332,486	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: 2021-01-164094), אשר המידע על פיו מובא בדוח זה בדרך של הפניה.	להלן פרטי איש הקשר אצל הנאמן: עו"ד (רו"ח) אורי לור, טלפון: 03-6237777, פקס: 03-5613824, דואר אלקטרוני: ori@slcpa.co.il, יגאל אלון 94, תל-אביב
ד'	11/2021	155,000	155,000	155,350	5.00%	דולר ארה"ב (שער בסיס 3.103 ליום 08 בנובמבר, 2021)	138,489	-	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.נ. של אגרות החוב ניתנים להמרה ליחידת השתתפות אחת של השותפות (מספר נייר ערך 1141969). בתקופה שחל 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 (מספר נייר ערך 1141969). לפרטים נוספים בגין התאמה עקב חלוקת רווחים ראו סעיף 16.2 לשטר הנאמנות.	153,915	-	-	

נספח ב' לדוח הדירקטוריון (המשך)

פרטים בדבר תעודות התחייבות מהותיות של התאגיד

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 מיידי/מימוש בטוחות.

2. פרטים לגבי דירוג

סדרה	שם החברה המדרגת	הדירוג שנקבע למועד הנפקת הסדרה		הדירוג הקבוע ליום 31/12/2021	דירוגים נוספים שנקבעו בין מועד הנפקת הסדרה לבין מועד הדוח	
		מועד	דירוג		מועד	דירוג
ב'	S&P מעלות	19/10/2020	ilA-, Stable	ilA-, Stable	07/12/2020 02/08/2021	ilA-, Stable ilA-, Stable
ג'	S&P מעלות	21/10/2021	ilA-, Stable	ilA-, Stable	-	-
ד'	-	-	-	-	-	-

נספח ב' לדוח הדירקטוריון (המשך)
התחייבויות השתפות בהתאם לתנאי אגרות החוב

סדרה	אמת מידה פיננסית	יחס פיננסי לתאריך הדוח	סטטוס עמידה במהלך תקופת הדוח ובתאריך אישור הדוחות הכספיים	נכסים משועבדים
ב'	הון כלכלי מזערי לא יפחת מ-800 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	2,504 מיליון דולר	✓	התחייבויות השתפות על-פי שטר הנאמנות מובטחות בשעבוד על זכויות נאויטס בקסקין בנכס הנפט בקסקין צפון, וכן בשעבוד על הזכויות בחשבון הפרויקט (כהגדרתם בשטר הנאמנות). לפרטים ראו נספח הבטוחות המצורף כנספח א' לשטר הנאמנות.
	יחס חוב פיננסי נטו ל CAP -נטו לא יעלה על 75% במשך שני רבעונים רצופים	58.32%		
	הון עצמי של השתפות לפי הדוחות הכספיים, לא יפחת מסך של 60 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	238 מיליון דולר		
	יחס הלוואה לבטוחה, לא יעלה על שיעור של 80% במשך שני רבעונים רצופים	57.60%		
ג'	הון כלכלי מזערי לא יפחת מ-1,100 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	2,504 מיליון דולר	✓	התחייבויות השתפות על-פי שטר הנאמנות מובטחות בבטחונות ובשעבדים הבאים : כתב ערבות מאת החברה הייעודית לטובת הטאמן עבור מחזיקי אגרות החוב להבטחת הקיום המלא והמדויק של מלוא התחייבויות השתפות על פי שטר הנאמנות; שעבוד על פי שטר המחאה של זכויות החברה הייעודית מכוח הסכם המימון הפרויקטלי; שעבוד זכויות השתפות בחשבון הנאמנות; שעבוד זכויות החברה הייעודית בחשבון החזר הלוואה; שעבוד מניות החברה הייעודית (לדוחות הכספיים של החברה הייעודית, ראו נספח ג' לדוח);שעבוד זכויות השתפות בהסכם הלוואת השתפות. 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	58.90%		
	הון עצמי של השתפות לפי הדוחות הכספיים, לא יפחת מסך של 70 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	238 מיליון דולר		
	מגבלת חוב סולו בשותפות- כלל חובות הסולו המוגבלים של השתפות עצמה (כהגדרתו בשטר), לא יעלה על 35% מסך מאזן השתפות על פי הדוחות הכספיים המאוחדים הרבעוניים והשנתיים	0%		
ד'	הון כלכלי מזערי לא יפחת מ-1,100 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	2,504 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	58.90%		
	הון עצמי של השתפות לפי הדוחות הכספיים, לא יפחת מסך של 70 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים	238 מיליון דולר		
	מגבלת חוב סולו בשותפות- כלל חובות הסולו המוגבלים של השתפות עצמה (כהגדרתו בשטר), לא יעלה על 35% מסך מאזן השתפות על פי הדוחות הכספיים המאוחדים הרבעוניים והשנתיים	0%		

נאויטס שנחי מימון בע"מ

דוחות כספיים

ליום 31 בדצמבר, 2021

תוכן העניינים

עמוד

2	דוח רואה החשבון המבקר
3	דוח על המצב הכספי
4	דוח על הרווח הכולל
5	דוח על השינויים בהון
6	דוח על תזרימי המזומנים
7-16	באורים לדוחות הכספיים

דוח רואה החשבון המבקר

לבעלי המניות של נאוויטס שנחי מימון בע"מ

ביקרנו את הדוח על המצב הכספי המצורף של נאוויטס שנחי מימון בע"מ (להלן - החברה) ליום 31 בדצמבר, 2021 ואת הדוח על הרווח הכולל, הדוח על השינויים בהון והדוח על תזרימי המזומנים לתקופה מיום 11 באוקטובר, 2021 (יום הקמת החברה) ועד ליום 31 בדצמבר, 2021. דוחות כספיים אלה הינם באחריות הדירקטוריון וההנהלה של החברה. אחריותנו היא לחוות דעה על דוחות כספיים אלה בהתבסס על ביקורתנו.

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, לרבות תקנים שנקבעו בתקנות רואי חשבון (דרך פעולתו של רואה חשבון), התשל"ג-1973. על-פי תקנים אלה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצעה במטרה להשיג מידה סבירה של ביטחון שאין בדוחות הכספיים הצגה מוטעית מהותית. ביקורת כוללת בדיקה מדגמית של ראיות התומכות בסכומים ובמידע שבדוחות הכספיים. ביקורת כוללת גם בחינה של כללי החשבונאות שיושמו ושל האומדנים המשמעותיים שנעשו על ידי הדירקטוריון וההנהלה של החברה וכן הערכת נאותות ההצגה בדוחות הכספיים בכללותה. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו.

לדעתנו, הדוחות הכספיים הנ"ל משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי של החברה ליום 31 בדצמבר, 2021 ואת תוצאות פעולותיה, השינויים בהונה ותזרימי המזומנים שלה לתקופה מיום 11 באוקטובר, 2021 (יום הקמת החברה) ועד ליום 31 בדצמבר, 2021 בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS) והוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.

קוסט פורר גבאי את קסירר
רואי חשבון

תל-אביב,
17 במרס, 2022

ליום 31 בדצמבר 2021 אלפי דולר באור		
		<u>נכסים שוטפים</u>
4,106		סכומים מוגבלים
211		חייבים ויתרות חובה
<u>4,317</u>		
		<u>נכסים לא שוטפים</u>
99,560		סכומים מוגבלים
ג'5		סה"כ נכסים
<u>103,877</u>		
		<u>התחייבויות שוטפות</u>
3,808		חלות שוטפת של הלוואות בעלים
		<u>התחייבויות לא שוטפות</u>
100,069		הלוואות בעלים
ד'7		
6		<u>הון</u>
- (*)		הון מניות
-		יתרת רווח
-		
<u>103,877</u>		סה"כ התחייבויות והון

(*) היתרה קטנה מ-1 אלפי דולר.

הבאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

תמר רוזנברג	עמית קורנהאוזר	גדעון תדמור	17 במרס, 2022
סמנכ"לית כספים	מנכ"ל	יו"ר דירקטוריון	תאריך אישור הדוחות הכספיים

לתקופה מיום
11 באוקטובר,
(* 2021
ועד ליום
31 בדצמבר
2021
אלפי דולר

332
(332)

-

הכנסות מימון
הוצאות מימון

רווח נקי וכולל

(* יום הקמת החברה.

הבאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

הון מניות	יתרת רווח אלפי דולר	סה"כ הון
(* -	-	(* -
-	-	-
(* -	-	(* -

יתרה ליום 11 באוקטובר, 2021 (**

סה"כ רווח כולל

יתרה ליום 31 בדצמבר, 2021

(* היתרה קטנה מ-1 אלפי דולר.

(**יום הקמת החברה.

הבאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

לתקופה מיום
11 באוקטובר,
(* 2021)
ועד ליום
31 בדצמבר
2021
אלפי דולר

תזרימי מזומנים לפעילות שוטפת

רווח נקי

-

התאמות הדרושות להצגת תזרימי מזומנים מפעילות שוטפת:

התאמות לסעיפי רווח והפסד:

הוצאות מימון בגין הלוואת בעלים
הכנסות מימון בגין סכומים מוגבלים

332
(90)

242

שינויים בסעיפי נכסים והתחייבויות:

עלייה בחייבים ויתרות חובה

(211)

ריבית שהתקבלה
ריבית ששולמה

-

-

-

31

מזומנים נטו שנבעו מפעילות שוטפת

תזרימי מזומנים לפעילות השקעה

השקעה בפקדון בתאגיד בנקאי
תנועה בסכומים מוגבלים

(99,470)
(4,106)

(103,576)

מזומנים נטו ששימשו לפעילות השקעה

תזרימי מזומנים מפעילות מימון

העמדת הלוואה על ידי השותפות האם

103,545

-

עלייה במזומנים ושווי מזומנים

יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת התקופה

-

יתרת מזומנים ושווי מזומנים לסוף התקופה

-

(* יום הקמת החברה.

הבאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים.

באור 1: - כללי

א. נאוויטס שנחי מימון בע"מ (להלן - "החברה") התאגדה בישראל ביום 11 באוקטובר, 2021 כחברה ייעודית (SPC) במטרה לגייס מקורות כספיים שיהוו חלק מהמימון הנדרש לפיתוח חלקה של ShenHai, LLC (להלן - "ShenHai" או "החברה הלווה") בפרויקט שננדואה, תגלית נפט וגז במים עמוקים באזור מפרץ מקסיקו (להלן - "שננדואה" או "הפרויקט"). לפרטים נוספים בדבר הפרויקט ראו באור 3.

ב. החברה הינה בבעלות מלאה של נאוויטס פטרוליום, שותפות מוגבלת (להלן - "השותפות האם"), שותפות הנסחרת בבורסה לניירות ערך בתל-אביב ואשר עוסקת בעיקר בתחום החיפוש, הפיתוח וההפקה של נפט וגז. השותפות האם, באמצעות חברות בנות, מחזיקה ב- 49% מהזכויות בפרויקט.

ג. מימון פיתוח הפרויקט צפוי להתבצע באמצעות קונסורציום מלווים בינלאומי שהתארגן לטובת העמדת הלוואות פרויקטליות (Non-Recourse) נפרדות (ראו גם באור 4) לשותפות בפרויקט, לצורך מימון חלקן בתכנית הפיתוח של נכס הנפט, וביצוע כל הפעולות הכרוכות והנלוות לכך.

ShenHai הינה חברה בת בבעלות מלאה (בעקיפין) של השותפות האם.

המקורות הכספיים שיהוו חלק מהמימון הנדרש לפיתוח חלקה של ShenHai בפרויקט שננדואה גויסו בדרך של הנפקת אגרות חוב לציבור על ידי השותפות האם, כאשר מלוא תמורת ההנפקה שימשה להעמדת הלוואה לחברה לצורך השתתפותה כמלווה במסגרת קונסורציום המלווים שיעמיד את ההלוואות ל- ShenHai (ראו גם באור 5).

כאמור לעיל, ההלוואה שתעמיד החברה ל- ShenHai הינה בתנאי Non-Recourse. יכולת הפירעון של ההלוואה שהועמדה לחברה על ידי השותפות האם מותנית ביכולתה של החברה הלווה לפרוע את ההלוואה.

הואיל ולחברה הלווה אין פעילות או נכסים כלשהם למעט זכויותיה בפרויקט (אשר תשועבדנה לטובת המלווים) ולא צפויים להיות לה פעילויות או נכסים נוספים, הרי שיכולת החברה לפרוע את ההלוואה שהועמדה לה על ידי השותפות האם תלויה במידה כמעט מוחלטת בהצלחת הפיתוח של הפרויקט ותזרימי המזומנים שינבעו ממנו, לרבות באפשרות לביצוע מימון מחדש ("Refinance") לאחר השלמת פיתוח הפרויקט. מובהר כי לחברה אין זכויות השתתפות בפרויקט ואין לה לפיכך יכולת להשפיע על סיכויי הצלחת תכנית הפיתוח.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית

א. בסיס הצגת הדוחות הכספיים

הדוחות הכספיים ערוכים בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (להלן - "IFRS"). כמו כן, הדוחות הכספיים ערוכים בהתאם להוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.

הדוחות הכספיים של החברה ערוכים על בסיס העלות.

ב. 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. החברה מסווגת ומודדת את מכשירי החוב בדוחותיה הכספיים על בסיס הקריטריונים להלן:

(א) המודל העסקי של החברה לניהול הנכסים הפיננסיים, וכן

(ב) מאפייני תזרים המזומנים החוזי של הנכס הפיננסי.

החברה מודדת מכשירי חוב בעלות מופחתת כאשר:

(א) המודל העסקי של החברה הינו החזקת הנכסים הפיננסיים על מנת לגבות תזרימי מזומנים חוזיים; וכן

(ב) התנאים החוזיים של הנכסים הפיננסיים מספקים זכאות במועדים מוגדרים לתזרימי מזומנים שהם רק תשלומי קרן וריבית בגין סכום הקרן שטרם נפרעה.

לאחר ההכרה הראשונית, מכשירים בקבוצה זו נמדדים על פי תנאיהם לפי עלות המופחתת תוך שימוש בשיטת הריבית האפקטיבית ובניכוי הפרשה לירידת ערך.

2. ירידת ערך נכסים פיננסיים

החברה בוחנת בכל מועד דיווח את ההפרשה להפסד בגין מכשירי חוב פיננסיים אשר אינם נמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

החברה מבחינה בין שני מצבים של הכרה בהפרשה להפסד:

(א) מכשירי חוב אשר לא חלה הידרדרות משמעותית באיכות האשראי שלהם מאז מועד ההכרה לראשונה, או מקרים בהם סיכון האשראי נמוך - ההפרשה להפסד שתוכר בגין מכשיר חוב זה תיקח בחשבון הפסדי אשראי חזויים בתקופה של 12 חודשים לאחר מועד הדיווח, או;

(ב) מכשירי חוב אשר חלה הידרדרות משמעותית באיכות האשראי שלהם מאז מועד ההכרה לראשונה בהם ואשר סיכון האשראי בגינם אינו נמוך, ההפרשה להפסד שתוכר תביא בחשבון הפסדי אשראי חזויים - לאורך יתרת תקופת חיי המכשיר.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

ב. מכשירים פיננסיים (המשך)

3. גריעת נכסים פיננסיים

החברה גורעת נכס פיננסי כאשר ורק כאשר פקעו הזכויות החוזיות לתזרימי המזומנים מהנכס הפיננסי.

4. התחייבויות פיננסיות

במועד ההכרה לראשונה, החברה מודדת את ההתחייבויות הפיננסיות בשווי הוגן בניכוי עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין להנפקה של ההתחייבות הפיננסית תוך שימוש בשיטת הריבית האפקטיבית.

לאחר ההכרה הראשונית, החברה מודדת את כל ההתחייבויות הפיננסיות לפי שיטת העלות המופחתת.

5. גריעת התחייבויות פיננסיות

החברה 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, החברה בוחנת האם תנאי ההתחייבות שונים מהותית מהתנאים הקיימים ומביאה בחשבון שיקולים איכותיים וכמותיים.

כאשר נעשה שינוי מהותי בתנאי התחייבות פיננסית קיימת או החלפה של התחייבות בהתחייבות אחרת בעלי תנאים השונים באופן מהותי, בין החברה לבין אותו מלווה, השינוי העסקה מטופלת כגריעה של ההתחייבות המקורית והכרה של התחייבות חדשה. ההפרש בין היתרות של שתי ההתחייבויות הנ"ל בדוחות הכספיים נזקף לרווח או הפסד. במקרה בו נעשה השינוי שאינו מהותי בתנאי התחייבות קיימת או החלפה של התחייבות בהתחייבות אחרת בעלי תנאים שאינם שונים באופן מהותי, בין החברה לבין אותו מלווה, אינו מהותי, החברה מעדכנת את סכום ההתחייבות, קרי היוון של תזרימי המזומנים החדשים בשיעור הריבית האפקטיבית המקורית, כאשר ההפרשים נזקפים לרווח או הפסד.

ג. מטבע הפעילות, מטבע ההצגה ומטבע חוץ

1. מטבע הפעילות ומטבע ההצגה

מטבע הפעילות של החברה הינו דולר ארה"ב (להלן - "דולר") מאחר והוא מהווה את המטבע שמשקף את הסביבה הכלכלית העיקרית בה פועלת החברה. מטבע ההצגה של הדוחות הכספיים הינו דולר.

2. עסקאות, נכסים והתחייבויות במטבע חוץ

עסקאות הנקובות במטבע חוץ נרשמות עם ההכרה הראשונית בהן לפי שער החליפין במועד העסקה. לאחר ההכרה הראשונית, נכסים והתחייבויות כספיים הנקובים במטבע חוץ מתורגמים בכל תאריך דיווח למטבע הפעילות לפי שער החליפין במועד זה. נכסים והתחייבויות לא כספיים הנקובים במטבע חוץ המוצגים לפי עלות מתורגמים לפי שער החליפין במועד העסקה.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

ד. 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.

ה. גילוי לתקני IFRS בתקופה שלפני יישומם

- תיקון ל- IAS 8 מדיניות חשבונאית, שינויים באומדנים חשבונאיים וטעויות

בחודש פברואר 2021, פרסם ה- IASB תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 8: מדיניות חשבונאית, שינויים באומדנים חשבונאיים וטעויות (להלן- "התיקון"). מטרת התיקון הינה להציג הגדרה חדשה של המונח "אומדנים חשבונאיים".

אומדנים חשבונאיים מוגדרים כ- "סכומים כספיים בדוחות הכספיים הכפופים לאי ודאות במדידה". התיקון מבהיר מהם שינויים באומדנים חשבונאיים וכיצד הם נבדלים משינויים במדיניות החשבונאית ומתיקוני טעויות.

התיקון ייושם באופן פרוספקטיבי לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר, 2023 והוא חל על שינויים במדיניות חשבונאות ובאומדנים חשבונאיים המתרחשים בתחילת אותה תקופה או אחריה.

- תיקון ל- IAS 12 מסים על ההכנסה

במאי 2021 פרסם ה- IASB תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 12, מסים על ההכנסה (להלן: "IAS 12" או "התקן") אשר מצמצם את תחולת 'חריג ההכרה לראשונה' במסים נדחים המובא בסעיפים 15 ו- 24 ל IAS 12 (להלן- "התיקון").

במסגרת הנחיות ההכרה בנכסי והתחייבויות מסים נדחים, מחריג IAS 12 הכרה בנכסי והתחייבויות מסים נדחים בגין הפרשים זמניים מסוימים הנובעים מההכרה לראשונה בנכסים והתחייבויות בעסקאות מסוימות. חריג זה מכונה 'חריג ההכרה לראשונה'. התיקון מצמצם את תחולת 'חריג ההכרה לראשונה' ומבהיר כי הוא אינו חל על הכרה בנכסי והתחייבויות מסים נדחים הנובעים מעסקה אשר אינה צירוף עסקים ואשר בגינה נוצרים הפרשים זמניים שווים בחובה ובזכות גם אם הם עומדים ביתר תנאי החריג.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

ה. גילוי לתקני IFRS בתקופה שלפני יישום (המשך)

- תיקון ל- IAS 12 מסים על ההכנסה (המשך)

התיקון ייושם בתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר, 2023 או לאחריו. יישום מוקדם אפשרי. בנוגע לעסקאות חכירה והכרה בהתחייבות בגין פירוק ושיקום - התיקון ייושם החל מתחילת תקופת הדיווח המוקדמת ביותר המוצגת בדוחות הכספיים בהם התיקון ייושם לראשונה, תוך זקיפת ההשפעה המצטברת של היישום לראשונה ליתרת הפתיחה של העודפים (או רכיב אחר בהון, ככל שרלוונטי) למועד זה.

לתיקון לעיל לא צפויה להיות השפעה על הדוחות הכספיים של החברה.

באור 3: - נכס הנפט שננדואה

נכס הנפט שננדואה הינו תגלית הכוללת 3 רישיונות פדראליים לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז במימי מפרץ מקסיקו בארה"ב. קידוח התגלית נקדח בשנת 2009. בעקבות התגלית בוצעו תשעה קידוחים נוספים לטובת אימות והערכה. שטח המאגר מוערך בכ- 69.9 קמ"ר.

בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך זרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2021, העתודות המוכחות (1P) בשננדואה (100%) נאמדו בכ- 120.7 MMBBL של נפט וכ- 140.8 BCF של גז טבעי. העתודות המוכחות והצפויות (2P) במאגר נאמדו בכ- 324.4 MMBBL של נפט וכ- 379.9 BCF של גז טבעי.

ביום 16 ביולי, 2021 חתמו החברות המחזיקות בחברות השותפות בפרויקט על הסכם, אשר עודכן ביום 23 באוגוסט, 2021, במטרה לוודא כי כל הסכומים הנדרשים לפיתוח הפרויקט יהיו מובטחים מראש, באופן שבו הפרויקט לא יהיה חשוף לסיכוני מימון מצד מי מהשותפות בפרויקט. לפי תנאי הסכם זה, עד למועד ה- FID, כל אחת מהחברות המחזיקות בחברות השותפות בפרויקט תפקיד את כל הסכום הנדרש לתקציב הפיתוח (בניכוי סכומים שהובטחו במסגרת הסכם המימון הפרויקטלי, כמפורט בבאור 4) (להלן- "סך ההון"), בחשבון נאמנות או בכתבי אשראי בלתי הדירים, לטובת מפעילת הפרויקט.

ביום 25 באוגוסט, 2021, לאחר שהובטחו מראש כל הסכומים הנדרשים לפיתוח נכס הנפט כאמור לעיל, קיבלו השותפות בפרויקט החלטת השקעה סופית לפיתוח פרויקט שננדואה (להלן- "FID") בתקציב של כ- 1.8 מיליארד דולר (בגין 100% מהזכויות בפרויקט). בהתאם לתוכנית הפיתוח שאושרה, תחילת ההפקה מנכס הנפט שננדואה צפויה בסוף שנת 2024.

במסגרת ה- FID, חתמה ShenHai על הרשאות לחיוב הוצאות בהיקף של כ- 890 מיליון דולר, בגין חלקה (49%) בתקציב הפרויקט.

תקציב הפיתוח מתווסף לעלות העבר שהושקעה על ידי שותפי שננדואה הקודמים המסתכמת לכ- 1.8 מיליארד דולר. עלות זו כללה ביצוע של 9 קידוחי אקספלורציה, אימות והערכה ורכישת מידע לצורך הערכת נכס הנפט.

באור 4: - חתימה על הסכם למימון תוכנית הפיתוח

ביום 1 באוגוסט, 2021 נחתם הסכם מימון פרויקטלי (Non-Recourse) בין שותפות הפרויקט לבין קונסורציום של בנקים ומוסדות פיננסיים בינלאומיים, לצורך מימון חלקה של כל אחת מהשותפות בפרויקט בעלויות הפיתוח של הפרויקט (להלן - "הסכם המימון הפרויקטלי"). לפי הסכם המימון הפרויקטלי, תועמדה ל- ShenHai הלוואות בסך כולל של כ-444 מיליון דולר. בנוסף, זכאית ShenHai להגדיל סכום זה בכ- 100 מיליון דולר נוספים, עד לסכום כולל של כ- 544 מיליון דולר. משיכה ראשונה תתבצע רק לאחר השקעת כל סך ההון הנדרש לפרויקט, וצפויה, בשלב זה, לקראת סוף שנת 2022.

ביום 8 בנובמבר, 2021, השלימה השותפות האם הנפקה לציבור של אגרות חוב (סדרה ג') (ראו באור 5). תמורת ההנפקה, נטו הועמדה כהלוואה לטובת החברה, אשר הצטרפה לקונסורציום כצד נוסף בהסכם המימון הפרויקטלי. בעקבות זאת, גדל סכום המימון הפרויקטלי אותו זכאית ShenHai למשוך, לסך של כ- 544 מיליון דולר.

ביום 25 באוגוסט, 2021, לאחר קבלת ה- FID, התקיימו כל התנאים המוקדמים לסגירה פיננסית של הסכם המימון הפרויקטלי.

בהתאם להסכם המימון הפרויקטלי ההלוואות שתועמדה ל- ShenHai יישאו ריבית ליבור, בתוספת מרווח בטווח שבין 3.25% ועד 5.25%. המרווח יקבע לפי מספר פרמטרים הקשורים להתקדמות הפרויקט. כמו כן תשולם עמלת אי-ניצול בשיעור של 1.5% מיתרת מסגרת ההלוואה הבלתי מנוצלת.

ההלוואות תיפרענה עד למוקדם מבין:

- תום 7 שנים ממועד הסגירה הפיננסית של הסכם המימון הפרויקטלי, קרי מיום 25 באוגוסט, 2021.

- המועד שבו עתודות הפרויקט (1P) הנותרות יהיו נמוכות ב- 25% מהעתודות שנלקחו בחשבון במודל הבנקאי המקורי.

ההלוואות ניתנות לפירעון מוקדם במועדי תשלום ריבית ללא תשלום קנס.

במסגרת הסכם המימון הפרויקטלי, נטלה על עצמה ShenHai התחייבויות שונות, שעיקרן כדלקמן:

- 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.

- ביצוע עסקאות גידור למחירי הנפט בהיקפים המפורטים בהסכם המימון הפרויקטלי.

- 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 על סכום ההלוואה (למעט היכולת להגדילו כאמור).

בטוחות עיקריות:

להבטחת פירעון ההלוואות, תשעבד 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, ההלוואות תהינה מובטחת גם באמצעות שעבוד המניות של ShenHai.

באור 4: - חתימה על הסכם למימון תוכנית הפיתוח (המשך)

ביצוע חלוקות 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; סכומי חשבון רזרבת שירות חוב, כמוגדר בהסכם המימון הפרויקטלי, הינם בגובה של לפחות תשלומי קרן וריבית לתקופה של שמונה חודשים.

באור 5: - הנפקת אגרות חוב על ידי השותפות האם

בהמשך לאמור בבאור 4 לעיל בדבר החתימה על הסכם המימון הפרויקטלי, התקשרה החברה בהסכמי ההלוואה עם ShenHai כחלק מקונסורציום המלווים, בסכום של עד כ- 100 מיליון דולר.

החברה גייסה את חלקה בסך המימון עבור העמדת ההלוואה ל- ShenHai בהתאם למתווה הבא:

א. השותפות האם הנפיקה לציבור סדרת אגרות חוב (להלן- "אגרות החוב"), באופן שתמורת ההנפקה של אגרות החוב תשמש לצורך העמדת הלוואה לחברה למימון חלקה בהלוואה מכוח הסכם המימון הפרויקטלי ל- ShenHai.

ב. להבטחת קיום התחייבויותיה מכוח הסכם המימון הפרויקטלי רשמה ShenHai שעבוד לטובת נאמן הבטחות מכוח הסכם המימון הפרויקטלי, בין היתר על זכויותיה בפרויקט שננדואה.

ג. להבטחת קיום התחייבויות החברה לפי תנאי אגרות החוב חתמה החברה על כתב ערבות לטובת הנאמן לאגרות החוב, עבור מחזיקי אגרות החוב. כתב ערבות זה הובטח באמצעות שעבודים שיצרה החברה לטובת הנאמן לאגרות החוב, על זכויותיה מכוח הסכם המימון הפרויקטלי ועל חשבון התשלומים שפתחה החברה עבור אגרות החוב, אליו הועברה תמורת ההנפקה של אגרות החוב ויגיעו הכספים שישולמו לחברה על ידי ShenHai במסגרת הסכם המימון הפרויקטלי. ליום 31 בדצמבר, 2021 היתרה בחשבון התשלומים הסתכמה לכ- 99,560 אלפי דולר ומוצגת במסגרת סעיף סכומים מוגבלים בדוח על המצב הכספי.

השותפות האם, בעלת השליטה ב- ShenHai, העמידה לחברה הלווה את היקף ההון הנדרש להשקעה בתקציב הפיתוח.

המקור היחיד לפירעון ההלוואה שהתקבלה מהשותפות האם הינו פירעון ההלוואות שתעמיד החברה לחברה הלווה. בהסכמי ההלוואה בין החברה לחברה הלווה נקבע, בין היתר, כי האחריות של החברה הלווה ביחס להלוואות מוגבלת לנכסים ששועבדו במסגרת ההלוואה לטובת נאמן הבטחות וכי לא יהיה או יינתן כנגדה סעד אחר כלשהו למעט זכותו של נאמן הבטחות לממש את השעבודים לפי תנאיהם.

יובהר כי לאחר הצטרפות החברה לקונסורציום כצד להסכם המימון הפרויקטלי היא נחשבת, בהתאם להוראות ההסכם, כמלווה שהיא "חברה קשורה" (בהיותה חברה בת של השותפות האם) ובהתאם לכך תחולנה עליה מגבלות מסוימות הקבועות בהסכם המימון הפרויקטלי, שעיקרן הוא העדר זכות השתתפות בהצבעות על החלטות הכפופות לאישור חברי הקונסורציום (כגון, למשל, החלטות בדבר העמדת המימון הפרויקטלי לפירעון מיידי ומימוש בטוחות).

בהתאם להוראות הסכם המימון הפרויקטלי, אם יינקטו כנגד החברה או כנגד השותפות האם הליכי חדלות פירעון או הליכים דומים (כפי שהוגדרו בהסכם), ובכלל זאת במקרה שיינקטו על ידי הנאמן או מחזיקי אגרות החוב הליכים להעמדת אגרות החוב לפירעון מיידי או למימוש הבטחות, אזי תיחשב החברה ל- "Defaulting Lender", ועקב כך תישללנה ממנה זכויות מסוימות לפי הסכם המימון הפרויקטלי, ובכלל זאת יופחת ב- 50% מרווח הריבית (מעל ה-LIBOR) שהחברה זכאית לקבל מ-ShenHai בהתאם לתנאי הסכם המימון ותישלל זכותה לקבלת עמלת אי ניצול לפי תנאי הסכם המימון.

באור 6: - הון

11 באוקטובר, 2021	
רשום	מונפק ונפרע
מספר המניות	
1,000	100

מניות רגילות בנות 1 ש"ח ע.ג. כ"א

באור 7: - יתרות ועסקאות עם בעלי עניין וצדדים קשורים

א. יתרות עם בעלי עניין וצדדים קשורים:

ליום 31 בדצמבר 2021	
אלפי דולר	באור
211	
(103,877)	'ד7

חייבים

הלוואת בעלים

ב. עסקאות עם בעלי עניין וצדדים קשורים:

לתקופה מיום 11 באוקטובר, 2021 ועד ליום 31 בדצמבר 2021	
אלפי דולר	באור
211	4
(332)	'ד7

הכנסות (הוצאות)

הכנסות מהשתתפות כמלווה במימון הפרויקטלי

הוצאות מימון בגין הלוואת בעלים

(*) יום הקמת החברה.

ג. בעלי המניות בשותף הכללי של השותפות האם זכאים לקבל תמלוגים בשיעור של 6% מחלקה של השותפות האם בנפט, גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט בהם יש או יהיה בעתיד לשותפות האם אינטרס, במישרין או בעקיפין, לרבות באמצעות חברות, שותפויות או תאגידים אשר השותפות האם תהיה בעלת זכויות בהם. בהתאם, זכאים בעלי המניות בשותף הכללי לתמלוגים בגין חלקה של השותפות האם בהכנסות פרויקט שננדואה.

ד. הלוואת בעלים

בין החברה לשותפות האם נחתמו הסכמים במסגרתם נקבע כי סכומי ההלוואה שהועמדה לחברה על ידי השותפות האם ישמשו את החברה לצורך העמדת ההלוואה הפרויקטלית ל-ShenHai (ראו באור 5).

באור 7: - יתרות ועסקאות עם בעלי עניין וצדדים קשורים (המשך)

ד. הלוואת בעלים (המשך)

הריבית שתישא הלוואת השותפות תהיה זהה למלוא הכנסות של החברה מכל מקור שהוא, בין היתר מריביות ועמלות שיתקבלו במסגרת הסכם המימון הפרויקטלי וכן ריבית מסכומים המופקדים על ידה בחשבונות הבנק.

יובהר כי כל סכום אשר תשלם החברה לטובת מחזיקי אגרות החוב, לרבות במסגרת מימוש הבטוחות שהתחייבה החברה להעמיד לטובת הנאמן (אם ימומשו), ייחשב כתשלום לפירעון הלוואת השותפות.

כמו כן נקבע במסגרת ההסכמים שנחתמו כי מאחר והעמדת הלוואה הפרויקטלית ותפעולה, מתבצעים על ידי החברה בעבור השותפות האם, מוסכם כי השותפות האם תוודא כי לחברה יהיו הכלים, המידע והמשאבים, לרבות היועצים הנדרשים, הספקים ונותני השירותים, למילוי התחייבויותיה על פי ההסכמים שנחתמו.

באור 8: - מסים על ההכנסה

א. שיעור מס החברות בישראל הינו 23%.

ב. החברה טרם נישומה ממועד היווסדה.

באור 9: - מכשירים פיננסיים

א. נכסים פיננסיים:

ליום 31 בדצמבר	
2021	
אלפי דולר	באור

נכסים פיננסיים בעלות מופחתת:

211	חייבים
103,666	סכומים מוגבלים
103,877	סה"כ נכסים פיננסיים

התחייבויות פיננסיות בעלות מופחתת:

103,877	ד'7	הלוואת בעלים
103,877		סה"כ התחייבויות פיננסיות

באור 9: - מכשירים פיננסיים (המשך)

ב. שווי הוגן:

בשל אופיים, השווי ההוגן של מכשירים פיננסיים כגון מזומנים ושווי מזומנים, חייבים וסכומים מוגבלים מהווה קירוב נאות לערכם בספרים.

ג. מדיניות ההנהלה בדבר ניהול סיכונים פיננסיים:

סיכון מטבע:

סיכון מטבע הוא הסיכון שהשווי ההוגן או תזרימי המזומנים העתידיים של מכשיר פיננסי ישתנו כתוצאה משינויים בשערי חליפין של מטבע חוץ.

לחברה אין חשיפה לסיכון של מטבע חוץ שכן התחייבויותיה כלפי השותפות האם הינן גב-אל-גב ביחס לתקבולים העתידיים הצפויים לה (ראו באור 7ד').

פרק ג'

דוחות כספיים
ליום 31 בדצמבר
2021

נאוויטס פטרוליום (שותפות מוגבלת)

דוחות כספיים מאוחדים ליום 31 בדצמבר 2021

באלפי דולר של ארה"ב

נאויטס פטרוליום (שותפות מוגבלת)

דוחות כספיים מאוחדים

ליום 31 בדצמבר 2021

באלפי דולר של ארה"ב

תוכן העניינים

עמוד

2	דוח רואה החשבון המבקר
3-4	דוחות מאוחדים על המצב הכספי
5-6	דוחות מאוחדים על הרווח הכולל
7-9	דוחות מאוחדים על השינויים בהון השותפות
10-11	דוחות מאוחדים על תזרימי המזומנים
12-62	באורים לדוחות הכספיים המאוחדים
63	נספח לדוחות הכספיים המאוחדים- רשימת חברות ושותפויות מוחזקות עיקריות

דוח רואה החשבון המבקר

לשותפים של

נאוויטס פטרוליום (שותפות מוגבלת)

ביקרנו את הדוחות המאוחדים על המצב הכספי המצורפים של נאוויטס פטרוליום (שותפות מוגבלת) והחברות הבנות (להלן- השותפות) לימים 31 בדצמבר 2021 ו-2020 ואת הדוחות המאוחדים על הרווח הכולל, השינויים בהון השותפות ותזרימי המזומנים לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2021. דוחות כספיים אלה הינם באחריות הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות. אחריותנו היא לחוות דיעה על דוחות כספיים אלה בהתבסס על ביקורתנו.

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, לרבות תקנים שנקבעו בתקנות רואי חשבון (דרך פעולתו של רואה חשבון), התשל"ג-1973. על פי תקנים אלה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצע במטרה להשיג מידה סבירה של ביטחון שאין בדוחות הכספיים הצגה מוטעית מהותית. ביקורת כוללת בדיקה מדגמית של ראיות התומכות בסכומים ובמידע שבדוחות הכספיים. ביקורת כוללת גם בחינה של כללי החשבונאות שיושמו ושל האומדנים המשמעותיים שנעשו על ידי הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות וכן הערכת נאותות ההצגה בדוחות הכספיים בכללותה. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו.

לדעתנו, הדוחות הכספיים המאוחדים הנ"ל משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי של השותפות והחברות המאוחדות שלה לימים 31 בדצמבר 2021 ו-2020 ואת תוצאות פעולותיהן, השינויים בהון ותזרימי המזומנים שלהן לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2021 בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS) והוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.

קוסט פורר גבאי את קסירר
רואי חשבון

תל-אביב,
17 במרס, 2022

ליום 31 בדצמבר		באור	
2020	2021		
אלפי דולר			
נכסים שוטפים			
104,014	38,624	5	מזומנים ושווי מזומנים
10,789	14,970	6	פקדונות לזמן קצר
5,611	7,144	19ה'	לקוחות
2,579	2,004		חייבים ויתרות חובה
781	1,007	19ג'	נגזרים פיננסיים
5,201	-		ריבית לקבל
158,424	-	(4)11	חלות שוטפת של הלוואות שניתנו
<u>287,399</u>	<u>63,749</u>		
נכסים לא שוטפים			
143,806	251,239	7	השקעות בנכסי נפט וגז, נטו
400	406,568	10	סכומים מוגבלים
-	31,661	12ב'	עלויות נדחות
745	401	19ג'	נגזרים פיננסיים
7,049	-	17	נכס מס נדחה
1,118	712	12ח'	נכסי זכות שימוש, נטו
270	197		רכוש קבוע, נטו
<u>153,388</u>	<u>690,778</u>		
<u>440,787</u>	<u>754,527</u>		

הבאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

ליום 31 בדצמבר		באור	
2020	2021		
אלפי דולר			
התחייבויות שוטפות			
13,559	16,307	9	ספקים, זכאים ויתרות זכות
5,201	794		ריבית לשלם בגין אגרות חוב
776	5,255	'19ג	נגזרים פיננסיים
8,888	11,488	8	חלות שוטפת של הלוואות לזמן ארוך
159,795	-	(4)11	חלות שוטפת של אגרות חוב
473	460		חלות שוטפת של התחייבויות בגין חכירות
188,692	34,304		
התחייבויות לא שוטפות			
125,406	336,245	11	אגרות חוב
33,600	90,289	8	הלוואות לזמן ארוך מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים
6,949	6,467	'12	הפרשה בגין מחויבות לסילוק נכסי נפט וגז
-	1,533	'19ג	נגזרים פיננסיים
-	23		מסים נדחים
695	345	'12ח	התחייבויות בגין חכירות
166,650	434,902		
הון השותפות			
		13	
160,469	309,936		הון יחידות השתתפות
603	3,318		כתבי אופציה ורכיב המרה
2,377	2,437		קרן בגין תשלום מבוסס מניות
8,004	8,004		קרן בגין עסקאות עם בעל שליטה
(1,458)	(5,217)		קרן בגין גידור תזרימי מזומנים
(84,550)	(80,629)		יתרת הפסד
85,445	237,849		
-	47,472		זכויות שאינן מקנות שליטה
-	285,321		סה"כ הון
440,787	754,527		
תמר רוזנברג סמנכ"לית כספים פלר נפט וגז ניהול בע"מ השותף הכללי		עמית קורנהאוזר מנכ"ל פלר נפט וגז ניהול בע"מ השותף הכללי	גדעון תדמור יו"ר דירקטוריון פלר נפט וגז ניהול בע"מ השותף הכללי
		17 במרס, 2022 תאריך אישור הדוחות הכספיים	

הבאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			באור	
2019	2020	2021		
	אלפי דולר			
22,517	42,919	86,356	'א15	הכנסות ממכירת נפט וגז, נטו מתמלוגים
(8,176)	(21,323)	(26,676)	'ב15	עלות הפקת נפט וגז
(4,171)	(8,536)	(10,830)		הוצאות פחת ואזילה
10,170	13,060	48,850		רווח גולמי
(1,566)	(1,470)	(1,003)		הוצאות חיפושי נפט וגז וקידום פרויקטים
(3,661)	-	(355)		גריעת נכסי חיפוש והערכה
(6,757)	(6,778)	(10,777)	'ג15	הוצאות הנהלה וכלליות
-	-	5,836	'ד15	הכנסות אחרות
(1,814)	4,812	42,551		רווח (הפסד) תפעולי
14,646	17,842	8,885	'א16	הכנסות מימון
(22,315)	(39,918)	(38,508)	'ב16	הוצאות מימון
(47)	427	1,313		ביטול ירידת ערך (ירידת ערך) נכסים פיננסיים
(9,530)	(16,837)	14,241		רווח (הפסד) לפני מסים על ההכנסה
5,347	925	(7,086)	'ב17	הטבת מס (מסים על הכנסה)
(4,183)	(15,912)	7,155		רווח נקי (הפסד)

הבאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			באור
2019	2020	2021	
אלפי דולר			
(למעט רווח (הפסד) ליחידת השתתפות)			

רווח (הפסד) כולל אחר (לאחר השפעת מס):

סכומים שיסווגו או המסווגים מחדש לרווח או הפסד בהתקיים תנאים ספציפיים:

(731)	3,343	(8,014)	רווח (הפסד) בגין עסקאות גידור תזרימי מזומנים העברה לרווח או הפסד בגין עסקאות גידור תזרימי מזומנים
358	(4,428)	4,255	
(373)	(1,085)	(3,759)	סה"כ הפסד כולל אחר
(4,556)	(16,997)	3,396	סה"כ רווח (הפסד) כולל

רווח נקי (הפסד) מיוחס ל:

(4,183)	(15,912)	3,921	בעלי יחידות השתתפות של השותפות זכויות שאינן מקנות שליטה
-	-	3,234	
(4,183)	(15,912)	7,155	

סה"כ רווח (הפסד) כולל מיוחס ל:

(4,556)	(16,997)	162	בעלי יחידות השתתפות של השותפות זכויות שאינן מקנות שליטה
-	-	3,234	
(4,556)	(16,997)	3,396	

רווח נקי (הפסד) ליחידת השתתפות המיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות (בדולר):

(0.107)	(0.264)	0.053	רווח (הפסד) בסיסי
(0.107)	(0.264)	0.053	רווח (הפסד) מדולל

הבאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

מיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות								
הון השותפות	כתבי אופציה ורכיב המרה	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
160,469	603	8,004	2,377	(1,458)	(84,550)	85,445	-	85,445
יתרה ליום 1 בינואר, 2021								
-	-	-	-	-	3,921	3,921	3,234	7,155
-	-	-	-	(3,759)	-	(3,759)	-	(3,759)
רווח נקי								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
הפסד כולל אחר								
-	-	-	-	(3,759)	3,921	162	3,234	3,396
סה"כ רווח (הפסד) כולל								
-	-	-	639	-	-	639	-	639
תשלום מבוסס מניות								
579	-	-	(579)	-	-	-	-	-
הנפקת יחידות השתתפות ממימוש יחידות RSU								
148,278	-	-	-	-	-	148,278	-	148,278
הנפקת הון לציבור (ראו באור 13ב')								
-	-	-	-	-	-	-	-	-
הנפקת מניות בכורה לבעלי זכויות שאינן מקנות שליטה (ראו באור 12ב')								
-	-	-	-	-	-	-	44,238	44,238
מקנות שליטה (ראו באור 12ב')								
-	3,318	-	-	-	-	3,318	-	3,318
תקבולים בגין אופציית המרה בהנפקת אגרות חוב ניתנות להמרה (ראו באור 11 (3))								
8	(1)	-	-	-	-	7	-	7
מימוש אופציות סחירות								
602	(602)	-	-	-	-	-	-	-
פקיעת אופציות סחירות								
309,936	3,318	8,004	2,437	(5,217)	(80,629)	237,849	47,472	285,321
יתרה ליום 31 בדצמבר, 2021								

הבאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

דוחות מאוחדים על השינויים בהון השותפות

הון השותפות	כתבי אופציה	קרן הון בגין עסקאות עם בעל שליטה	קרן הון בגין תשלום מבוסס מניות אלפי דולר	קרן הון בגין עסקאות גידור	יתרת הפסד	סה"כ הון
77,713	4,436	8,004	2,292	(373)	(68,638)	23,434
-	-	-	-	-	(15,912)	(15,912)
-	-	-	-	(1,085)	-	(1,085)
-	-	-	-	(1,085)	(15,912)	(16,997)
-	-	-	85	-	-	85
78,921	-	-	-	-	-	78,921
2	-	-	-	-	-	2
3,833	(3,833)	-	-	-	-	-
160,469	603	8,004	2,377	(1,458)	(84,550)	85,445

יתרה ליום 1 בינואר, 2020

הפסד

הפסד כולל אחר

סה"כ הפסד כולל

תשלום מבוסס מניות

הנפקת הון לציבור

מימוש אופציות סחירות

פקיעת כתבי אופציה לא סחירים

יתרה ליום 31 בדצמבר, 2020

הבאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

הון השותפות	כתבי אופציה	קרן הון בגין עסקאות עם בעל שליטה	קרן הון בגין תשלום מבוסס מניות אלפי דולר	קרן הון בגין עסקאות גידור	יתרת הפסד	סה"כ הון (גרעון בהון)
42,626	10,525	8,004	1,579	-	(64,455)	(1,721)
יתרה ליום 1 בינואר, 2019						
-	-	-	-	-	(4,183)	(4,183)
-	-	-	-	(373)	-	(373)
הפסד כולל						
-	-	-	-	(373)	(4,183)	(4,556)
הפסד כולל אחר						
-	-	-	-	-	(4,183)	(4,556)
סה"כ הפסד כולל						
-	-	-	713	-	-	713
7,306	604	-	-	-	-	7,910
209	(209)	-	-	-	-	-
25,836	(6,316)	-	-	-	-	19,520
1,736	(168)	-	-	-	-	1,568
תשלום מבוסס מניות						
הנפקת הון לציבור						
פקיעת אופציות סחירות						
מימוש אופציות המשקיעים						
מימוש אופציות על-ידי בעל השליטה						
77,713	4,436	8,004	2,292	(373)	(68,638)	23,434
יתרה ליום 31 בדצמבר, 2019						

הבאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2019	2020	2021
אלפי דולר		

תזרימי מזומנים מפעילות שוטפת

(4,183)	(15,912)	7,155	רווח נקי (הפסד)

התאמות הדרושות להצגת תזרימי מזומנים מפעילות שוטפת:

התאמות לסעיפי רווח והפסד:

8,158	8,951	11,760	אזילה, פחת והפחתות
713	85	639	תשלום מבוסס מניות
47	(427)	(1,313)	ירידת ערך (ביטול ירידת ערך) נכסים פיננסיים
-	-	(3,319)	רווח ממימוש זכויות בנכסי נפט וגז
(5,347)	(925)	7,081	מסים נדחים
8,968	25,050	23,472	הוצאות מימון, נטו
(535)	(1,061)	684	הפרשי שער על יתרות מזומנים, נטו
12,004	31,673	39,004	

שינויים בסעיפי נכסים והתחייבויות:

(4,914)	(697)	(1,533)	עלייה בלקוחות
(811)	(749)	(16)	עלייה בחייבים ויתרות חובה
(343)	(1,384)	3,015	גידור תזרימי מזומנים
5,431	3,192	(3,827)	עלייה (ירידה) בספקים, זכאים ויתרות זכות
(637)	362	(2,361)	

12,568	12,482	12,717	ריבית שהתקבלה

(18,053)	(27,414)	(26,628)	ריבית ששולמה

1,699	1,191	29,887	מזומנים נטו שנבעו מפעילות שוטפת

תזרימי מזומנים מפעילות השקעה

(36,828)	(65,911)	(122,772)	השקעה בנכסי נפט וגז
573	-	6,304	תקבולים ממימוש זכויות בנכסי נפט וגז
-	-	161,058	פירעון הלוואות שניתנו
3,831	311	(404,775)	תנועות בסכומים מוגבלים
60	(8,000)	(4,223)	פירעון (השקעה) בפקדונות
(173)	(92)	(15)	רכישת רכוש קבוע
(32,537)	(73,692)	(364,423)	מזומנים נטו ששימשו לפעילות השקעה

הבאורים המצורפים מהווים חלק בלתי נפרד מהדוחות הכספיים המאוחדים.

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2019	2020	2021
אלפי דולר		

תזרימי מזומנים מפעילות מימון

10,000	45,000	69,688	קבלת הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסד פיננסי
(10,000)	(945)	(8,887)	פירעון הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסד פיננסי
(290)	(424)	(454)	פירעון התחייבויות בגין חכירות
14,051	120,142	210,841	הנפקת אגרות חוב, נטו
(136)	(2,878)	(32,823)	עלויות גיוס הלוואות ואגרות חוב
-	(79,794)	(161,058)	פירעון אגרות חוב
8,042	80,047	151,528	הנפקת הון לציבור
21,134	2	7	מימוש אופציות ליחידות השתתפות
(178)	(1,126)	(3,250)	עלויות גיוס הון
-	-	44,238	הנפקת מניות בכורה לבעלי זכויות שאינן מקנות שליטה
(4,635)	(4,992)	-	פירעון הלוואות מבעל שליטה לשעבר
37,988	155,032	269,830	מזומנים נטו שנבעו מפעילות מימון
535	1,061	(684)	השפעת השינויים בשערי חליפין על יתרות מזומנים המוחזקות במטבע חוץ
7,685	83,592	(65,390)	עלייה (ירידה) במזומנים ושווי מזומנים
12,737	20,422	104,014	יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה
20,422	104,014	38,624	יתרת מזומנים ושווי מזומנים לסוף השנה

פעולות מהותיות שלא במזומן

4,145	2,293	3,897	השקעה בנכסי נפט וגז כנגד זכאים ויתרות זכות
-	-	3,823	עלויות נדחות כנגד זכאים ויתרות זכות
-	-	1,214	תמורה נדחית ממימוש זכויות בנכסי נפט וגז

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, תשל"ה-1975. מטרת השותפות הינה לעסוק בתחום החיפושים, הפיתוח וההפקה של נפט וגז.

למועד אישור הדוחות הכספיים לשותפות, באמצעות חברות מוחזקות, החזקה במספר נכסי נפט וגז מפיקים ובשלבי פיתוח שונים וכן במספר רשיונות לחיפושי נפט וגז.

ב. 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.

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 8, 11 ו-13.

ד. בשלהי שנת 2019 החל להתפשט ברחבי העולם נגיף הקורונה (COVID-19) אשר בחודש מרס, 2020 הוגדר על ידי ארגון הבריאות העולמי כמגיפה עולמית (להלן - "משבר הקורונה"). בכדי לרסן את התפשטות נגיף הקורונה ננקטו וננקטים בארץ ובעולם אמצעים שונים המטילים מגבלות על תנועה והתכנסות. מגבלות אלו, אשר היקפן משתנה מעת לעת, גרמו להאטה בפעילות העסקית והמסחרית בארץ ובעולם. עם חלוף הזמן, חל שינוי בהתמודדות עם נגיף הקורונה, אשר לוותה, בין היתר, בהסרת מגבלות והמשך פעילות עסקית לצד מגפת הקורונה. בשלב זה, לא ניתן להעריך כיצד משבר הקורונה יתפתח בהמשך ומה יהיה היקף השפעתו על הכלכלה העולמית והמקומית.

בעקבות משבר הקורונה וגורמים גיאופוליטיים אחרים חלה תנודתיות רבה במחירי הנפט והגז בעולם ובמהלך שנת 2021 ותחילת שנת 2022 נרשמו עליות חדות במחירי מוצרי האנרגיה בעולם.

למועד אישור הדוחות הכספיים אין השפעה מהותית לרעה על תוצאות פעילותה של השותפות.

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 - כהגדרתם בתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010. שליטה

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 (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 (כולל מכשירים נגזרים) 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.

יתרות ועסקאות הדדיות מהותיות ורווחים והפסדים מהותיים הנובעים מעסקאות בין חברות הקבוצה בוטלו במלואם בדוחות הכספיים המאוחדים.

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.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

ג. דוחות כספיים מאוחדים (המשך)

במימוש החזקה בחברה בת, ללא איבוד שליטה, מוכר גידול או קיטון בהון אשר מתחשב גם במימוש המוניטין בגין החברה הבת, אם קיים, וכן בקרנות הון שהוכרו ברווח כולל אחר, אם קיימים, בהתאם לירידה בשיעור ההחזקה בחברה הבת. עלויות עסקה בגין עסקאות עם בעלי זכויות שאינן מקנות שליטה נזקפות אף הן להון.

בעת מימוש חברה בת תוך איבוד שליטה, הקבוצה גורעת את הנכסים (לרבות מוניטין) ואת ההתחייבויות של החברה הבת; גורעת את היתרה בדוחות הכספיים של הזכויות שאינן מקנות שליטה; מכירה בשווי ההוגן של התמורה שהתקבלה; מכירה בשווי ההוגן של השקעה כלשהי שנותרה; וכן, מסווגת מחדש את הרכיבים שהוכרו קודם לכן ברווח (הפסד) כולל אחר.

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

עסקאות בהן לא קיימת דרישה פורמלית להסכמה פה אחד של הצדדים השותפים לעסקה אינן מקיימות את הגדרה של 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:

1. בחלקה בנכסים של העסקה המשותפת.
2. בהתחייבויות כלשהן שנטלה על עצמה.
3. בחלקה בהתחייבויות כלשהן שהתהוו במשותף בהקשר לעסקה המשותפת.
4. בהכנסות כלשהן שהתהוו לה בגין זכותה בעסקה המשותפת.
5. בהוצאות כלשהן שהתהוו לה בגין זכותה בעסקה המשותפת.

ה. מטבע הפעילות, מטבע ההצגה ומטבע חוץ

1. 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.

2. עסקאות, נכסים והתחייבויות במטבע חוץ

עסקאות הנקובות במטבע חוץ נרשמות עם ההכרה הראשונית בהן לפי שער החליפין במועד העסקה. לאחר ההכרה הראשונית, נכסים והתחייבויות כספיים הנקובים במטבע חוץ מתורגמים בכל תאריך דיווח למטבע הפעילות לפי שער החליפין במועד זה. הפרשי שער, נזקים לרווח או הפסד. נכסים והתחייבויות לא כספיים הנקובים במטבע חוץ המוצגים לפי עלות מתורגמים לפי שער החליפין במועד העסקה. נכסים והתחייבויות לא כספיים הנקובים במטבע חוץ המוצגים לפי שווי הוגן מתורגמים למטבע הפעילות בהתאם לשער החליפין במועד בו נקבע השווי ההוגן.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

1. 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 לגביהם 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, רכישת והקמה של מתקני הפקה וצנרת להולכת הנפט והגז וכן את אומדן העלויות הצפויות לסילוק נכסים (ראה סעיף 6 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 מהוונים) של ההשקעות הנדרשות לשם הפקתן של אותן כמויות.

3. הסכמי הצטרפות Farm-in

הצטרפות Farm-in היא רכישה של חלק מזכות בשדה נפט ו/או גז בתמורה להסכמת הבעלים (להלן - "המצטרף" - Farmor) למכירת חלק מהזכויות למצטרף (להלן - "המצטרף" - Farmee). בעסקאות Farm-in בהן הנכס הנרכש אינו מהווה עסק, הטיפול החשבונאי הינו כדלקמן:

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

1. נכסי חיפוש, הערכה ופיתוח בגין נפט וגז והשקעות במאגרים מוכחים (המשך)

3. הסכמי הצטרפות Farm-in (המשך)

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 הנעבר (להלן - "המצטרף" - Farmee) לשאת, באופן מוחלט, בחלק מההוצאות אשר במצב אחר היה על הבעלים (להלן - "המצרף" - Farmor) לשאת בהן.

המצרף 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. 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 ו/או IAS 36 (ראו סעיף י').

6. 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. שווי מזומנים

שווי מזומנים נחשבים השקעות שנזילותן גבוהה, הכוללות פקדונות בתאגידים בנקאיים לזמן קצר אשר אינם מוגבלים בשעבוד, שתקופתם המקורית אינה עולה על שלושה חודשים ממועד ההשקעה.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

ח. 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).

בקביעת סכום ההכנסה מחוזים עם לקוחות, הקבוצה בוחנת האם היא פועלת כספק עיקרי או כסוכן בחוזה. השותפות היא ספק עיקרי כאשר היא שולטת בסחורה או בשירות שהובטח טרם העברתו ללקוח. במקרים אלה, השותפות מכירה בהכנסות בסכום ברוטו של התמורה. במקרים בהם השותפות פועלת כסוכן, מכירה השותפות בהכנסה בסכום נטו, לאחר ניכוי הסכומים המגיעים לספק העיקרי.

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.

ט. 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.

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 כדיבידנדים, מאחר שחלוקת הדיבידנד אינה כרוכה בחבות מס נוספת, או בשל מדיניות השותפות שלא ליזום חלוקת דיבידנד על ידי השותפות המאוחדת הגוררת חבות מס נוספת.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

י. 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 ברת-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. הסכום בר ההשבה הינו הגבוה מבין שווי הוגן בניכוי עלויות מכירה ושווי שימוש. בהערכת שווי שימוש מהוונים תזרימי המזומנים הצפויים לפי שיעור ניכיון לפני מס המשקף את הסיכונים הספציפיים לכל נכס. בגין נכס שאינו מייצר תזרימי מזומנים עצמאיים נקבע הסכום בר ההשבה עבור היחידה מניבת המזומנים שאלה שייך הנכס. 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. ביטול ההפסד כאמור מוגבל לנמוך מבין סכום ירידת הערך של הנכס שהוכר בעבר (בניכוי פחת או הפחתה) או סכום בר-ההשבה של הנכס. לגבי נכס הנמדד לפי העלות, ביטול הפסד כאמור נזקף לרווח או הפסד.

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.

יא. רכוש קבוע

פריטי הרכוש הקבוע מוצגים לפי העלות בתוספת עלויות רכישה ישירות, בניכוי פחת שנצבר, בניכוי הפסדים מירידת ערך שנצברו ובניכוי מענקי השקעה שהתקבלו בגינם, ואינם כוללים הוצאות תחזוקה שוטפת. העלות כוללת חלקי חילוף וציוד עזר המשמשים את הרכוש הקבוע.

הפחת מחושב בשיעורים שנתיים שווים על בסיס שיטת הקו הישר לאורך תקופת החיים השימושיים בנכס, כדלקמן:

%	
7-33	ריהוט וציוד משרדי
15	שיפורים במושכר
33	מחשבים ותוכנות

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

יב. 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 מסווגת ומודדת את מכשירי החוב בדוחותיה הכספיים על בסיס הקריטריונים להלן:

- (א) המודל העסקי של השותפות לניהול הנכסים הפיננסיים, וכן
- (ב) מאפייני תזרים המזומנים החוזי של הנכס הפיננסי.

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. ירידת ערך נכסים פיננסיים

השותפות בוחנת בכל מועד דיווח את ההפרשה להפסד בגין מכשירי חוב פיננסיים אשר אינם נמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

השותפות מבחינה בין שני מצבים של הכרה בהפרשה להפסד:

(א) מכשירי חוב אשר לא חלה הידרדרות משמעותית באיכות האשראי שלהם מאז מועד ההכרה לראשונה, או מקרים בהם סיכון האשראי נמוך - ההפרשה להפסד שתוכר בגין מכשירי חוב זה תיקח בחשבון הפסדי אשראי חזויים בתקופה של 12 חודשים לאחר מועד הדיווח, או;

(ב) מכשירי חוב אשר חלה הידרדרות משמעותית באיכות האשראי שלהם מאז מועד ההכרה לראשונה בהם ואשר סיכון האשראי בגינם אינו נמוך, ההפרשה להפסד שתוכר תביא בחשבון הפסדי אשראי חזויים - לאורך יתרת תקופת חיי המכשיר.

ירידת הערך בגין מכשירי חוב הנמדדים לפי עלות מופחתת תיזקף לרווח או הפסד כנגד הפרשה.

3. גריעת נכסים פיננסיים

השותפות גורעת נכס פיננסי כאשר ורק כאשר פקעו הזכויות החוזיות לתזרימי המזומנים מהנכס הפיננסי.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

יב. מכשירים פיננסיים (המשך)

4. 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.

השותפות מכירה בעלויות ועמלות ששולמו בגין הבטחת מסגרות אשראי לזמן ארוך שטרם נוצלו כעלויות נדחות וזאת במידה והחברה 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.

5. גריעת התחייבויות פיננסיות

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.

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.

6. קיזוז מכשירים פיננסיים

נכסים פיננסיים והתחייבויות פיננסיות מקוזזים והסכום נטו מוצג בדוח על המצב הכספי אם קיימת זכות שניתנת לאכיפה משפטית לקזז את הסכומים שהוכרו, וכן קיימת כוונה לסלק את הנכס ואת ההתחייבות על בסיס נטו או לממש את הנכס ולסלק את ההתחייבות במקביל. הזכות לקזז חייבת להיות ניתנת לאכיפה משפטית לא רק במהלך העסקים הרגיל של הצדדים לחוזה אלא גם במקרה של פשיטת רגל או חדלות פירעון של אחד הצדדים. על מנת שהזכות לקזז תהיה קיימת באופן מיידי, אסור שהיא תהיה תלויה באירוע עתידי או שיהיו פרקי זמן שבהם היא לא תחול, או שיהיו אירועים שיגרמו לפקיעתה.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

יב. מכשירים פיננסיים (המשך)

7. מכשירים פיננסיים מורכבים

(א) 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.

(ב) אגרות חוב להמרה שהונפקו במטבע חוץ כוללות שני רכיבים: רכיב המרה ורכיב חוב. רכיב ההמרה ההתחייבתי מוכר לראשונה כנגזר פיננסי לפי השווי ההוגן. היתרה מיוחסת לרכיב החוב. עלויות עסקה ישירות מוקצות בין רכיב ההמרה ההתחייבתי לבין רכיב החוב ההתחייבתי, על בסיס יחס ההקצאה של התמורה לכל רכיב.

8. 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.

9. סילוק התחייבויות פיננסיות באמצעות מכשירי הון

מכשירי הון שהונפקו על מנת להחליף חוב נמדדים בשווי ההוגן של מכשירי ההון שהונפקו, אם ניתן לאמוד אותו באופן מהימן. אם לא ניתן לאמוד את השווי ההוגן של מכשירי ההון שהונפקו באופן מהימן, נמדדים מכשירי ההון בהתאם לשווי ההוגן של ההתחייבות הפיננסית שסולקה במועד סילוקה. ההפרש בין היתרה בדוחות הכספיים של ההתחייבות הפיננסית שמסולקת לבין השווי ההוגן של מכשירי ההון שהונפקו מוכר ברווח או הפסד

10. מכשירים פיננסיים נגזרים לצורכי גידור

הקבוצה מבצעת לעתים התקשרויות במכשירים פיננסיים נגזרים כדי להגן על עצמה מפני הסיכונים הכרוכים בתנודות במחירי הנפט.

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:

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

יב. מכשירים פיננסיים (המשך)

10. מכשירים פיננסיים נגזרים לצורכי גידור (המשך)

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.

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.

יג. 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).

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

י. הפרשות

הפרשה בהתאם לתקן חשבונאות בינלאומי מספר 37 (IAS 37) מוכרת כאשר לקבוצה קיימת מחויבות בהווה (משפטית או משתמעת) כתוצאה מאירוע שהתרחש בעבר, צפוי שיידרש שימוש במשאבים כלכליים על מנת לסלק את המחויבות וניתן לאמוד אותה באופן מהימן.

טו. 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.

טז. 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.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

יז. עלויות אשראי

הקבוצה מהוונת עלויות אשראי הקשורות לרכישה, הקמה או ייצור של נכסים כשירים אשר נדרשת תקופת זמן משמעותית להכנתם, לשימוש 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 ישירות ועלויות אשראי כללי על פי שיעור היוון משוקלל

יח. חכירות

השותפות מטפלת בחוזה כחוזה חכירה כאשר בהתאם לתנאי החוזה מועברת זכות לשלוט בנכס מזוהה לתקופת זמן בעבור תמורה.

1. הקבוצה כחוכר

עבור העסקאות בהן השותפות מהווה חוכר היא מכירה במועד התחילה בחכירה בנכס זכות שימוש כנגד התחייבות בגין חכירה וזאת למעט עסקאות חכירה לתקופה של עד 12 חודשים ועסקאות חכירה בהן נכס הבסיס בעל ערך נמוך, בהן בחרה השותפות להכיר בתשלומי החכירה כהוצאה ברווח או הפסד בקו ישר על פני תקופת החכירה. במסגרת מדידת ההתחייבות בגין חכירה בחרה השותפות ליישם את ההקלה הניתנת בתקן ולא ביצעה הפרדה בין רכיבי חכירה לרכיבים שאינם חכירה כגון: שירותי ניהול, שירותי אחזקה ועוד, הכלולים באותה עסקה.

בעסקאות בהן זכאי העובד לרכב מהשותפות כחלק מתנאי העסקתו, מטפלת השותפות בעסקאות אלה כהטבות עובד בהתאם להוראות IAS 19 ולא כעסקת חכירת משנה.

במועד התחילה התחייבות בגין חכירה כוללת את כל תשלומי החכירה שטרם שולמו מהוונים בשיעור הריבית הגלומה בחכירה כאשר היא ניתנת לקביעה בנקל או בשיעור הריבית התוספתי של השותפות. לאחר מועד התחילה מודדת השותפות את ההתחייבות בגין חכירה בשיטת הריבית האפקטיבית.

נכס זכות השימוש במועד התחילה מוכר בגובה ההתחייבות בגין חכירה בתוספת תשלומי חכירה ששולמו במועד התחילה או לפניו ובתוספת של עלויות עסקה שהתהוו.

נכס זכות השימוש נמדד במודל העלות ומופחת לאורך החיים השימושיים שלו, או תקופת החכירה לפי הקצר שבהם. כאשר מתקיימים סימנים לירידת ערך, בוחנת השותפות ירידת ערך לנכס זכות השימוש בהתאם להוראות IAS 36.

2. תשלומי חכירה הצמודים למדד

במועד התחילה משתמשת השותפות בשיעור המדד הקיים במועד התחילה לצורך חישוב תשלומי החכירה העתידיים.

בעסקאות בהן השותפות מהווה חוכר, שינויים בגובה תשלומי החכירה העתידיים כתוצאה משינוי במדד מהוונים (ללא שינוי בשיעור ההיוון החל על ההתחייבות בגין חכירה) ליתרת נכס זכות שימוש ונזקפים כהתאמה ליתרת ההתחייבות בגין חכירה, רק כאשר חל שינוי בתזרימי המזומנים הנובע משינוי במדד (כלומר, במועד שבו התיאום לתשלומי החכירה נכנס לתוקף).

3. אופציות להארכה וביטול של תקופת חכירה

תקופת החכירה שאינה ניתנת לביטול כוללת גם תקופות המכוסות על ידי אופציה להאריך את החכירה כאשר ודאי באופן סביר שהאופציה להארכה תמומש וגם תקופות המכוסות על ידי אופציה לבטל את החכירה כאשר ודאי באופן סביר שהאופציה לביטול לא תמומש.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

יח. חכירות (המשך)

3. אופציות להארכה וביטול של תקופת חכירה (המשך)

במקרה בו חל שינוי בצפי למימוש אופציית הארכה או לאי מימוש אופציית ביטול, מודדת השותפות מחדש את יתרת ההתחייבות בגין החכירה בהתאם לתקופת החכירה המעודכנת, לפי שיעור ההיוון המעודכן ביום השינוי בצפי, כאשר סך השינוי נזקף ליתרת נכס זכות השימוש עד לאיפוסו ומעבר לכך לרווח או הפסד.

4. תיקוני חכירה

כאשר מבוצע תיקון לתנאי החכירה אשר אינו מקטין את היקף החכירה ואינו מטופל כעסקת חכירה נפרדת, מודדת השותפות מחדש את יתרת ההתחייבות בגין חכירה בהתאם לתנאי החכירה המתוקנים, לפי שיעור ההיוון המעודכן ביום התיקון וזוקפת את סך השינוי ביתרת ההתחייבות בגין החכירה ליתרת נכס זכות השימוש.

כאשר מבוצע תיקון לתנאי החכירה אשר מביא לקיטון בהיקף החכירה, מכירה השותפות ברווח או בהפסד הנובע מהגרעה החלקית או המלאה של יתרת נכס זכות השימוש וההתחייבות בגין החכירה. לאחר מכן, מודדת השותפות מחדש את יתרת ההתחייבות בגין חכירה בהתאם לתנאי החכירה המתוקנים, לפי שיעור ההיוון המעודכן במועד התיקון וזוקפת את סך השינוי ביתרת ההתחייבות בגין החכירה ליתרת נכס זכות השימוש.

יט. שינוי במדיניות חשבונאית - יישום לראשונה של תקני דיווח כספי חדשים ותיקונים לתקני חשבונאות קיימים

תיקונים ל- IFRS 9, IFRS 7, IFRS 16, IFRS 4 ו- IAS 39 בדבר הרפורמה בריביות ה- IBOR

בחודש אוגוסט 2020, פרסם ה-IASB תיקונים לתקן דיווח כספי בינלאומי 9 מכשירים פיננסיים, לתקן דיווח כספי בינלאומי 7 מכשירים פיננסיים: גילויים, לתקן חשבונאות בינלאומי 39 מכשירים פיננסיים: הכרה ומדידה, לתקן דיווח כספי בינלאומי 4 חוזי ביטוח ולתקן דיווח כספי בינלאומי 16 חכירות (להלן - "התיקונים").

התיקונים מספקים הקלות מעשיות המתמודדות עם השפעות של הטיפול החשבונאי בדוחות הכספיים כאשר יוחלפו ריביות הבנצ'מרק (IBORs - Interbank Offered Rates) בריביות אלטרנטיביות חסרות סיכון (RFRs - Risk Free Interest Rates).

בהתאם לאחת מההקלות המעשיות, השותפות תטפל בתיקונים חוזיים או בתיקונים בתזרימי המזומנים הנדרשים ישירות כתוצאה מיישום הרפורמה בדומה לטיפול החשבונאי בשינויים בריבית משתנה. כלומר, חברה נדרשת להכיר את השינויים בריביות באמצעות התאמת שיעור הריבית האפקטיבית מבלי לשנות את ערכו הפנקסני של המכשיר הפיננסי. השימוש בהקלה מעשית זו תלוי בכך שהמעבר מ- IBOR ל- RFR מתרחש על בסיס תנאים כלכליים שווים.

כמו כן, בהתאם לתיקונים, בהתקיים תנאים מסוימים, שינויים שיעשו ליעוד הגידור ולתיעוד כתוצאה מיישום רפורמת ה- IBOR לא יגרמו להפסקת יחסי הגידור. במסגרת התיקונים ניתנה גם הקלה מעשית זמנית בקשר עם יישום חשבונאות גידור הנוגעת לזיהוי הסיכון המגודר כ- 'ניתן לזיהוי בנפרד'.

במסגרת התיקונים נוספו דרישות גילוי בקשר עם השפעת הרפורמה הצפויה על דוחותיה הכספיים של השותפות לרבות התייחסות לאופן בו השותפות מנהלת את יישום רפורמת הריביות, לסיכונים עליהם היא חשופה כתוצאה מהרפורמה הצפויה וגילויים כמותיים בנוגע למכשירים פיננסיים בריביות IBOR הצפויים להשתנות.

באור 2: - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

יט. שינוי במדיניות חשבונאית - יישום לראשונה של תקני דיווח כספי חדשים ותיקונים לתקני חשבונאות קיימים (המשך)

תיקונים ל- IFRS 9, IFRS 7, IFRS 16, IFRS 4 ו- IAS 39 בדבר הרפורמה בריביות ה- IBOR (המשך)

התיקונים מיושמים החל מהתקופות השנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2021 או לאחר מכן. התיקונים מיושמים באופן רטרופקטיבי, אולם הצגה מחדש של מספרי השוואה לא נדרשת.

לתיקונים לעיל אין השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.

באור 3: - 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:

- נכסי מיסים 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 המסים הנדחים שניתן להכיר בו בהתבסס על העיתוי, סכום ההכנסה החייבת במס הצפויה, מקורה ואסטרטגיית תכנון המס.

- 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 ההפחתה 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. 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).

- 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 היוון 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.

באור 3: - עיקרי האומדנים וההנחות בעריכת הדוחות הכספיים (המשך)

- עלויות פירוק, פינוי ושיקום אתרים

ההפרשה נוצרה בגין אותם הסכמים בהם התחייבה הקבוצה להחזיר את הנכס השכור בתום תקופת השכירות לקדמותו, לאחר פירוק ופינוי האתר וכן שיקום המקום במידת הצורך.

באור 4: - גילוי לתקני IFRS חדשים בתקופה שלפני יישומם

א. תיקון ל- IAS 16, רכוש קבוע

במאי 2020, פרסם ה- IASB תיקון ל- IAS 16 (להלן - "התיקון"). התיקון אוסר על הפחתת תמורה שהתקבלה ממכירת פריטים שיוצרו בזמן שהחברה מכינה את הרכוש הקבוע לשימוש המיועד מעלותו. חלף זאת, החברה תכיר את תמורת המכירה ואת העלויות הנלוות ברווח והפסד.

התיקון ייושם לתקופות דיווח שנתיות המתחילות ביום 1 לינואר 2022 או לאחריו. יישום מוקדם יותר אפשרי. התיקון יישום למפרע, אולם רק לפריטי רכוש קבוע המובאים למיקום ולמצב הדרושים לכך שהם יוכלו לפעול באופן שהתכוונה ההנהלה בתחילת תקופת הדיווח השנתית המוקדמת ביותר שמוצגת בדוחות הכספיים שבה החברה מיישמת לראשונה את התיקון או לאחריה. החברה תכיר בהשפעה המצטברת של היישום לראשונה של התיקון כתיאום ליתרת הפתיחה של העודפים בתחילת התקופה של מועד היישום לראשונה.

להערכת השותפות, לתיקון לעיל לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים.

ב. תיקון ל- IAS 37, הפרשות, התחייבויות תלויות ונכסים תלויים

במאי 2020, פרסם ה- IASB תיקון ל- IAS 37 בדבר עלויות שעל החברה לכלול בעת הערכה האם חוזה הוא חוזה מכביד (להלן - "התיקון").

בהתאם לתיקון, יש לכלול בבחינה זו הן עלויות תוספתיות (כגון חומרי גלם ושעות עבודה ישירות) והן הקצאת עלויות אחרות הקשורות ישירות למילוי החוזה (כגון הפחתת רכוש קבוע וציוד המשמשים למילוי החוזה).

התיקון ייושם לתקופות דיווח שנתיות המתחילות ביום 1 לינואר 2022 או לאחריו. התיקון יחול על חוזים אשר ההתחייבויות בגינם טרם מולאו ליום 1 בינואר 2022. יישום מוקדם יותר אפשרי.

להערכת השותפות, לתיקונים לעיל לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים.

ג. פרויקט השיפורים בתקינה הבינלאומית לשנים 2018-2020

בחודש מאי 2020 פרסם ה- IASB תיקונים מסוימים במסגרת פרויקט השיפורים מחזור 2018-2020. להלן התיקון העיקרי המתייחס ל- IFRS 9:

התיקון ל- IFRS 9 מבהיר אילו עמלות על החברה לכלול כאשר היא מבצעת את מבחן "10 האחוזים" בסעיף 3.3.6 ב- IFRS 9, בעת בחינה האם תנאים של מכשיר חוב שתוקן או הוחלף שונים באופן מהותי ממכשיר החוב המקורי.

התיקון ייושם לתקופות דיווח שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2022, או לאחריו. יישום מוקדם יותר אפשרי. התיקון יושם לגבי מכשיר החוב שתוקן או הוחלף החל מהשנה בה התיקון לתקן יושם לראשונה.

באור 4: - גילוי לתקני IFRS חדשים בתקופה שלפני יישומם (המשך)

ד. תיקון ל- IAS 1, הצגת דוחות כספיים

בחודש ינואר 2020 פרסם ה- IASB תיקון ל- IAS 1 בדבר הדרישות לסיווג התחייבויות כשוטפות או כלא שוטפות (להלן- "התיקון").

התיקון מבהיר את העניינים הבאים:

- מהי הכוונה בזכות בלתי מותנית לדחות את הסילוק;
- זכות הדחייה חייבת להתקיים לתום תאריך הדיווח;
- סיווג אינו מושפע מהסבירות שישות תממש את זכות הדחייה;
- רק במידה ונגזר משובץ בהתחייבות המירה הינו מכשיר הוני, התנאים של ההתחייבות לא ישפיעו על סיווגו.

התיקון יושם לתקופות דיווח שנתיות המתחילות ביום 1 לינואר 2023 או לאחריו. יישום מוקדם אפשרי. התיקון ייושם בדרך של יישום למפרע.

השותפות בוחנת את השפעת התיקון על הסכמי ההלוואות הנוכחיים שלה.

ה. תיקון ל- IFRS 3, צירופי עסקים

בחודש מאי 2020, פרסם ה- IASB תיקון לתקן דיווח כספי בינלאומי 3, צירופי עסקים, בהתייחס למסגרת המושגית. התיקון נועד להחליף התייחסות למסגרת להכנת דוחות כספיים ולהצגתם, בהתייחסות למסגרת המושגית לדיווח כספי שפורסמה במרס, 2018 מבלי לשנות משמעותית את דרישותיה.

התיקון הוסיף חריג לעיקרון ההכרה בהתחייבות בהתאם ל- IFRS 3 כדי להימנע ממצבים של הכרה ברווחים או הפסדים מיד לאחר צירוף העסקים ('day 2 gain or loss') הנובעים מהתחייבויות והתחייבויות תלויות שהיו נכנסים לתחולת IAS 37 או IFRIC 21, במידה והיו מוכרים בנפרד.

בהתאם לחריג, התחייבויות או התחייבויות תלויות שבתחולת IAS 37, או IFRIC 21, יוכרו במועד הרכישה בהתאם להוראות IAS 37 או IFRIC 21 ולא בהתאם למסגרת המושגית.

התיקון גם מבהיר שנכסים תלויים לא יוכרו במועד צירוף העסקים.

התיקון ייושם באופן פרוספקטיבי לתקופות דיווח שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2022 או לאחריו.

ו. תיקון ל- IAS 8 מדיניות חשבונאית, שינויים באומדנים חשבונאיים וטעויות

בחודש פברואר 2021, פרסם ה- IASB תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 8: מדיניות חשבונאית, שינויים באומדנים חשבונאיים וטעויות (להלן- "התיקון"). מטרת התיקון הינה להציג הגדרה חדשה של המונח "אומדנים חשבונאיים".

אומדנים חשבונאיים מוגדרים כ"סכומים כספיים בדוחות הכספיים הכפופים לאי ודאות במדידה". התיקון מבהיר מהם שינויים באומדנים חשבונאיים וכיצד הם נבדלים משינויים במדיניות החשבונאית ומתיקוני טעויות.

באור 4: - גילוי לתקני IFRS חדשים בתקופה שלפני יישומם (המשך)

1. תיקון ל- IAS 8 מדיניות חשבונאית, שינויים באומדנים חשבונאיים וטעויות (המשך)

התיקון ייושם באופן פרוספקטיבי לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2023 והוא חל על שינויים במדיניות חשבונאית ובאומדנים חשבונאיים המתרחשים בתחילת אותה תקופה או אחריה. יישום מוקדם אפשרי.

השותפות בוחנת את השלכות התיקון על הדוחות הכספיים.

2. תיקון ל- IAS 12, מסים על הכנסה

במאי 2021 פרסם ה- IASB תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 12, מסים על ההכנסה (להלן- "IAS 12" או "התקן") אשר מצמצם את תחולת 'חריג ההכרה לראשונה' במסים נדחים המובא בסעיפים 15 ו- 24 ל IAS 12 (להלן- "התיקון").

במסגרת הנחיות ההכרה בנכסי והתחייבויות מסים נדחים, מחריג IAS 12 הכרה בנכסי והתחייבויות מסים נדחים בגין הפרשים זמניים מסוימים הנובעים מההכרה לראשונה בנכסים והתחייבויות בעסקאות מסוימות. חריג זה מכונה 'חריג ההכרה לראשונה'. התיקון מצמצם את תחולת 'חריג ההכרה לראשונה' ומבהיר כי הוא אינו חל על הכרה בנכסי והתחייבויות מסים נדחים הנובעים מעסקה אשר אינה צירוף עסקים ואשר בגינה נוצרים הפרשים זמניים שווים בחובה ובזכות גם אם הם עומדים ביתר תנאי החריג.

התיקון ייושם לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2023 או לאחרי. יישום מוקדם אפשרי. בנוגע לעסקאות חכירה והכרה בהתחייבות בגין פירוק ושיקום - התיקון ייושם החל מתחילת תקופת הדיווח המוקדמת ביותר המוצגת בדוחות הכספיים בהם התיקון יושם לראשונה, תוך זקיפת ההשפעה המצטברת של היישום לראשונה ליתרת הפתיחה של העודפים (או רכיב אחר בהון, ככל שרלוונטי) למועד זה.

להערכת השותפות, לתיקון לעיל לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים.

באור 5: - מזומנים ושווי מזומנים

31 בדצמבר	
2020	2021
אלפי דולר	
35,511	17,307
68,503	21,317
104,014	38,624

מזומנים למשיכה מיידית
שווי מזומנים - פקדונות לזמן קצר (1)

סה"כ

(1) הפקדונות מוחזקים בתאגידים בנקאיים וליום 31 בדצמבר, 2021 נושאים ריבית בשיעור שנתי ממוצע של כ- 0.5%.

באור 6: - פקדונות לזמן קצר

פקדונות המופקדים בתאגידים בנקאיים וליום 31 בדצמבר, 2021 נושאים ריבית בשיעור שנתי של כ- 0.5%.

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז, נטו

א. הרכב:

31 בדצמבר		באור	
2020	2021		
אלפי דולר			
42,659	41,927	1'ד7	נכסי נפט וגז
29,136	111,484	2'ד7	פרויקט בקסקין
701	836	3'ד7	פרויקט שננדואה
51,768	78,735	4'ד7	פרויקט יוקטן
18,268	17,283	5'ד7	פרויקט דנברי
142,532	250,265		פרויקט נצ'ס
1,274	974		נכסי חיפוש והערכה
143,806	251,239		

ב. תנועה:

נכסי נפט וגז	נכסי חיפוש והערכה	סה"כ	עלות
84,220	1,731	85,951	יתרה ליום 1 בינואר, 2020
41,328	710	42,038	רכישת נכסי נפט וגז
23,559	13	23,572	השקעה בנכסי נפט וגז קיימים
4,461	-	4,461	הפרשה בגין מחויבות לסילוק נכסי נפט וגז
1,671	-	1,671	עלויות אשראי שהונו
155,239	2,454	157,693	יתרה ליום 31 בדצמבר, 2020
119,924	55	119,979	השקעה בנכסי נפט וגז קיימים
(922)	-	(922)	הפרשה בגין מחויבות לסילוק נכסי נפט וגז
3,760	-	3,760	עלויות אשראי שהונו
(4,199)	-	(4,199)	מימוש נכסי נפט וגז (ראו באור 12א')
-	(1,180)	(1,180)	גריעה (ראו באור 7ד' (6))
273,802	1,329	275,131	יתרה ליום 31 בדצמבר, 2021
(4,171)	(1,180)	(5,351)	פחת, אזילה והפחתות שנצברו
(8,536)	-	(8,536)	יתרה ליום 1 בינואר, 2020
(12,707)	(1,180)	(13,887)	אזילה
(10,830)	-	(10,830)	יתרה ליום 31 בדצמבר, 2020
-	1,180	1,180	אזילה
-	(355)	(355)	גריעה
(23,537)	(355)	(23,892)	ירידת ערך
142,532	1,274	143,806	יתרה ליום 31 בדצמבר, 2021
250,265	974	251,239	עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר, 2020
			עלות מופחתת ליום 31 בדצמבר, 2021

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)
ימי	HBP ⁽²⁾	7.5%	-12.5%	1%
ימי	בהתאם לאישור ה-SOP ⁽³⁾	49%	18.75%	2%
ימי	30.6.28	41.85%	-12.5%	-
יבשתי	HBP ⁽²⁾	50%-כ	16.67%	כ-17.5%
יבשתי	HBP ⁽²⁾	98%-כ	18.75%	כ-15.0%
קנדה				
ימי	14.1.2023	30%	1%-7.5%	-
בלוק 7				

- (1) לא כולל תמלוג על בשיעור של 6% לבעלי המניות בשותף הכללי. לפרטים נוספים ראו באור 18ה'.
- (2) מאז שהחלה ההפקה, כל הרישיונות בשטח נכס הנפט הינם בסטטוס (HBP) Held By Production, 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". במסגרת הענקת ה-SOP תיקבע תכנית עבודה מחייבת הכוללת אבני דרך לפיתוח הנכס, ממועד ההענקת 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).

ד. פעילות השותפות בנכסי נפט וגז

1. בקסקין

במהלך שנת 2017 השלימה הקבוצה שתי עסקאות לרכישת 7.5% מהזכויות בפרויקט בקסקין, תגלית נפט וגז הממוקמת במים העמוקים של מפרץ מקסיקו בארה"ב.

במהלך המחצית הראשונה של שנת 2019 הסתיימו כל עבודות פיתוח שלב וא' בחלקו הצפוני של הפרויקט (להלן - "בקסקין צפון"), הכולל שתי בארות, ובמהלך חודש יוני, 2019 החלה הפקה מסחרית של נפט בפרויקט.

ביום 19 בספטמבר, 2021 החל קידוח פיתוח שלישי במאגר. הקידוח הסתיים בהצלחה לאחר תאריך הדוח, בתחילת חודש פברואר 2022.

בהתאם להערכות המפעילה ומניתוח ראשוני של הנתונים שנאספו בקידוח, עולה כי עובי שכבות המאגר נושאות הנפט תואם את ההערכות טרום הקידוח. כמו כן, המפעילה צופה כי עבודות ההשלמה להפקה של הקידוח צפויות להתחיל בתחילת הרבעון השלישי של שנת 2022. חלקה של השותפות בעלות הקידוח הסתכם לכ- 8 מיליון דולר.

בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2021, העתודות המוכחות (1P) בבקסקין צפון (100%) נאמדו בכ- 102.4 MMBBL של נפט וכ- 23.0 BCF של גז טבעי. העתודות המוכחות והצפויות (2P) במאגר נאמדו בכ- 211.3 MMBBL של נפט וכ- 47.5 BCF של גז טבעי.

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך)

ד. פעילות השותפות בנכסי נפט וגז (המשך)

1. בקסקין (המשך)

ביום 30 ביולי, 2021 אישר דירקטוריון השותף הכללי קידוח הערכה ואימות בחלקו הדרומי של פרויקט בקסקין (להלן - "בקסקין דרום"). תכליתו של קידוח הערכה לאשש את הערכות לגבי היקף המאגר וטיבו, שעל בסיסם בין היתר תתקבלנה החלטות לגבי פיתוחו. תקציב הקידוח (100%) נאמד בסכום של כ- 64.4 מיליון דולר. סה"כ חלקה של השותפות בתקציב הקידוח (7.5%) הוא כ- 4.83 מיליון דולר.

בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2021, האומדן הטוב ביותר של המשאבים המותנים (2C) בבקסקין דרום (100%) מוערך בכ- 243.5 MMBBL של נפט ו- BCF 92.5 של גז טבעי.

2. שננדואה

נכס הנפט שננדואה הינו תגלית הכוללת 3 רישיונות פדראליים לחיפוש, פיתוח והפקת נפט וגז במימי מפרץ מקסיקו בארה"ב. קידוח התגלית נקדח בשנת 2009. בעקבות התגלית בוצעו תשעה קידוחים נוספים לטובת אימות והערכה. שטח המאגר מוערך בכ- 69.9 קמ"ר.

ביום 25 באוגוסט, 2021 קיבלו השותפים בנכס הנפט שננדואה החלטת השקעה סופית לפיתוח נכס הנפט בתקציב של כ- 1.8 מיליארד דולר (בגין 100% מהזכויות בפרויקט). תחילת ההפקה מנכס הנפט שננדואה צפויה בסוף שנת 2024. החלטת ההשקעה הסופית התקבלה לאחר שהובטחו מראש כל הסכומים הנדרשים לפיתוח נכס הנפט, באופן שבו הפרויקט לא יהיה חשוף לסיכונים מימון מצד מי מהשותפים לפרטים נוספים ראו באור 12'.

בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2021, העתודות המוכחות (1P) בשננדואה (100%) נאמדו בכ- 120.7 MMBBL של נפט וכ- 140.8 BCF של גז טבעי. העתודות המוכחות והצפויות (2P) במאגר נאמדו בכ- 324.4 MMBBL של נפט וכ- BCF 379.9 של גז טבעי.

3. יוקטן צפון

נכס הנפט יוקטן צפון כולל רישיון אחד, הממוקם בסמוך לנכס הנפט שננדואה. בין השנים 2012-2014 התגלתה בשטח הרישיון תגלית נפט.

בכוונת השותפות לפתח את נכס הנפט כשלב עתידי של פרויקט שננדואה, אשר במסגרתו שותפי יוקטן צפון יקבלו שירותי טיפול והולכה מהפלטפורמה אשר תשמש את נכס הנפט שננדואה.

בהתאם לדוח המשאבים של יוקטן צפון שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2021, האומדן הטוב ביותר של המשאבים המותנים (2C) במאגר (100%) מוערך בכ- 39.1 MMBBL של נפט ו- BCF 26.6 של גז טבעי.

באור 7: - השקעות בנכסי נפט וגז (המשך)

ד. פעילות השותפות בנכסי נפט וגז (המשך)

4. דנברי

ביום 4 במרס, 2020 השלימה השותפות, באמצעות Navitas Petroleum Onshore, LLC, חברה בת בבעלותה המלאה (להלן- "NPO"), עסקה לרכישת 50% מזכויותיה של Denbury Onshore, LLC (להלן- "דנברי") ב-4 שדות נפט יבשתיים מפיקים: Thompson, Manvel, East Hastings, ו-Webster, הנמצאים במדינת טקסס, ארה"ב (להלן- "נכסי דנברי").

במסגרת העסקה הכירה הקבוצה בהתחייבות לפינוי וסילוק בסך של כ- 3,873 אלפי דולר כנגד ההשקעה בפרויקט דנברי.

בהתאם להסכמי התפעול שנחתמו, דנברי תישאר המפעילה בנכסי הנפט שנרכשו.

בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2021 העתודות המוכחות (1P) של נכסי דנברי (100%) נאמדו בכ- 19.2 MMBBL של נפט וכ- BCF 11.2 של גז טבעי. העתודות המוכחות והצפויות (2P) נאמדו בכ- 31.0 MMBBL של נפט וכ- BCF 15.6 של גז טבעי.

לפרטים נוספים אודות הסכמי הרכישה, ראו באור 12ד'.

5. נצ'ס

ביום 31 ביולי, 2019 השלימה השותפות, באמצעות Peles, LLC (להלן- "Peles"), חברה בת בבעלותה המלאה (בעקיפין), עסקה לרכישת כל זכויותיה של Breitburn Operating LP בשדה הנפט היבשתי נצ'ס בתמורה לסך של כ- 17.9 מיליון דולר.

שדה הנפט נצ'ס הינו שדה מפיק, המשתרע על שטח של כ- 38 קמ"ר, וממוקם במזרח טקסס (להלן- "פרויקט נצ'ס").

במסגרת העסקה, נרכשו מלוא זכויותיה של המוכרת בפרויקט נצ'ס וכן המחוברים הנמצאים בשטח הפרויקט הכוללים את מתקני ההפקה והצנרת. שיעור החזקותיה הממוצע של Peles ברישיונות הפרויקט עומד על כ- 98%.

כמו כן, במסגרת העסקה הכירה הקבוצה בהתחייבות לפינוי וסילוק בסך של כ- 883 אלפי דולר כנגד ההשקעה בפרויקט נצ'ס.

Peles משמשת כמפעילה בנכס הנפט ולשם כך התקשרה בהסכמים עם צוות התפעול הקיים לטובת המשך הפעלה רציפה.

בהתאם לדוח המשאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 31 בדצמבר, 2021 העתודות המוכחות (1P) של פרויקט נצ'ס (100%) נאמדו בכ- 3.2 MMBBL של נפט וכ- BCF 3.3 של גז טבעי. העתודות המוכחות והצפויות (2P) נאמדו בכ- 5.5 MMBBL של נפט וכ- BCF 4.8 של גז טבעי.

במהלך הרבעון הראשון לשנת 2020, כחלק מעסקה למימון רכישת נכסי נפט יבשתיים נוספים העבירה Peles את כל זכויותיה בפרויקט נצ'ס לחברה אחות. לפרטים נוספים אודות עסקת המימון והעברת הזכויות ראו באור 28(2).

ד. פעילות השותפות בנכסי נפט וגז (המשך)

- 34 -

באור 8: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים (המשך)

1. הלוואה מתאגיד בנקאי (המשך)

ההלוואה תפרע כמוקדם מבין (להלן- "מועד הפירעון הסופי"):

- 1 בדצמבר, 2024.
- ביצוע מימון מחדש של המימון הפרויקטלי בגין פרויקט שנדואה.
- פירעון מוקדם מנדטורי מלא או האצה של החוב הבכיר של אחת מחברות הפרויקט של השותפות בנוגע לפרויקטים הבאים הקיימים במועד ההסכם: פרויקט בקסקין, פרויקטים דנברי ונצ'ס ופרויקט שנדואה.
- פירעון מלא או חלקי של אגרות החוב (סדרה ב') של השותפות, ו/או פירעון מלא או חלקי של אגרות חוב שיונפקו, אם יונפקו על-ידי השותפות ו/או על-ידי חברות מימון ייעודיות של השותפות.

מלוא סכום הקרן יפרע בתשלום אחד במועד הפירעון הסופי. לשותפות קיימת הזכות לפרוע את ההלוואה בפירעון מוקדם ללא קנס.

ההלוואה תישא ריבית שנתית של ליבור (לתקופה של שלושה חודשים) בתוספת מרווח בשיעור של 5.5% שתשלום אחת לרבעון. החל מה-1 בדצמבר, 2023 המרווח יעלה לשיעורים שבין 6%-6.25%. הריבית האפקטיבית בגין ההלוואה הינה בשיעור של כ- 7.4%.

במסגרת הסכם המימון נקבעו עילות מקובלות להעמדת ההלוואה לפירעון מיידי, וביניהן: אי עמידה בתשלומי ההלוואה; אי עמידה באמות המידה הפיננסיות; התרחשות אירוע בעל השפעה מהותית לרעה; אי עמידה במצגים או התחייבויות; חדלות פירעון; אירוע Cross Default בקשר עם חברות בנות של השותפות בסכום של 2 מיליון דולר ומעלה; מקרה של כח עליון הנמשך מעל 45 ימים.

אמות מידה פיננסיות

- יחס חוב של השותפות במאוחד לשווי נכסי השותפות לא יעלה על 70% (מחושב על בסיס שווי התזרים המהוון של הפרויקטים לעתודות המסווגות כ- 2P מהוון בשיעור של 10%), אשר ייבחן על בסיס רבעוני.
- לשותפות יכולת פירעון של ההתחייבויות לזמן קצר (12 חודשים), אשר תיבחן על בסיס רבעוני.
- לשותפות יכולת פירעון של ההתחייבויות עד למועד הפירעון של ההלוואה, אשר תיבדק על בסיס חצי שנתי.

נכון למועד הדוח, השותפות עומדת באמות המידה הפיננסיות המצוינות לעיל.

בטוחות

הסכם המימון כולל מספר שעבודים:

- שעבוד על מניות Navitas Buckskin.
- שעבוד שני על זכויות Navitas Buckskin בפרויקט בקסקין.
- שעבוד שני על זכויות NPO בפרויקטים דנברי ונצ'ס.
- שעבוד על חשבונות בנק שיפתחו מכוח ההסכם, כדלקמן:
- חשבון תקבולים בו יופקדו תקבולים של השותפות מחברות הבנות שלה (להלן- "חשבון התקבולים"). סכומים עודפים שיופקדו בחשבון התקבולים ישמשו בתום כל רבעון לפירעון ההלוואה.
- שעבוד חשבון זרבת ריבית בו יופקד סכום השווה לסכום הריבית ל- 12 החודשים הקרובים. סך של כ- 2.8 מיליון דולר הופקד בחשבון זה בפקדון נושא ריבית ומוצג בסעיף סכומים מוגבלים בדוחות המאוחדים על המצב הכספי.
- שעבוד על הלוואות בעלים בין השותפות לבין נאוויטס פטרוליום הולדינגס בהיקף של כ- 40 מיליון דולר.

באור 8: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים (המשך)

1. הלוואה מתאגיד בנקאי (המשך)

בנוסף, השותפות התחייבה כי בכל עת היתרה בחשבון התקבולים לא תפחת מסך של 10 מיליון דולר. סכום זה עשוי בהמשך חיי הלוואה לעלות עד לסכום של 20 מיליון דולר בקורות אירועים מסוימים, כפי שנקבע בהסכם. חשבון התקבולים נכלל בסעיף סכומים מוגבלים בדוחות המאוחדים על המצב הכספי.

2. הלוואות למימון פרויקט דנברי

בהמשך לאמור בבאור 4'7 בדבר רכישת פרויקט דנברי, התקשרה NPO ביום 27 בפברואר, 2020 בהסכם מימון עם תאגיד בנקאי וגוף מוסדי בישראל, אשר עיקריו כדלקמן:

המימון הינו בסך כולל של עד 65 מיליון דולר, ומורכב מהלוואות רכישה וממסגרת מימון לתוכנית פיתוח (להלן ביחד - "הלוואות הפרויקט"):

- הלוואת הרכישה, בסך של 45 מיליון דולר, שימשה לתשלום התמורה בגין רכישת נכסי דנברי והועמדה ל-NPO במועד השלמת העסקה.

- מסגרת המימון לתוכנית הפיתוח, בהיקף של עד 20 מיליון דולר, תשמש לפיתוח נכסי דנברי על פי התחייבות הקבוצה לתוכנית הפיתוח שנקבעה במסגרת הסכמי הרכישה (ראו באור 12ד') ותהיה זמינה לניצול בתקופה של 18 חודשים ממועד החתימה על הסכם המימון.

- הלוואות הפרויקט יישאו ריבית שנתית בשיעור של ליבור בתוספת מרווח בטווח שבין 4.5% ל-5%, אשר תשולם בתשלומים חצי שנתיים החל מיום 30 ביוני, 2020 ועד למועד הפירעון הסופי של הלוואות הפרויקט.

- קרן הלוואות תיפרע בתשלומים חצי שנתיים, בהתאם ללוח סילוקין מגולף, החל מיום 30 ביוני, 2020 ועד ליום 31 בדצמבר, 2025.

לפרטים נוספים אודות מועדי הפירעון הצפויים של הלוואות, על פי התנאים החוזיים בסכומים לא מהווים (כולל תשלומי ריבית), ראו באור 19'.

- אמות מידה פיננסיות:

במסגרת הסכם המימון התחייבה NPO, בין היתר, לעמידה ביחס שירות חוב (DSCR) מינימלי של 1.25 וכן ליחס חוב, נטו לשווי בטוחה (LTV) בשיעור מקסימלי של 60%.

ליום 31 בדצמבר, 2021 עומדת NPO באמות המידה שנקבעו.

- גידורים:

במסגרת הסכמי המימון התחייבה NPO להתקשר בעסקאות לגידור מחירי הנפט בהיקף של עד 70% מההפקה הנוכחית שלה לתקופה של שנתיים קדימה (מתגלגל רבעוני).

- בטוחות עיקריות:

הסכם המימון כולל שעבודים קבועים ראשוניים בדרגה על כל נכסי NPO הכוללים, בין היתר, את חלקה בנכסי דנברי וכן בנכס הנפט היבשתי נצ'ס. כמו כן ניתן שעבוד קבוע ראשון בדרגה על זכויות הבעלות של השותפות ב-NPO וערבות של השותפות להבטחת התחייבויות NPO תחת הסכם המימון.

במהלך שנת 2021 ביצעה NPO משיכות בסך כולל של כ-19.7 מיליון דולר מתוך מסגרת המימון לטובת המשך תוכנית הפיתוח אליה התחייבה במסגרת הסכמי הרכישה ובכך נוצלה מלוא מסגרת המימון.

באור 8: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים (המשך)

3. הלוואות למימון פרויקט שנדואה

ביום 1 באוגוסט, 2021 נחתם הסכמי המימון הפרויקטלי בין השותפים בנכס הנפט שנדואה לבין קונסורציום של בנקים ומוסדות פיננסיים בינלאומיים, למימון חלקו של כל אחד מהשותפים בנכס הנפט שנדואה בעלויות הפיתוח של הפרויקט. לפי הסכם המימון הפרויקטלי שנחתם בין ShenHai לבין קונסורציום המלווים (להלן - "הסכם המימון הפרויקטלי"), תועמדה ל-ShenHai הלוואות בסך כולל של כ-444 מיליון דולר. בנוסף, זכאית ShenHai להגדיל סכום זה בכ-100 מיליון דולר נוספים, עד לסכום כולל של כ-544 מיליון דולר. משיכה ראשונה תתבצע רק לאחר השקעת כל סך ההון הנדרש לפרויקט, וצפויה, בשלב זה, לקראת סוף שנת 2022.

בחודש מרס 2022 התקשרו ShenHai, השותפות, והבנק הטכני במימון הפרויקטלי, בהסכם Contingent Equity Support, במסגרתו התחייבה השותפות כי במידה שתדרש לכך, במקרה של חריגות בתקציב הפרויקט, תעמיד השותפות ל-ShenHai סך של עד 40 מיליון דולר אשר ייועד לכיסוי כרית נוספת לחריגות בתקציב (CERA – Contingent Equity Reserve Account) בדרך של השקעה הונית או הלוואת בעלים נחותה. החתימה על הסכם זה מהווה התנאי המתלה העיקרי הנוטר למשיכה הראשונה של כספי המימון הפרויקטלי.

ביום 25 באוגוסט, 2021, עם קבלת החלטת ההשקעה הסופית על ידי השותפים בנכס הנפט שנדואה, התקיימו כל התנאים המוקדמים לסגירה פיננסית (Closing) של הסכם המימון הפרויקטלי.

ביום 8 בנובמבר, 2021, השלימה השותפות הנפקה לציבור של אגרות חוב (סדרה ג') (ראו באור 11 (2)). תמורת ההנפקה, נטו הועמדה כהלוואה לטובת נאוויטס שנחי מימון בע"מ, 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. בעקבות זאת, גדל סכום המימון הפרויקטלי אותו זכאית ShenHai למשוך, לסך של כ-544 מיליון דולר.

הלוואות המימון הפרויקטלי תישאנה ריבית ליבור, בתוספת מרווח בטווח שבין 3.25% ועד 5.25%. המרווח יקבע לפי מספר פרמטרים הקשורים להתקדמות הפרויקט.

ההלוואות תיפרענה עד למוקדם מבין:

- תום 7 שנים ממועד הסגירה הפיננסית של הסכם המימון הפרויקטלי.
- המועד שבו עתודות הפרויקט (1P) הנותרות יהיו נמוכות מ-25% מהעתודות שנלקחו בחשבון במודל הבנקאי המקורי.

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 נמשה.
- 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.

באור 8: - הלוואות מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים (המשך)

3. הלוואות למימון פרויקט שנדואה (המשך)

- ביצוע עסקאות גידור למחירי הנפט בהיקפים המפורטים בהסכם המימון הפרויקטלי.

- 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.

בטוחות עיקריות:

להבטחת פירעון ההלוואה, תשעבד 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 תהיה מובטחת גם באמצעות שעבוד המניות ב-ShenHai.

ביצוע חלוקות 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; סכומי קרן שירות החוב, כמוגדר בהסכם המימון הפרויקטלי, הינם בגובה של לפחות תשלומי קרן וריבית לתקופה של שמונה חודשים.

באור 9: - ספקים, זכאים ויתרות זכות

31 בדצמבר		
2020	2021	
אלפי דולר		
3,444	1,816	בעלי עניין (כולל תמלוגי על) התחייבויות למפעיל הוצאות לשלם זכאים אחרים (1)
5,325	4,298	
4,790	10,193	
13,559	16,307	סה"כ

(1) ליום 31 בדצמבר, 2021 כולל הוצאות לשלם בגין עמלות בקשר עם מימון שנדואה בסך של כ- 3,823 אלפי דולר.

באור 10: - סכומים מוגבלים

31 בדצמבר		
2020	2021	
אלפי דולר		
-	292,055	12א' סכומים בחשבון ייעודי לטובת מפעילת פרויקט שנדואה
-	99,560	11(2) סכומים שגויסו להעמדת הלוואה לפרויקט שנדואה
-	12,816	8(1) סכומים מוגבלים בקשר עם הסכמי מימון
-	1,234	12א' חייבים לזמן ארוך
400	903	כריות לטובת נאמן למחזיקי אגרות חוב
400	406,568	סה"כ

באור 11: - אגרות חוב

ערך בספרים ליום 31 בדצמבר		ריבית אפקטיבית %	ריבית נקובה %	בסיס הצמדה	ערך נקוב (ש"ח)	
2020	2021					
אלפי דולר						
אגרות חוב שהונפקו על-ידי השותפות						
125,406	187,086	6.85	6.50	ש"ח	587,000,000	סדרה ב' ⁽¹⁾
-	105,423	5.63	5.25	ש"ח	330,000,000	סדרה ג' ⁽²⁾
-	44,530	7.80	5.00	דולר	155,000,000	סדרה ד' ⁽³⁾
אגרות חוב שהונפקו על-ידי חברה בת						
164,996	-	9.45	7.75	דולר	572,400,000	סדרה ב' ⁽⁴⁾
290,402	337,039					

1. **אגרות חוב (סדרה ב') שהונפקו על-ידי השותפות**

ביום 10 בנובמבר, 2020 השלימה השותפות הנפקה של 420,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ב') של השותפות בדרך של מכרז על מחיר אגרות החוב. המחיר שנקבע במכרז הוא 97.3 אגורות לכל 1 ש"ח ע.ג. התמורה המיידית ברוטו שנתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור, הסתכמה לסך של כ- 408,660 אלפי ש"ח (כ- 121 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה, לרבות עמלת התחייבות מוקדמת, הסתכם לכ- 2 מיליון דולר.

ביום 5 באוגוסט, 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של 167,000,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ב') של השותפות בדרך של הרחבת סדרה. אגרות החוב הוצעו בדרך של מכרז על מחיר אגרות החוב. המחיר שנקבע במכרז הוא 108.1 אגורות לכל 1 ש"ח ע.ג. התמורה המיידית ברוטו שהתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור מסתכמת לסך של כ- 180,527 אלפי ש"ח (כ- 56.1 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכם לסך של כ- 1,990 אלפי ש"ח (כ- 0.6 מיליון דולר).

אגרות החוב מדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilA-.

אגרות החוב (סדרה ב') אינן צמודות למדד או למטבע כלשהו ונושאות ריבית שנתית בשיעור של 6.5%.

אגרות החוב (סדרה ב') עומדות לפירעון בשלושה תשלומים שנתיים לא שווים: שני תשלומים אשר ישולמו ביום 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2024 ו-2025, באופן שכל אחד משני התשלומים יהווה 25% מערכן הנקוב הכולל של אגרות החוב (סדרה ב'), והתשלום השלישי והאחרון, אשר ישולם ביום 31 בדצמבר 2026 יהווה 50% מערכן הנקוב הכולל של אגרות החוב (סדרה ב').

הריבית על היתרה הבלתי מסולקת של קרן אגרות החוב תשולם בתשלומים חצי שנתיים ביום 30 ביוני של כל אחת מהשנים 2021 ועד 2026, וביום 31 בדצמבר של כל אחת מהשנים 2020 ועד 2026 בגין תקופה של שישה חודשים המסתיימת במועד התשלום, פרט לתשלום בגין תקופת הריבית הראשונה אשר התבצע ביום ה-31 בדצמבר 2020, לגביו שולמה הריבית בגין התקופה שהתחילה ביום ה-11 בנובמבר, 2020 והסתיימה ביום הקודם למועד התשלום האמור.

באור 11: - אגרות חוב (המשך)

1. אגרות חוב (סדרה ב') שהונפקו על-ידי השותפות (המשך)

תשלום הריבית האחרון ישולם ביום 31 בדצמבר, 2026 ביחד עם הפירעון האחרון של קרן אגרות החוב (סדרה ב').

בטוחות והתחייבויות אחרות

אגרות החוב מובטחות בשעבוד על הזכויות בנכס הנפט בקסקין צפון ובחשבון 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 800 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 60 מיליון דולר במשך שני רבעונים רצופים.
- יחס ההלוואה לבטוחה, כהגדרתו בשטר הנאמנות, לא יעלה על שיעור של 80% במשך שני רבעונים רצופים.

נכון ליום 31 בדצמבר, 2021 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 ב') לכך בהחלטה מיוחדת.
- השותפות התחייבה לפעול לכך, כי אגרות החוב (סדרה ב') 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- 1,150 מיליון דולר; (3) חלוקה שכתוצאה ממנה יעלה יחס החוב הפיננסי נטו ל- CAP נטו על שיעור של 70%; (4) חלוקה שכתוצאה ממנה יפחת ההון העצמי של השותפות מ- 80 מיליון דולר.
- הנפקת אגרות חוב (סדרה ב') נוספות בדרך של הרחבת סדרה תבוצע בכפוף להתקיימות כל התנאים שלהלן: (1) עובר למועד הרחבת הסדרה וכן מיד לאחר הרחבת הסדרה עומדת ותעמוד השותפות בכל אמות המידה הפיננסיות אליהן התחייבה; (2) לא מתקיימת איזו מהעילות לפירעון מיידי המפורטות בשטר הנאמנות, וביצוע הרחבת הסדרה לא יביא להתקיימות איזו מהעילות לפירעון מיידי; (3) השותפות אינה מפרה איזו מההתחייבויותיה המהותיות למחזיקים, וביצוע הרחבת הסדרה לא יביא את השותפות להפרת איזו מההתחייבויותיה המהותיות למחזיקים; (4) יחס ההלוואה לבטוחה במועד הרחבת הסדרה, ובהתחשב בהיקף הרחבת הסדרה, לא יעלה על 70%; (5) הרחבת סדרת אגרות החוב (סדרה ב') לא תוביל להורדת דירוג של אגרות החוב (סדרה ב') לעומת דירוג אגרות החוב (סדרה ב') ערב ביצוע הרחבת הסדרה; (6) היקף אגרות החוב (סדרה ב') שבמחזור לאחר הרחבת הסדרה לא יעלה על 700 מיליון ש"ח ע.ג.

באור 11: - אגרות חוב (המשך)

2. אגרות חוב (סדרה ג') שהונפקו על-ידי השותפות

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).

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 וביום 15 באוקטובר, 2028 בגין תקופה של שישה חודשים המסתיימת במועד התשלום, פרט לתשלומים בגין תקופת הריבית הראשונה ותקופת הריבית האחרונה. התשלום בגין תקופת הריבית הראשונה ישולם בגין התקופה המתחילה ביום 10 בנובמבר, 2021 והמסתיימת ביום 14 בינואר, 2022. התשלום בגין תקופת הריבית האחרונה ישולם בגין התקופה המתחילה ביום 15 ביולי, 2028 והמסתיימת ביום הקודם למועד התשלום האמור.

אגרות החוב מדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilA-.

תמורת ההנפקה, נטו הועמדה כהלוואה לטובת נאוויטס שנחי מימון בע"מ, חברה ייעודית (SPC) שהתאגדה בישראל, בבעלות ישירה ומלאה של השותפות, אשר הוקמה על-ידי השותפות לצורך גיוס מקורות כספיים ל- ShenHai בדרך של הצטרפות לקונסורציום כצד נוסף בהסכם המימון הפרויקטלי (ראו באור 8(3)).

3. אגרות חוב להמרה (סדרה ד') שהונפקו על-ידי השותפות

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') 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.

באור 11: - אגרות חוב (המשך)

3. אגרות חוב להמרה (סדרה ד') שהונפקו על-ידי השותפות (המשך)

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, פרט לתשלום בגין תקופת הריבית הראשונה אשר התבצע ביום 31 בדצמבר, 2021 בגין התקופה שהתחילה ביום 11 בנובמבר, 2021 והסתיימה ביום הקודם למועד התשלום האמור. אגרות החוב להמרה (סדרה ד') עומדות לפירעון בתשלום אחד ביום 31 בדצמבר, 2026.

הקרן והריבית של אגרות החוב להמרה (סדרה ד') צמודות לשער הדולר היציג ליום 8 בנובמבר, 2021 (3.103 ש"ח לדולר) ונושאות ריבית שנתי בשיעור של 5%.

4. אגרות חוב שהונפקו על-ידי חברה בת

במהלך שנת 2017 הנפיקה חברה בת של השותפות 147,600,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה א') ו- 572,400,000 ש"ח ע.ג. אגרות חוב (סדרה ב'). כאשר

הקרן והריבית של אגרות החוב היו צמודות לשער הדולר היציג ליום 12 ביולי, 2017 (3.554 ש"ח לדולר).

מלוא תמורת ההנפקות שימשה לצורך העמדת הלוואות מסוג Non-Recourse, כאשר תמורת הנפקות אגרות חוב (סדרה א') שימשה להעמדת ההלוואה ל-Navitas Buckskin ותמורת הנפקות אגרות חוב (סדרה ב') שימשה להעמדת ההלוואה ל-Buckstone (להלן ביחד - "החברות הלוות"). כספי ההלוואה לחברות הלוות יועדו לשמש אותן לצורך מימון חלקן בעלויות שלב וא' של התכנית לפיתוח פרויקט בקסקין.

ביום 25 בנובמבר, 2020 ביצעה חברת הבת פדיון מוקדם של אגרות החוב (סדרה א') בתמורה לסך של 148,060 אלפי ש"ח (כ- 44 מיליון דולר). התמורה ששולמה כוללת את יתרת החוב הבלתי מסולקת של אגרות החוב וכן רכיב פיצוי בגין הפדיון המוקדם. כתוצאה מהפדיון המוקדם הכירה השותפות בהוצאות מימון בגין רכיב הפיצוי ששולם בסך של כ- 1,441 אלפי דולר.

ביום 1 באוגוסט, 2021 בוצע פדיון מלא של אגרות החוב (סדרה ב') שהונפקו על ידי חברת הבת וזאת לאחר ש-Buckstone פרעה את ההלוואה שהטעמדה לה על ידי חברת הבת.

לפרטים נוספים אודות מועדי הפירעון הצפויים של אגרות החוב, על פי התנאים החוזיים בסכומים לא מהוונים (כולל תשלומי ריבית), ראו באור 19'.

באור 12: - התקשרויות שעבודים והתחייבויות אחרות

א. הסכמים בקשר עם רכישת ופיתוח נכס הנפט שננדואה

במהלך השנים 2018-2019 ביצעה השותפות, מספר עסקאות לרכישת 53.1% מהזכויות בנכס הנפט שננדואה בתמורה לסך כולל של כ- 6 מיליון דולר וכן נטילת התחייבויות לתשלומים נוספים בסך של כ- 13 מיליון דולר הכוללים עלויות נטישה עתידיות ותשלום המותנה בפיתוח נכס הנפט שננדואה (לפרטים נוספים בדבר נכס הנפט ראו באור 27'2).

באור 12: - התקשרויות שעבודים והתחייבויות אחרות (המשך)

א. הסכמים בקשר עם רכישת ופיתוח נכס הנפט שננדואה (המשך)

ביום 16 ביולי, 2021 חתמו השותפים בנכס הנפט שננדואה על Joint Liability Agreement (להלן- "ההסכם"), אשר עודכן ביום 23 באוגוסט, 2021, במטרה לוודא כי כל הסכומים הנדרשים לפיתוח הפרויקט יהיו מובטחים מראש, באופן שבו הפרויקט לא יהיה חשוף לסיכונים מימון מצד מי מהשותפים. לפי תנאי ההסכם, עד למועד קבלת החלטת ההשקעה הסופית, כל אחד מהשותפים יפקיד את כל הסכום הנדרש לתקציב הפיתוח (בניכוי סכומי שיתקבלו בהסכם המימון הפרויקטלי) (להלן- "סך ההון"), בחשבון ייעודי או בכתבי אשראי בלתי הדירים, לטובת מפעילת הפרויקט, BOE Exploration & Production, LLC (להלן- "מפעילת הפרויקט"). כמו כן, במסגרת ההסכם העמידה השותפות ערבות לטובת מפעילת הפרויקט בקשר עם התחייבויות ShenHai תחת ההסכם, שעיקרן - ההתחייבות להעמיד את הבטוחות הנדרשות לפרויקט ותשלום ההוצאות הקשורות לתכנית הפיתוח של הפרויקט.

במועד קבלת החלטת ההשקעה הסופית התקשרה ShenHai בהסכם למכירת 4.1% מזכויותיה בפרויקט ל- Beacon Offshore Energy Development, LLC בתמורה לסך של כ- 6.3 מיליון דולר במזומן, ותהא זכאית לתשלום נדחה נוסף, בהיקף של כ- 1.5 מיליון דולר, שישולם לאחר תחילת ההפקה מהפרויקט, במועד שבו חלוקות כספים תהיינה מותרות לפי הסכם המימון הפרויקטלי (ראו באור 8 (3)). הרווח שנבע לשותפות (לפני השפעת מס) כתוצאה מהמימוש האמור הסתכם לכ- 3.3 מיליון דולר ונרשם בסעיף הכנסות אחרות בדוחות המאוחדים על הרווח הכולל.

ביום 23 באוגוסט, 2021 חתמה ShenHai על הסכם הבנות (להלן- "הסכם ההבנות") מול אחד מהשותפים, לפיו אם ShenHai לא תפקיד את סך ההון, עד ליום 23 בנובמבר, 2021, ישלים אותו שותף את הסכומים החסרים מסך ההון וירכוש מ- ShenHai אחוזים בפרויקט, במחיר מוסכם, בהיקף הנגזר מסך ההון אותו השלימה במקומה. להבטחת השלמת סכום ההון הנדרש החסר הפקידה ShenHai בנאמנות שטרי העברה בגין כ- 13.37% מהזכויות בפרויקט (להלן- "הזכויות").

הסכם ההבנות היה כפוף לכך שעד למועד קבלת החלטת ההשקעה הסופית יופקד סכום מינימום של כ- 311 מיליון דולר במזומן בחשבון ייעודי לטובת מפעילת הפרויקט. סכום זה הופקד ביום 23 באוגוסט, 2021 ומוצג בסעיף סכומים מוגבלים בדוחות המאוחדים על המצב הכספי.

ביום 16 בנובמבר, 2021, הפקידה השותפות, באמצעות חברה בת, סך נוסף של כ- 60 מיליון דולר בחשבון הייעודי לטובת מפעילת הפרויקט ובכך השלימה את סך חלקה במימון הנדרש לתקציב פיתוח נכס הנפט שננדואה. בהתאם להסכם ההבנות בוטלו שטרי העברה בגין כ- 13.37%.

ב. 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 שננדואה, 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 נזקפה להון ונכללת במסגרת זכויות שאינן מקנות שליטה.

באור 12: - התקשרויות שעבודים והתחייבויות אחרות (המשך)

ב. 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 שנצבר 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 (ראו באור 12א').

ג. כתבי התחייבות בלתי חוזרת מגופים פיננסיים

השותפות חתמה על מספר כתבי התחייבות מול גופים פיננסיים, לפיו הגופים פיננסיים העמידו התחייבות בלתי חוזרת, במטרה לאפשר את הגדלת סכום ההלוואה שנקבע בהסכם המימון הפרויקטלי בפרויקט שננדואה (ראו באור 8(3)). בגין העמדת כתבי ההתחייבות, השותפות התחייבה לשלם לגופים הפיננסיים עמלות בשיעור שנתי של כ- 7%, עד למועד המשיכה הראשונה של ההלוואה, אך לא פחות מסכום מינימלי שנקבע בכתבי ההתחייבות. בנוסף, כל עוד ההתחייבות בתוקף, הגופים הפיננסיים יהיו זכאים לתשלומים שישולמו בפועל למלווים במסגרת ההסכם בהתאם לחלקם, כאילו היו מלווים במסגרת הסכם המימון הפרויקטלי בפרויקט שננדואה.

השותפות תוכל לסיים את ההתקשרות מכח כתב ההתחייבות בכל עת, לפי שיקול דעתה הבלעדי, ובתנאי שתשחרר את הגופים הפיננסיים מכל התחייבויותיהם, שנעשו בקשר עם כתבי ההתחייבות. השותפות התחייבה לפעול לשחרור הגופים הפיננסיים מהתחייבויותיהם עד ליום 31 בדצמבר, 2022 ובכל מקרה לא יאוחר מיום 31 בדצמבר, 2024 או במועד מוקדם יותר במקרה של העמדה של חוב מהותי של השותפות (כפי שהוגדר) לפירעון מיידי. ליום 31 בדצמבר, 2021, לאחר ביטול חלק מכתבי ההתחייבות על ידי השותפות לאור השלמת גיוס אגרות חוב (סדרה ג'), מסתכמת יתרתם לכ- 50 מיליון דולר.

באור 12: - התקשרויות שעבודים והתחייבויות אחרות (המשך)

ד. עסקת דנברי

ביום 20 בדצמבר, 2019 התקשרה NPO, במערך הסכמים לרכישת 50% מזכויותיה של דנברי ב-4 שדות נפט יבשתיים מפיקים הנמצאים במדינת טקסס, ארה"ב (לפרטים אודות נכסי הנפט שנרכשו ראו באור 4'7).

בהתאם להסכמים שנחתמו, תשלם NPO במועד השלמת העסקה סך של כ- 50 מיליון דולר בתמורה לזכויות הנרכשות, בכפוף להתאמות מחיר בגין ההפקה, נטו מנכסי הנפט בתקופה מהמועד הקובע (1 בינואר, 2019) ועד למועד השלמת העסקה (להלן- "התמורה במזומן"). מתוך התמורה במזומן שילמה NPO במועד החתימה מקדמה בסך של 2.5 מיליון דולר.

בנוסף, התחייבה NPO לתוכנית פיתוח אשר תכלול ביצוע עשרה קידוחים אופקיים בהיקף השקעה כולל מוערך של כ- 30 מיליון דולר. סך זה כולל גם את נשיאת NPO בחלקה של דנברי בתוכנית פיתוח זו בהיקף נשיאה המוערך בסך של כ- 15 מיליון דולר, כאשר NPO תהא זכאית להחזר הנשיאה מתוך חלק דנברי בהפקה מהבארות הנ"ל. לטובת הבטחת ההתחייבות של NPO, העמידה חברת ביטוח בארה"ב ערבות בסך של כ- 10 מיליון דולר כנגד ערבות מקבילה של השותפות כלפי חברת הביטוח. הערבות שהועמדה תקטן בסך של כ- 1 מיליון דולר עבור כל קידוח אופקי שיושלם במסגרת תוכנית הפיתוח.

ביום 4 במרס, 2020, לאחר התקיימות התנאים המתלים הושלמה עסקת הרכישה. התמורה במזומן, לאחר התאמות מחיר סופיות, הסתכמה לכ- 40.1 מיליון דולר, מתוכם סך של כ- 2.5 מיליון דולר שולמו כמקדמה במועד החתימה. תשלום התמורה במזומן מומן במלואו באמצעות הלוואת רכישה (לפרטים נוספים אודות עסקת המימון שנחתמה ראו באור 8'2).

במהלך חודש נובמבר 2021, השלימה השותפות את פיתוח עשרת הקידוחים האופקיים אליהם התחייבה במסגרת הסכם הרכישה מול דנברי. עלות הפיתוח של עשרת הקידוחים האופקיים הסתכמה בכ- 30 מיליון דולר וזאת בהתאם להערכת השותפות במועד חתימת הסכם הרכישה עם דנברי.

ה. הסכם הבנות- תגלית Sea-Lion

ביום 6 בינואר, 2020 התקשרה השותפות בהסכם הבנות לא מחייב עם Premier Oil Exploration And Production Limited (להלן- "פרמייר") ועם Rockhopper Exploration plc, חברת נפט וגז הנסחרת בבורסה המשנית בלונדון (להלן- "רוקהופר" ו-"השותפים הקיימים", בהתאמה), לרכישת 30% מהזכויות ברישיונות תגלית הנפט הימית Sea-Lion, שבאיי פוקלנד.

נכס הנפט Sea-Lion ממוקם בדרום-מערב האוקיינוס האטלנטי, כ- 220 ק"מ צפונית לאיי פוקלנד, וכולל 3 רישיונות. נכס הנפט נתגלה על ידי רוקהופר בשנת 2010. בשנת 2012 רכשה פרמייר מרוקהופר 60% מהזכויות בנכס הנפט ומונתה למפעילה. מאז קידוח התגלית, נקדחו 10 קידוחים נוספים להערכה ואימות של נכס הנפט, בהשקעה כוללת של כ-1.1 מיליארד דולר.

על פי דוח משאבים שנערך על ידי מעריך רזרבות בלתי תלוי ליום 30 ביוני, 2020, האומדן הטוב ביותר של המשאבים המותנים (2C) בנכס הנפט (100%) מוערך בכ- 513.1 MMBBL של נפט.

ביום 7 בדצמבר, 2021 התקשרה השותפות בהסכמי הבנות מחודשים עם פרמייר ורוקהופר (להלן- "הסכמי ההבנות המחודשים"), לרכישת 65% מהזכויות ברישיונות בנכס הנפט על ידי השותפות ולמינויה של השותפות כמפעילת הפרויקט החדשה וזאת בתמורה להעמדת הלוואות על ידי השותפות כמפורט להלן:

באור 12: - התקשרויות שעבודים והתחייבויות אחרות (המשך)

ה. הסכם הבנות- תגלית Sea-Lion (המשך)

• הלוואת "טרם FID" - השותפות תעמיד לרוקהופר הלוואה בעבור חלקה בהוצאות, שייקבעו על ידי השותפות, וזאת מרגע השלמת הסכמי העסקה המחייבים ועד לקבלת החלטת השקעה סופית לפיתוח נכס הנפט (לעיל ולהלן- "FID"), אשר תישא ריבית שנתית של 8%.

• הלוואת "פוסט FID" - השותפות תעמיד לרוקהופר הלוואה בעבור 2/3 מחלקה של רוקהופר בהון הנדרש לפיתוח נכס הנפט החל מקבלת FID, כחלק מחבילת המימון שתוסכם.

יובהר כי עד לחתימה על הסכמי העסקה המחייבים והשלמתם, השותפות לא תישא בעלויות הכרוכות בפרויקט, למעט עלויות והוצאות של השותפות בקשר עם בחינת וביצוע העסקה וכל הכרוך בכך.

הצדדים להסכמי ההבנות המחודשים יפעלו לחתום על מסמכי העסקה המחייבים עד ליום 31 במרס, 2022, אלא אם יסכימו על דחיית תאריך היעד לחתימה. הסכמי ההבנות המחודשים מגדירים תקופת בלעדיות מחייבת בתוקף עד יום 31 במרס, 2022.

כל עוד לא נחתמו הסכמי העסקה המחייבים, כל אחד מהצדדים להסכמי ההבנות המחודשים רשאי לסיים את ההתקשרות בהסכמי ההבנות המחודשים מכל סיבה שהיא. תקופת הבלעדיות (המוגדרת לעיל) תישאר בתוקף גם אם אחד מהצדדים להסכמי ההבנות המחודשים מחליט לסיים את ההתקשרות כאמור.

ו. ליום 31 בדצמבר, 2021 קיימות לקבוצה ערבויות בסך כולל של כ- 4,342 אלפי דולר כלפי חברות ביטוח בארה"ב להבטחת התחייבויות הקבוצה בקשר עם העמדת ערבויות מקבילות על ידי חברת הביטוח לטובת רשויות מקומיות בארה"ב וספקי תשתיות לטיפול והולכה של נפט וגז (ליום 31 בדצמבר, 2020 ערבויות השותפות הסתכמו לסך של 4,342 אלפי דולר).

ז. לעניין העמדת ערבות חברה על ידי השותפות להבטחת התחייבויות חברה בת במסגרת הסכם מימון עם תאגיד בנקאי וגוף מוסדי בישראל, ראו באור 8(2).

ח. לעניין שעבוד הזכויות בנכסי הנפט והגז של הקבוצה ראו באורים 8 ו- 11.

באור 13: - הון השותפות

א. הרכב ההון

מונפק ונפרע	
2020	2021
מספר יחידות השתתפות	
61,088,749	93,693,461

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.

באור 13: - הון השותפות (המשך)

ב. תנועה ביחידות השתתפות מונפקות

מספר יחידות השתתפות	באור	
47,349,449		<u>יתרה ליום 1 בינואר, 2020</u>
13,738,800	1'ב13	הנפקת יחידות השתתפות לציבור
500	1'ג13	מימוש כתבי אופציה (סדרה 4) ליחידות השתתפות
61,088,749		<u>יתרה ליום 31 בדצמבר, 2020</u>
32,538,200	2'ב13	הנפקת יחידות השתתפות לציבור
64,812	3'ב13	מימוש יחידות RSU ליחידות השתתפות
1,700	1'ג13	מימוש כתבי אופציה (סדרה 4) ליחידות השתתפות
93,693,461		<u>יתרה ליום 31 בדצמבר, 2021</u>

(1) ביום 13 בינואר, 2020 השלימה השותפות הנפקה של 13,738,800 יחידות השתתפות של השותפות. התמורה המיידית ברוטו שנבעה לשותפות במסגרת ההצעה לציבור הסתכמה לסך של 287,278 אלפי ש"ח (כ- 82.8 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכם לסך של כ- 13,279 אלפי ש"ח (כ- 3.8 מיליון דולר).

(2) ביום 5 באוגוסט, 2021 השלימה השותפות הנפקה של 30,000,000 יחידות השתתפות של השותפות במסגרת הצעת המדף בדרך של הצעה לא אחידה. התמורה המיידית ברוטו שנבעה לשותפות במסגרת הצעת המדף הסתכמה לסך של כ- 450,000 אלפי ש"ח (כ- 140 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכם לסך של כ- 9,100 אלפי ש"ח (כ- 3 מיליון דולר).

ביום 8 באוגוסט, 2021 השלימה השותפות הנפקה של 2,538,200 יחידות השתתפות של השותפות בדרך של הצעה אחידה במכרז ציבורי. התמורה המיידית ברוטו שנבעה לשותפות במסגרת ההצעה לציבור הסתכמה לסך של כ- 38,073 אלפי ש"ח (כ- 11.5 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכם לסך של כ- 791 אלפי ש"ח (כ- 0.3 מיליון דולר).

(3) במהלך שנת 2021 מומשו 64,812 יחידות RSU ל- 64,812 יחידות השתתפות של השותפות לאחר עמידת הניצעים בתנאי ההבשלה שנקבעו בתוכנית (לפרטים נוספים ראו באור 14).

(4) לאחר תאריך הדוח, במהלך חודש ינואר 2022, מומשו 26,324 יחידות RSU ל- 26,324 יחידות השתתפות של השותפות.

ג. כתבי אופציה ומכשירים המירים להון

(1) עד למועד פקיעתם ביום 10 בינואר, 2021 כתבי אופציה סחירים (סדרה 4) היו ניתנים למימוש ליחידת השתתפות אחת תמורת מחיר מימוש של 16 ש"ח ליחידת השתתפות, צמוד לשער הדולר ליום 7 בינואר, 2019 (3.694 ש"ח לדולר).

במהלך שנת 2020 מומשו 500 כתבי אופציה ל- 500 יחידות השתתפות של השותפות בתמורה כוללת של כ- 2 אלפי דולר וביום 10 בינואר, 2021, מומשו 1,700 כתבי אופציה סחירים (סדרה 4) ל- 1,700 יחידות השתתפות של השותפות בתמורה לסך של כ- 7 אלפי דולר. במועד זה פקעה יתרת כתבי האופציה הסחירים (סדרה 4) שנותרו בסך של 1,435,300 כתבי אופציה.

באור 13: - הון השותפות (המשך)

ג. כתבי אופציה ומכשירים המירים להון (המשך)

(2) ליום 31 בדצמבר, 2021 לשותפות 29,264 כתבי אופציה ו- 500,856 יחידות RSU שהוענקו לעובדים במסגרת תוכנית תגמול הוני (לפרטים נוספים ראו באור 14).

(3) ליום 31 בדצמבר, 2021 יתרת הקרן של אגרות חוב (סדרה ד') הניתנות להמרה ליחידות השתתפות של השותפות הינה 155,000,000 ש"ח ע.נ. (לפרטים נוספים ראו באור 11(3)).

ד. יחידות השתתפות רדומות בהון

31 בדצמבר	
2020	2021
מספר יחידות השתתפות	
117,372	117,372

יחידות השתתפות המוחזקות על-ידי השותפות (*)

(*) בהתאם לתנאי תוכנית יחידות ההשתתפות החסומות לעובדי השותפות (ראו באור 14(1)).

באור 14: - עסקאות תשלום מבוסס מניות

תכנית	מכשירים שהוענקו	כמות שהוענקה	מועד הענקה	יתרה ליום 31 בדצמבר, 2021	שווי הוגן של נייר הערך במועד ההענקה	פרטים נוספים
					דולר	
תכנית 2017	יחידות השתתפות	1,071,156	18.09.17	-	2.11-2.33	(1)
תכנית 2018	יחידות RSU	139,830	30.08.18	17,604	2.95-3.03	(2)
תכנית 2018	כתבי אופציה	46,610	30.08.18	21,462	1.69-1.90	(2)
תכנית 2018	יחידות RSU	64,800	29.05.19	5,376	3.67-3.77	(2)
תכנית 2018	כתבי אופציה	21,600	29.05.19	7,802	2.16-2.28	(2)
תכנית 2018	יחידות RSU	116,714	27.08.20	116,714	2.83	(2)
תכנית 2018	יחידות RSU	131,573	25.03.21	126,290	3.76-3.80	(2)
תכנית 2018	יחידות RSU	232,584	27.05.21	157,584	5.02-5.14	(2)
תכנית 2018	יחידות RSU	77,288	24.10.21	77,288	5.02-5.11	(2)
		<u>1,902,155</u>		<u>530,120</u>		

סה"כ

באור 14: - עסקאות תשלום מבוסס מניות (המשך)

1. תכנית 2017

בחודש יוני 2017 אימץ דירקטוריון השותף הכללי תכנית להקצאת יחידות השתתפות לעובדים ונושאי משרה שאינם בעלי עניין בשותפות. בהתאם לתכנית שואמצה היחידות החסומות תבשלה במספר מנות במועד בו התקיימו שני תנאים מצטברים: (א) משך זמן העסקת הניצע; (ב) מחיר יחידת ההשתתפות בבורסה לאחר העמידה במשך זמן ההעסקה הנדרש לכל מנה. במידה ולא התקיימו התנאים המצטברים כאמור עד למועד שנקבע לגבי כל מנה, תפקענה המנות והשותפות תרכוש את היחידות ללא תמורה.

ליום 31 בדצמבר, 2021 הוסרה חסימתן של 953,784 יחידות השתתפות, לאחר עמידת הניצעים בתנאי ההבשלה שנקבעו בתוכנית. סך של 117,372 יחידות השתתפות שהוענקו לעובדים אשר הסתיימה העסקתם טרם השלמת התנאים להסרת החסימה הוחזרו לשותפות ללא תמורה ומוצגות כיחידות השתתפות רדומות בהן.

2. תכנית 2018

ביום 18 ביולי 2018, אישרה 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 תבשלה בשלוש מנות, במועד בו התקיימו שני תנאים מצטברים: (א) משך זמן העסקת הניצע (18-42 חודשים מהיום הקובע); (ב) מחיר יחידת ההשתתפות בבורסה לאחר העמידה במשך זמן ההעסקה הנדרש לכל מנה (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%).

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.

א. הענקות במהלך שנת 2020

ביום 27 באוגוסט, 2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי הקצאה פרטית של כתבי אופציה לא סחירים ויחידות RSU לנושאי משרה ומספר עובדים בשותפות ובחברה בת. השווי ההוגן של המכשירים ההוניים שהוענקו במהלך שנת 2020 הוערך, למועד הענקתם, בכ- 0.3 מיליון דולר.

באור 14: - עסקאות תשלום מבוסס מניות (המשך)

2. תכנית 2018 (המשך)

ב. הענקות במהלך שנת 2021

ביום 25 במרס, 2021 אישר הדירקטוריון הקצאה פרטית של 131,573 יחידות RSU לנושא משרה ולמספר עובדים בשותפות ובחברה בת. השווי ההוגן של המכשירים ההוניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם, בכ- 0.5 מיליון דולר.

ביום 27 במאי, 2021 אישר הדירקטוריון הקצאה פרטית של 232,584 יחידות RSU לנושא משרה ולמספר עובדים בשותפות ובחברה בת. השווי ההוגן של המכשירים ההוניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם, בכ- 1.2 מיליון דולר.

ביום 24 באוקטובר, 2021 אישר הדירקטוריון הקצאה פרטית של 77,288 יחידות RSU למנכ"ל בחברה בת. זאת בהתאם לאישור התנאים הכלליים של ההענקה באסיפה כללית שהתקיימה ביום 15 בספטמבר, 2020. השווי ההוגן של המכשירים ההוניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם, בכ- 0.36 מיליון דולר.

ג. פקיעת יחידות RSU

במהלך שנת 2021 פקעו 80,283 יחידות RSU שהוענקו לנושא משרה ועובדים אשר הסתיימה העסקתם טרם השלמת התנאים להבשלתן.

ד. הענקות לאחר תאריך הדוח

לאחר תאריך הדוח, ביום 8 במרס, 2022, הוענקו לנושא משרה ולמספר עובדים בשותפות 393,000 יחידות RSU. השווי ההוגן של המכשירים ההוניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם, בכ- 1.9 מיליון דולר.

לאחר תאריך הדוח, ביום 17 במרס, 2022 אישר דירקטוריון השותף הכללי של השותפות הענקה של 306,385 יחידות RSU לנושאות משרה בשותפות, ולעובדים בשותפות ובחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות, שאינם נושאי משרה. השווי ההוגן של המכשירים ההוניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם, בכ- 1.6 מיליון דולר.

3. הוצאה שהוכרה בדוחות הכספיים

במהלך שנת 2021 רשמה השותפות הוצאות בגין תוכניות תשלום מבוסס מניות בסך של כ- 639 אלפי דולר (2020: כ- 85 אלפי דולר, 2019: כ- 713 אלפי דולר).

באור 15: - פירוטים נוספים לסעיפי רווח או הפסד

א. הכנסות ממכירת נפט וגז, נטו מתמלוגים

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2019	2020	2021
אלפי דולר		
27,549	52,130	107,865
(5,032)	(9,211)	(21,509)
22,517	42,919	86,356

הכנסות ממכירת נפט וגז
תמלוגים (*)

סה"כ

(*) על פי תנאי הרישיון בנכס הנפט בקסקין, השותפים בו זכאים לזיכוי בגין תמלוגים ששולמו לממשל הפדראלי בארה"ב בשיעור של 12.5% באם מחירי הנפט או הגז בבורסת ניו-יורק (NYMEX) נמצאים מתחת לרף שנקבע ברישיון של נכס הנפט וכל זאת בהתאם לקריטריונים שנקבעו ע"י ה-Bureau of Ocean Energy Management. התמלוגים לשנת 2021 כוללים זיכוי בסך של כ- 2 מיליון דולר עבור תמלוגים ששולמו לממשל הפדראלי במהלך שנת 2020, וזאת בהמשך לפרסום הפרמטרים העדכניים לפיהם מחושב הזיכוי.

באור 15: - פירוטים נוספים לסעיפי רווח או הפסד (המשך)

ב. עלות הפקת נפט וגז

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2019	2020	2021	
אלפי דולר			
5,446	16,846	19,876	עלויות הפעלה
1,434	2,079	3,676	הולכה
888	1,280	854	ביטוח
408	1,118	2,270	מסים מקומיים
8,176	21,323	26,676	סה"כ

ג. הוצאות הנהלה וכלליות

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2019	2020	2021	
אלפי דולר			
2,290	1,905	3,679	שכר ונלוות
1,528	1,642	1,699	דמי ניהול (ראו באור 18ד')
1,251	1,860	2,200	שירותים מקצועיים
433	55	80	נסיעות לחו"ל
1,255	1,316	3,119	אחזקת משרדים ואחרות
6,757	6,778	10,777	סה"כ

ד. הכנסות אחרות

1. פיצוי בגין הפסקת הפקה בשדה נצ'ס

במהלך חודש פברואר, 2021 הופסקה הפקת הנפט והגז בשדה נצ'ס למספר ימים בשל תקלה ממושכת של אספקת החשמל וזאת כתוצאה של תנאי מזג-אוויר קשים. במסגרת הסכם של חברת הבת של השותפות, המחזיקה ברישיון נכס הנפט, עם חברת החשמל הייתה זכאית חברת הבת לפיצוי בסכום של כ- 2.5 מיליון דולר בגין הפסקת ההפקה בשדה נצ'ס.

2. מכירת זכויות בפרויקט שננדואה

במועד קבלת החלטת ההשקעה הסופית בפרויקט שננדואה (ראו גם באור 12א') התקשרה ShenHai בהסכם למכירת 4.1% מזכויותיה בפרויקט ל- Beacon Offshore Energy Development, LLC בתמורה לסך של כ-6.3 מיליון דולר במזומן, ותהא זכאית לתשלום נדחה נוסף, בהיקף של כ- 1.5 מיליון דולר, שישולם לאחר תחילת ההפקה מהפרויקט, במועד שבו חלוקות כספים תהיינה מותרות לפי הסכם המימון הפרויקטלי (ראו באור 8 (3)). הרווח שנבע לשותפות (לפני השפעת מס) כתוצאה מהמימוש האמור נאמד בכ- 3.3 מיליון דולר.

באור 16: - הוצאות מימון, נטו

א. הכנסות מימון

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			באור	
2019	2020	2021		
אלפי דולר				
14,419	14,651	8,602	(4)11	הכנסות מימון בגין הלוואות ל- Buckstone
-	2,519	-		הכנסות מימון בגין הפרשי שער
227	672	283		אחרות
14,646	17,842	8,885		סה"כ הכנסות מימון

ב. הוצאות מימון

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			באור	
2019	2020	2021		
אלפי דולר				
21,544	30,467	26,138	11	הוצאות מימון בגין אגרות חוב
-	5,568	-		רכיב פיצוי בגין פדיון מוקדם של אגרות חוב
				הוצאות מימון בגין הלוואות מתאגידים
215	2,339	4,125	(2)8	בנקאיים ומוסדות פיננסיים
				הוצאות מימון בגין הלוואות מבעל שליטה
1,755	871	-		לשעבר
				הוצאות מימון בגין עסקאות עם בעל
110	52	-		השליטה
343	1,486	4,587		הוצאות מימון בגין נגזרים פיננסיים
(444)	806	7,418		אחרות (*)
23,523	41,589	42,268		
(1,208)	(1,671)	(3,760)		היוון עלויות אשראי לנכסים כשירים
22,315	39,918	38,508		סה"כ הוצאות מימון

(*) בשנת 2021 כולל עלויות בסך של כ- 6 מיליון דולר שהתהוו בקשר עם כתבי התחייבות שבוטלו לאחר גיוס אגרות חוב (סדרה ג'). לפרטים נוספים ראו באור 12ג'.

באור 17: - מסים על ההכנסה

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים

1. 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.

שיעור מס החברות בישראל בשנים 2019-2021 הינו 23%.

2. שיעורי המס העיקריים החלים על החברות המאוחדות שמקום התאגדותן מחוץ לישראל הינם:

(א) חברות המאוגדות בארה"ב

שיעור המס הפדרלי בשנים 2019-2021 הינו 21%.

שיעור מס המדינה במדינות בהן פועלת הקבוצה בארה"ב הינו בין 4% ל-8% (לואיזיאנה) ובין 0.375% ל-0.75% (טקסס).

ביום 22 בדצמבר, 2017 חתם נשיא ארה"ב על חקיקה שהביאה לשינויים נרחבים במערכת המיסוי האמריקנית (להלן - "הרפורמה"). במסגרת הרפורמה הוחלו שינויים משמעותיים במערכת חוקי המס בארה"ב, ובכללם מספר הוראות אשר תהיה להן השפעה על חבות המס של פעילות הקבוצה בארה"ב. להלן עיקרי ההוראות הרפורמה הרלוונטיות לקבוצה:

1. הורדת שיעור מס החברות הפדרלי בארה"ב מ-35% ל-21%, בתוקף מיום 1 בינואר, 2018.

2. ביטול המס המינימלי האלטרנטיבי (AMT) על חברות אמריקניות והגבלת ניכוי הפסדים צבורים (Net Operation Losses) ל-80% מההכנסה החייבת.

3. בהתאם לחקיקה החדשה, במשך השנים 2018 ועד שנת 2021 (כולל) חברות לא תורשנה לנכות הוצאות ריבית אשר סכומן עולה על 30% מסך ההכנסות המתואמות (EBITDA) של אותן חברות. לאחר שנת 2021, חברות לא יורשו לנכות הוצאות ריבית אשר סכומן חורג מ-30% מסך ההכנסות (EBIT) של אותן חברות. כל סכום שלא יותר בניכוי באותה שנה, יועבר לשנים הבאות על בסיס אותו מנגנון וללא הגבלה בזמן.

4. הפחתה מואצת (Bonus Depreciation) - במסגרת הרפורמה הוחלט לאפשר לחברות להפחית את מלוא סכום ההשקעה בנכסים קבועים מסויימים, אשר הועמדו לשימוש לאחר 27 בספטמבר, 2017 ובכפוף לתנאים נוספים. שיעור ההפחתה המואצת יפחת בהדרגה לאחר 31 בדצמבר, 2022. ההטבה שניתנה במסגרת הרפורמה תפקע במלואה לאחר 31 בדצמבר, 2026.

באור 17: - מסים על ההכנסה (המשך)

א. פרטים לגבי כללי מס הכנסה וההסדרים העיקריים הקיימים (המשך)

(ב) חברה מאוגדת בבריטניה

שיעור מס החברות בשנים 2019-2021 הינו 19%.

(ג) חברה המאוגדת בניופאונדלנד ולברדור, קנדה

שיעור המס הפדרלי החל על פעילות החברה הינו 15%. שיעור מס המדינה הינו 15%.

ב. מסים על ההכנסה הכלולים בדוחות רווח והפסד

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2019	2020	2021	
אלפי דולר			
5,347	925	(7,081)	מסים נדחים (*)
-	-	(5)	מסים שוטפים
5,347	925	(7,086)	סה"כ הטבת מס (מסים על הכנסה)

(*) במהלך שנת 2019 הכירה הקבוצה לראשונה בנכס מס נדחה, נטו בסך של כ- 5,487 אלפי דולר (מתוכו סך של כ- 5,336 אלפי דולר כנגד הכנסות מסים נדחים בדוח על הרווח והפסד), וזאת לאור צפי לניצול הפסדים מועברים בארה"ב בשנים הבאות עם תחילת ההפקה המסחרית של נפט וגז בפרויקט בקסקין. נכס המס, נטו חושב לפי שיעור מס של 21%.

במהלך שנת 2021 הכירה השותפות בנכס מס נדחה בגין הפסדים מועברים בסך של כ- 991 אלפי דולר כנגד הכנסות מסים בדוח על הרווח והפסד.

ג. הפסדים מועברים לצורכי מס

לקבוצה הפסדים לצורכי מס המועברים לשנים הבאות ומסתכמים ליום 31 בדצמבר, 2021 לסך של כ- 127 מיליון דולר (ליום 31 בדצמבר, 2020 - כ- 112 מיליון דולר). מתוך ההפסדים הנ"ל, סך של כ- 78 מיליון דולר נובע מפעילות החברות בארה"ב ובגיננו הוכר נכס מס לאור צפי לניצול הפסדים מועברים בארה"ב בשנים הבאות.

השותפות טרם נישומה מיום היווסדה.

באור 17: - מסים על ההכנסה (המשך)

ד. מסים נדחים

הרכב:

31 בדצמבר	
2020	2021
אלפי דולר	

התחייבויות מסים נדחים

(10,961)	(17,761)
-	(991)
(16)	(4)
(10,977)	(18,756)

הפרשי עיתוי בגין נכסי נפט וגז
רכיב המרה אגרות חוב (סדרה ד')
הפרשי עיתוי בגין רכוש קבוע

נכסי מסים נדחים

17,662	17,416
302	-
62	1,317
18,026	18,733
7,049	(23)

הפסדים מועברים לצרכי מס
הפרשה לירידת ערך נכסים פיננסיים
נכסים פיננסיים הנמדדים בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר

סה"כ

ה. מס תיאורטי

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2019	2020	2021
אלפי דולר		

(9,530)	(16,837)	14,241
23%	23%	23%

רווח (הפסד) לפני מסים על הכנסה

שיעור המס הסטטוטורי

הטבת מס (מסים על הכנסה) מחושבים לפי שיעור
המס הסטטוטורי

(169)	(156)	740
3,324	(2,792)	(4,551)
5,347	925	(7,086)

הכנסות החייבות בשיעורי מס אחרים
הפסדים והפרשים בגינם לא נזקפו מסים נדחים
נטו

באור 18: - עסקאות ויתרות עם בעלי עניין, צדדים קשורים ובעלי שליטה

א. יתרות

31 בדצמבר	
2020	2021
אלפי דולר	
3,444	1,816

זכאים ויתרות זכות - יתרות שוטפות

ב. עסקאות עם בעלי עניין וצדדים קשורים

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			באור
2019	2020	2021	
אלפי דולר			

הכנסות, נטו

1,471	2,889	6,021	ה'18	תמלוגים לבעלי עניין

הוצאות

1,528	1,642	1,699	ד'18	הוצאות הנהלה וכלליות- דמי ניהול לבעלי עניין
219	206	215		הוצאות בגין העתקת מגורים ליוסטון של בעל עניין בשותפות
2,321	1,275	1,398	ד'18	הוצאות הנהלה וכלליות- חיוב עלויות שכר עובדים, אחזקת משרד ושירותים מקצועיים אחרים על ידי השותף הכללי
110	52	-	ג'18	הוצאות בגין עמלת ערבות מבעל השליטה

הטבות בגין העסקת אנשי מפתח ניהוליים המועסקים בשותפות:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2019	2020	2021
אלפי דולר		

473	346	877	סך ההטבות לטווח קצר
179	95	185	תשלום מבוסס מניות
1	1	1	מספר האנשים אליהם מתייחסת ההטבה

גמול דירקטורים:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2019	2020	2021
אלפי דולר		

102	115	217	גמול דירקטורים אשר אינם מועסקים בשותפות
5	5	5	מספר האנשים אליהם מתייחסת ההטבה

באור 18: - עסקאות ויתרות עם בעלי עניין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך)

ג. ערבויות

ביום 12 בנובמבר 2015 העמיד בעל השליטה ערבות אישית בסך של 6.3 מיליון דולר לטובת קבוצת דלק בע"מ בקשר עם הלוואה שקיבלה חברה בת של השותפות.

בתמורה להעמדת הערבות היה זכאי בעל השליטה לעמלת ערבות שנתית בשיעור של 5% מתוך סכום השווה לגובה הערבות (אולם בכל מקרה לא יותר מ- 4.7 מיליון דולר) וזאת החל החל מיום 29 בדצמבר 2016 ועד לביטולה והחזרתה לבעל השליטה.

כמו כן, הוענקו לבעל השליטה 2,478,511 כתבי אופציה לא סחירים, כאשר כל כתב אופציה ניתן למימוש ליחידת השתתפות אחת של השותפות תמורת מחיר מימוש של כ- 2.5661 דולר. כתבי האופציה יפקעו באופן יחסי לגובה ערבות דלק שתעמוד באותה עת, עד למועד ביטולה והחזרתה לבעל השליטה.

במהלך שנת 2017 פקעו 632,811 כתבי אופציה עקב קיטון בגובה ערבות דלק.

במהלך השנים 2018 ו- 2019 מימש בעל השליטה את זכותו לרכוש 576,459 ו- 611,116 יחידות השתתפות של השותפות, בהתאמה, בתמורה לסך כולל של כ- 3,047 אלפי דולר.

ביום 29 באוקטובר, 2020, ביצעה הקבוצה פירעון סופי של הלוואת דלק. במועד הפירעון כאמור בוטלה הערבות האישית שהעמיד בעל השליטה בשותפות לקבוצת דלק ופקעו יתרת 658,125 כתבי האופציה לא סחירים לרכישת יחידות השתתפות של השותפות שהוענקו לבעל השליטה בתמורה להעמדת הערבות.

ד. דמי ניהול

בהתאם להסכם השותפות זכאי השותף הכללי לקבל מהשותפות דמי ניהול חודשיים בסך של 440 אלפי ש"ח (בתוספת מע"מ) עבור העמדת שירותי ניהול, שירותי יעוץ, שירותי פיתוח עיסקי ושירותים אחרים הדרושים לשם ניהול עיסקי השותפות וזאת באמצעות בעלי המניות בשותף הכללי.

בחודש מרס, 2021 הודיע השותף הכללי לשותפות כי הסכומים המגיעים לאחד מבעלי המניות בו במסגרת תפקידו, החל מחודש ינואר 2021, ישולמו באמצעות חברה בת בארה"ב עקב העתקת מקום המגורים שלו ליוסטון, וזאת חלק תשלום חלקו בדמי הניהול החודשיים (110 אלפי ש"ח) לשותף הכללי. אין באמור כדי לשנות את תנאי התיגמול הכולל של השותף הכללי ו/או של בעלי המניות בו ואלו ייוותרו במצבם ללא שינוי. בנוסף, לא חלה על השותפות כל עלות נוספת כתוצאה מהשינוי בהשוואה למצב עובר לו.

ביום 31 בדצמבר, 2021 אחד מבעלי המניות בשותף הכללי סיים את העסקתו כמנכ"ל ולפיכך, החל ממועד זה דמי הניהול החודשיים המשולמים לשותף הכללי עודכנו מ- 440 אלפי ש"ח ל- 330 אלפי ש"ח.

בנוסף לדמי הניהול כאמור לעיל, יהיה זכאי השותף הכללי להחזר בגין הוצאות שתוצאנה על ידו בקשר עם עסקי השותפות, לרבות, ומבלי לגרוע מכלליות האמור, עלות העסקת עובדים (שאינם בעלי עניין בשותף הכללי), שכר טרחת רואי חשבון עורכי דין ויועצים חיצוניים אחרים, שכר דירה, ציוד משרדי, הוצאות ביטוח, וכל הוצאה הקשורה בנכסי הנפט של השותפות.

ה. תמלוג על

בהסכם השותפות נקבע כי השותפות תשלם לבעלי המניות בשותף הכללי תמלוגים בשיעור של 6% מכל חלקה של השותפות בנפט או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט בהם יש או יהיה בעתיד לשותפות אינטרס, במישרין או בעקיפין, לרבות באמצעות חברות, שותפויות או תאגידים אשר השותפות תהיה בעלת זכויות בהם, לפני הפחתות כלשהן לתמלוגים מכל סוג, אלא אם סוכם אחרת.

באור 18: - עסקאות ויתרות עם בעלי עניין, צדדים קשורים ובעלי שליטה (המשך)

1. מינוי מנכ"ל

בהמשך לאמור בסעיף ד' לעיל בדבר סיום העסקה של מנכ"ל השותף הכללי, ביום 16 בדצמבר 2021 אישר דירקטוריון השותף הכללי את מינויו של מר עמית קורנהאוזר כמנכ"ל השותף הכללי, וזאת החל מיום 1 בינואר 2022. עובר למועד זה, החל מיום 10 ביולי 2016, כיהן מר קורנהאוזר כמנכ"ל כספים בשותף הכללי, וכדירקטור ונושא משרה בחברות בנות של השותפות.

לאחר תאריך הדוח, ביום 9 במרס, 2022 אישרה האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות את תנאי כהונתו והעסקתו של מר קורנהאוזר (בהמשך למינויו על ידי דירקטוריון השותף הכללי) אשר יחולו רטרואקטיבית מיום כניסתו לתפקיד.

שכר והיקף משרה

מר קורנהאוזר יהא זכאי למשכורת חודשית בסך של 92 אלפי ש"ח ברוטו, 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

סך ניירות הערך אשר יוקצו למר קורנהאוזר הינו 362,000 יחידות RSU, המקנות כל אחת זכות לקבלת יחידת השתתפות אחת של השותפות ובסך הכל מקנות זכות לקבלת 362,000 יחידות השתתפות של השותפות המהוות כ-0.39% מההון המונפק של השותפות ומזכויות ההצבעה (כ-0.36% בדילול מלא). (להלן בסעיף זה - "יחידות ה-RSU" או "ניירות הערך המוצעים"), והכל כמפורט להלן.

יחידות ה-RSU תבשלנה בשלוש מנות במועד בו התקיימו שני תנאים מצטברים: (א) העסקה רצופה של הניצע על ידי השותפות ו/או תאגיד קשור לתקופה ממועד תחילת הכהונה (להלן - "תקופת העסקה"); ו- (ב) עמידה ביעד מחיר יחידת ההשתתפות: מנה ראשונה - 21.18 ש"ח, מנה שנייה - 22.95 ש"ח ומנה שלישית - 24.71 ש"ח. עמידה בפרמטר תנאי שוק תיבחן רק לאחר עמידה בפרמטר תקופת העסקה. אם לא התקיימו התנאים כאמור עד למועד שנקבע לגבי כל מנה תפקענה יחידות ה-RSU באותה מנה ללא תמורה.

השווי ההוגן של ה-RSU במועד אישור הדירקטוריון נאמד באמצעות סימולציית מונטה קרלו. מחיר יחידת ההשתתפות ששימש לחישוב המחיר ליום 24 בינואר, 2022 היה 17.65 ש"ח. תנודתיות שנתית - 60.8%. טווח ריבית חסרת סיכון - 0.2%-1.21%. תשואת דיבידנד - 0%:

1. מנה ראשונה - שווי כלכלי של כל RSU - 15.28 ש"ח.
2. מנה שנייה - שווי כלכלי של כל RSU - 15.20 ש"ח.
3. מנה שלישית - שווי כלכלי של כל RSU - 15.18 ש"ח.

באור 19: -

מכשירים פיננסיים

א. קבוצות מכשירים פיננסיים

ליום 31 בדצמבר	
2021	2020
אלפי דולר	

נכסים פיננסיים בשווי הוגן

נגזרים פיננסיים	1,408	1,526

נכסים פיננסיים בעלות מופחתת

מזומנים ושווי מזומנים	38,624	104,014
פקדונות	14,970	10,789
לקוחות	7,144	5,611
חייבים ויתרות חובה	497	776
סכומים מוגבלים	406,568	400
הלוואות שניתנו	-	163,625

	467,803	285,215

סה"כ נכסים פיננסיים	469,211	286,741

התחייבויות פיננסיות בשווי הוגן

נגזרים פיננסיים	6,788	776

התחייבויות פיננסיות בעלות מופחתת

ספקים, זכאים ויתרות זכות	16,307	13,559
התחייבויות בגין חכירה	805	1,168
הלוואות לזמן ארוך מתאגידים בנקאיים ומוסדות פיננסיים	101,777	42,488
אגרות חוב (כולל ריבית לשלם)	337,039	290,402

	455,928	347,617

סה"כ התחייבויות פיננסיות	462,716	348,393

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.

ג. פעילות גידור ונגזרים

(1) ליום 31 בדצמבר, 2021 קיימות ל- Navitas Buckskin עסקאות גידור פתוחות מסוג אופציות מכר (Put), לגידור מחירי נפט מסוג WTI לשנת 2022 בהיקף כולל של כ- 405 אלפי חביות נפט במחיר חבית מינימלי ממוצע של כ- 60 דולר לחבית. השווי ההוגן של הנכס בגין עסקאות הגידור הנ"ל ליום 31 בדצמבר, 2021 הינו כ- 1,333 אלפי דולר.

לאחר תאריך הדוח התקשרה Navitas Buckskin בעסקאות גידור נוספות, מסוג אופציות מכר (Put), לגידור מחירי נפט מסוג WTI בחודשים ינואר עד מאי 2023 בהיקף של 175 אלפי חביות נפט במחיר חבית מינימלי של 60 דולר.

באור 19: - מכשירים פיננסיים (המשך)

ג. פעילות גידור ונגזרים (המשך)

(2) בהמשך לאמור בבאור 8(2) בדבר התחייבות NPO לגידור מחירי הנפט במסגרת הסכם המימון, התקשרה NPO במועד קבלת ההלוואה, וברבעונים שלאחריה, בעסקאות לגידור מחירי נפט מסוג WTI באסטרטגיית Collar. ליום 31 בדצמבר, 2021 קיימות ל-NPO עסקאות גידור פתוחות בהיקף כולל של כ- 437 אלפי חביות נפט, במחיר חבית מינימלי ממוצע של כ- 47 דולר ובמחיר מקסימלי ממוצע של כ- 64 דולר לחבית. העסקאות ימומשו לשיעורין על פני תקופה של כשנתיים. השווי ההוגן של ההתחייבות בגין עסקאות הגידור הנ"ל ליום 31 בדצמבר, 2021 הינו כ- 6,713 אלפי דולר.

לאחר תאריך הדוח התקשרה NPO בעסקת גידור נוספת, באסטרטגיה זהה, בהיקף של 57 אלפי חביות נפט וכן ביצעה עדכון למחירי הגידור בעסקאות הגידור הפתוחות שלה לשנת 2023 בהיקף של כ- 179 אלפי חביות נפט. לאחר ביצוע העסקאות הנ"ל סך ההפקה המגודרת של NPO לשנת 2023 מסתכמת לכ- 236 אלפי חביות נפט במחיר חבית מינימלי של 55 דולר ובמחיר מקסימלי ממוצע של כ- 79 דולר לחבית.

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	
31 בדצמבר		31 בדצמבר	
2020	2021	2020	2021
אלפי דולר			

התחייבויות פיננסיות

134,295	207,621	125,406	187,086	אגרות חוב (סדרה ב')

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 בשערי חליפין של מטבע ש"ח אל מול הדולר (מטבע הפעילות).

ליום 31 בדצמבר, 2021 הסתכם עודף ההתחייבויות הכספיות הנקובות במטבע חוץ על נכסים כספיים במטבע חוץ לסך של כ- 288,483 אלפי דולר (ליום 31 בדצמבר, 2020 - 116,403 אלפי דולר).

באור 19: - מכשירים פיננסיים (המשך)

ה. סיכוני שוק (המשך)

1. סיכון מטבע (המשך)

מבחן רגישות לשינויים בשער ש"ח מול דולר	
רווח (הפסד) מהשינוי	
עלייה בשער של 5%	ירידה בשער של 5%
אלפי דולר	
2021	(14,424)
2020	(5,820)

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 תזרים מזומנים בגין שינוי בשיעור הריבית.

מבחן רגישות לשינויים בשיעור ריבית הליבור	
רווח (הפסד) מהשינוי	
עלייה בריבית של 0.5%	ירידה בריבית של 0.5%
אלפי דולר	
2021	(509)
2020	(220)

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, 2021 אין לקבוצה לקוחות בפיגור.

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.

ההנהלה בוחנת תחזית תזרימי המזומנים על בסיס חודשי לתקופה של 12 חודשים כמו גם מידע בדבר יתרות המזומנים והפקדונות.

באור 19: - מכשירים פיננסיים (המשך)

ו. סיכון נזילות (המשך)

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, 2021							מועדי פירעון חוזיים
עד שנה	שנה שנייה	שנה שלישית	שנה רביעית	שנה חמישית	שנה שישית	סה"כ	
16,307	-	-	-	-	-	16,307	ספקים, זכאים ויתרות זכות
490	205	153	40	-	-	888	התחייבויות בגין חכירות
17,072	16,467	75,072	11,577	-	-	120,188	הלוואות מתאגיד בנקאי ומוסד פיננסי
18,574	20,337	67,524	64,457	193,439	75,607	439,938	אגרות חוב
52,443	37,009	142,749	76,074	193,439	75,607	577,321	סה"כ
התחייבויות ליום 31 בדצמבר, 2020							מועדי פירעון חוזיים
עד שנה	שנה שנייה	שנה שלישית	שנה רביעית	שנה חמישית	שנה שישית	סה"כ	
13,559	-	-	-	-	-	13,559	ספקים, זכאים ויתרות זכות
483	432	158	139	40	-	1,252	התחייבויות בגין חכירות
10,995	11,465	11,854	9,891	5,694	-	49,899	הלוואה מתאגיד בנקאי ומוסד פיננסי
182,031	8,491	8,491	41,151	39,028	69,565	348,757	אגרות חוב
207,068	20,388	20,503	51,181	44,762	69,565	413,467	סה"כ

רשימת חברות מאוחדות עיקריות

שיעורי הבעלות והשליטה של החברה/שותפות המחזיקה	שם החברה/שותפות	החברה/שותפות המחזיקה
%		
100	נאוויטס אחזקות ישראל בע"מ	נאוויטס פטרוליום (שותפות מוגבלת)
100	Navitas Petroleum Limited	
100	נאוויטס בקסקין מימון בע"מ (להלן- "בקסקין מימון")	
100	נאוויטס שנחי מימון בע"מ (להלן- "שנחי מימון")	
100	Navitas Petroleum Holdings LLC	Navitas Petroleum Limited
100	נאוויטס פטרוליום שירותי ניהול בע"מ	(להלן- "נאוויטס אנגליה")
100	Navitas Petroleum US LLC	Navitas Petroleum Holdings LLC
100	Navitas Buckskin US LLC (להלן- "Navitas Buckskin")	(להלן- "נאוויטס הולדינגס")
100	ShenHai LLC (להלן- "ShenHai")	
100	Peles LLC	
100	Navitas Petroleum Onshore LLC	
100	Navitas Petroleum Canada Inc.	נאוויטס אחזקות ישראל בע"מ

נאויטס פטרוליום (שותפות מוגבלת)

נתונים כספיים מתוך הדוחות הכספיים המאוחדים
המיוחסים לשותפות

ליום 31 בדצמבר, 2021

באלפי דולר של ארה"ב

עמוד

2	דוח מיוחד של רואה החשבון המבקר על מידע כספי נפרד לפי תקנה 9'ג
4	נתונים כספיים מתוך הדוחות המאוחדים על המצב הכספי המיוחסים לשותפות
5	נתונים כספיים מתוך הדוחות המאוחדים על הרווח הכולל המיוחסים לשותפות
6-7	נתונים כספיים מתוך הדוחות המאוחדים על תזרימי המזומנים המיוחסים לשותפות
8-13	מידע נוסף

לכבוד השותפים של נאויטס פטרוליום (שותפות מוגבלת)

הנדון: דוח מיוחד של רואה החשבון המבקר על מידע כספי נפרד לפי תקנה 9 לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"ל-1970.

ביקרנו את המידע הכספי הנפרד המובא לפי תקנה 9' לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"ל-1970 של נאויטס פטרוליום (שותפות מוגבלת) (להלן - השותפות) לימים 31 בדצמבר 2021 ו-2020 ולכל אחת משלוש השנים שהאחרונה שבהן הסתיימה ביום 31 בדצמבר 2021. המידע הכספי הנפרד הינו באחריות הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות. אחריותנו היא לחוות דעה על המידע הכספי הנפרד בהתבסס על ביקורתנו.

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל. על פי תקנים אלה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצעה במטרה להשיג מידה סבירה של ביטחון שאין במידע הכספי הנפרד הצגה מוטעית מהותית. ביקורת כוללת בדיקה מדגמית של ראיות התומכות בסכומים ובפרטים הכלולים במידע הכספי הנפרד. ביקורת כוללת גם בחינה של הכללים החשבונאיים שיושמו בעריכת המידע הכספי הנפרד ושל האומדנים המשמעותיים שנעשו על ידי הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות וכן הערכת נאותות ההצגה של המידע הכספי הנפרד. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו.

לדעתנו, המידע הכספי הנפרד ערוך, מכל הבחינות המהותיות, בהתאם להוראות תקנה 9' לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"ל-1970.

קוסט פורר גבאי את קסירר
רואי חשבון

תל-אביב,
17 במרס, 2022

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, 2021 המפורסמים במסגרת הדוחות התקופתיים (להלן - דוחות כספיים מאוחדים), המוצגים בהתאם לתקנה 9' לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970.

עיקרי המדיניות החשבונאית שיושמה לצורך הצגת נתונים כספיים אלה פורטו בבאור 2 לדוחות הכספיים המאוחדים.

חברות מאוחדות כהגדרתן בבאור 1' לדוחות הכספיים המאוחדים.

נתונים כספיים מתוך הדוחות המאוחדים על המצב הכספי המיוחדים לשותפות

ליום 31 בדצמבר			
2020	2021		
אלפי דולר			
		<u>נכסים שוטפים</u>	
		מזומנים ושווי מזומנים	
		פקדונות לזמן קצר	
		חייבים ויתרות חובה	
75,222	22,618		
10,789	10,865		
4,204	4,480		
90,215	37,963		
		<u>נכסים לא שוטפים</u>	
		עודף נכסים על התחייבויות בחברות מוחזקות	
		נכסי זכות שימוש	
		סכומים מוגבלים	
		רכוש קבוע, נטו	
121,417	578,842		
632	336		
400	13,719		
173	140		
122,622	593,037		
212,837	631,000		
		<u>התחייבויות שוטפות</u>	
		זכאים ויתרות זכות	
		ריבית לשלם	
		חלות שוטפת של התחייבויות בגין חכירות	
1,327	7,575		
-	794		
337	331		
1,664	8,700		
		<u>התחייבויות לא שוטפות</u>	
		אגרות חוב	
		הלוואה לזמן ארוך	
		התחייבויות בגין חכירות	
125,406	336,245		
-	48,145		
322	61		
125,728	384,451		
		<u>הון השותפות</u>	
		הון יחידות השתתפות	
		כתבי אופציה ורכיב המרה	
		קרן בגין תשלום מבוסס מניות	
		קרן בגין עסקאות עם בעל שליטה	
		קרן בגין גידור תזרימי מזומנים	
		יתרת הפסד	
160,469	309,936		
603	3,318		
2,377	2,437		
8,004	8,004		
(1,458)	(5,217)		
(84,550)	(80,629)		
85,445	237,849		
212,837	631,000		
		17 במרס, 2022	
תמר רוזנברג		גדעון תדמור	
סמנכ"לית כספים		יו"ר דירקטוריון	
פלר נפט וגז ניהול בע"מ		פלר נפט וגז ניהול בע"מ	
השותף הכללי		השותף הכללי	
עמית קורנהאוזר		תאריך אישור הדוחות	
מנכ"ל		הכספיים	
פלר נפט וגז ניהול בע"מ			
השותף הכללי			

המידע הנוסף המצורף מהווה חלק בלתי נפרד מהנתונים הכספיים ומהמידע הכספי הנפרד.

נתונים כספיים מתוך הדוחות המאוחדים על הרווח הכולל המיוחסים לשותפות

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2019	2020	2021	
אלפי דולר			
2,975 (6,043)	2,205 (5,545)	1,746 (8,564)	הכנסות דמי ניהול מחברות מוחזקות הוצאות הנהלה וכלליות
(3,068)	(3,340)	(6,818)	הפסד תפעולי
4,666 (5,412) (369)	9,472 (16,478) (5,566)	6,520 (21,567) 24,795	הכנסות מימון הוצאות מימון חלק השותפות ברווחי (הפסדי) חברות מוחזקות
(4,183)	(15,912)	2,930	רווח (הפסד) לפני מסים על ההכנסה
-	-	991	הטבת מס
(4,183)	(15,912)	3,921	רווח נקי (הפסד)

סכומים שיסווגו או המסווגים מחדש לרווח או הפסד בהתקיים
תנאים ספציפיים:

(731) 358	3,343 (4,428)	(8,014) 4,255	רווח (הפסד) בגין עסקאות גידור תזרימי מזומנים העברה לרווח או הפסד בגין עסקאות גידור תזרימי מזומנים
(373)	(1,085)	(3,759)	סה"כ הפסד כולל אחר
(4,556)	(16,997)	162	רווח (הפסד) 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		
2019	2020	2021
אלפי דולר		

תזרימי מזומנים מפעילות שוטפת

(4,183)	(15,912)	3,921	רווח נקי (הפסד)

התאמות הדרושות להצגת תזרימי מזומנים מפעילות שוטפת:

התאמות לסעיפי רווח והפסד:

320	272	426	פחת והפחתות
713	85	639	תשלום מבוסס מניות
-	-	(991)	מסים נדחים
369	5,566	(24,795)	חלק השותפות בהפסדי (רווחי) חברות מוחזקות
2,497	11,559	13,820	הוצאות מימון, נטו
(535)	(1,061)	684	הפרשי שער על יתרות מזומנים, נטו
3,364	16,421	(10,217)	

שינויים בסעיפי נכסים והתחייבויות:

(1,105)	(3,070)	(276)	עלייה בחייבים ויתרות חובה
219	348	172	עלייה בזכאים ויתרות זכות
(886)	(2,722)	(104)	
86	-	227	ריבית שהתקבלה

(3,291)	(8,184)	(11,457)	ריבית ששולמה

(4,910)	(10,397)	(17,630)	מזומנים נטו ששימשו לפעילות שוטפת

תזרימי מזומנים מפעילות השקעה

(36,696)	(71,657)	(425,703)	השקעה בחברות מוחזקות
-	(400)	(13,310)	תנועה בסכומים מוגבלים
60	(8,000)	(118)	שחרור סכומים מפקדונות (השקעה בפקדונות)
(20)	(92)	(16)	רכישת רכוש קבוע
(36,656)	(80,149)	(439,147)	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		
2019	2020	2021
אלפי דולר		
10,000	-	50,000
(10,000)	-	-
(290)	(347)	(358)
14,051	120,142	210,841
(136)	(1,074)	(3,912)
-	(38,263)	-
8,042	80,047	151,528
21,134	2	7
(178)	(1,126)	(3,250)
42,623	159,381	404,856
535	1,061	(684)
1,592	69,896	(52,605)
3,734	5,326	75,222
5,326	75,222	22,618

תזרימי מזומנים מפעילות מימון

קבלת הלוואות מתאגידים בנקאיים
פירעון הלוואות מתאגידים בנקאיים
פירעון התחייבויות בגין חכירות
הנפקת אגרות חוב
עלויות גיוס הלוואה ואגרות חוב
פירעון אגרות חוב
הנפקת הון לציבור
מימוש אופציות ליחידות השתתפות
עלויות גיוס הון

מזומנים נטו שנבעו מפעילות מימון

השפעת השינויים בשערי חליפין על יתרות מזומנים המוחזקות
במטבע חוץ

עלייה (ירידה) במזומנים ושווי מזומנים

יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה

יתרת מזומנים ושווי מזומנים לסוף השנה

המידע הנוסף המצורף מהווה חלק בלתי נפרד מהנתונים הכספיים ומהמידע הכספי הנפרד.

באור 1: - כללי

- א. מידע כספי נפרד זה ערוך במתכונת מתומצתת 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.
- ד. בשלהי שנת 2019 החל להתפשט ברחבי העולם נגיף הקורונה (COVID-19) אשר בחודש מרס, 2020 הוגדר על ידי ארגון הבריאות העולמי כמגיפה עולמית (להלן - "משבר הקורונה"). בכדי לרסן את התפשטות נגיף הקורונה ננקטו וננקטים בארץ ובעולם אמצעים שונים המטילים מגבלות על תנועה והתכנסות. מגבלות אלו, אשר היקפן משתנה מעת לעת, גרמו להאטה בפעילות העסקית והמסחרית בארץ ובעולם. עם חלוף הזמן, חל שינוי בהתמודדות עם נגיף הקורונה, אשר לוותה, בין היתר, בהסרת מגבלות והמשך פעילות עסקית לצד מגפת הקורונה. בשלב זה, לא ניתן להעריך כיצד משבר הקורונה יתפתח בהמשך ומה יהיה היקף השפעתו על הכלכלה העולמית והמקומית.
- בעקבות משבר הקורונה וגורמים גיאופוליטיים אחרים חלה תנודתיות רבה במחירי הנפט והגז בעולם ובמהלך שנת 2021 ותחילת שנת 2022 נרשמו עליות חדות במחירי מוצרי האנרגיה בעולם.
- למועד אישור הדוחות הכספיים אין השפעה מהותית לרעה על תוצאות פעילותה של השותפות.
- ה. השותפות מעניקה שירותים מקצועיים לחברות מוחזקות בארה"ב. בתמורה לשירותים המקצועיים ישלמו החברות המוחזקות דמי ניהול על בסיס "קוסט פלוס" לפי ההוצאות התפעוליות של השותפות בקשר עם מתן שירותים אלו.

באור 2: - אגרות חוב

1. אגרות חוב (סדרה ב')

ביום 10 בנובמבר, 2020 השלימה השותפות הנפקה של ש"ח 420,000,000 ע.ג. אגרות החוב (סדרה ב') של השותפות בדרך של מכרז על מחיר אגרות החוב. המחיר שנקבע במכרז הוא 97.3 אגורות לכל 1 ש"ח ע.ג. התמורה המיידית ברוטו שנתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור הסתכמה לסך של 408,660 אלפי ש"ח (כ- 121 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכם לכ- 2 מיליון דולר.

ביום 5 באוגוסט, 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של ש"ח 167,000,000 ע.ג. אגרות חוב (סדרה ב') של השותפות בדרך של הרחבת סדרה. אגרות החוב הוצעו בדרך של מכרז על מחיר אגרות החוב. המחיר שנקבע במכרז הוא 108.1 אגורות לכל 1 ש"ח ע.ג. התמורה המיידית ברוטו שהתקבלה על ידי השותפות במסגרת ההצעה לציבור מסתכמת לסך של 180,527 אלפי ש"ח (כ- 56.1 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכם לסך של כ- 1,990 אלפי ש"ח (כ- 0.6 מיליון דולר).

אגרות החוב מדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilA.

אגרות החוב (סדרה ב') אינן צמודות למדד או למטבע כלשהו ונושאות ריבית שנתית בשיעור של 6.5%.

לפרטים נוספים ראו באור 11(1) לדוחות הכספיים המאוחדים.

2. אגרות חוב (סדרה ג')

ביום 8 בנובמבר, 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של ש"ח 330,000,000 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).

אגרות החוב מדורגות על ידי Standard & Poor's Maalot בדירוג ilA.

אגרות החוב (סדרה ג') אינן צמודות למדד או למטבע כלשהו ונושאות ריבית שנתית בשיעור של 5.25%.

לפרטים נוספים ראו באור 11(2) לדוחות הכספיים המאוחדים.

3. אגרות חוב להמרה (סדרה ד')

ביום 9 בנובמבר, 2021 השלימה השותפות הנפקה לציבור של ש"ח 155,000,000 ע.ג. אגרות חוב (סדרה ד') הניתנות להמרה ליחידות השותפות 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).

אגרות החוב להמרה (סדרה ד') עומדות לפירעון בתשלום אחד ביום 31 בדצמבר, 2026. 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%.

לפרטים נוספים ראו באור 11(3) לדוחות הכספיים המאוחדים.

באור 3: -

הון השותפותא. הנפקת יחידות השתתפות

ביום 5 באוגוסט, 2021 השלימה השותפות הנפקה של 30,000,000 יחידות השתתפות של השותפות במסגרת הצעת המדף בדרך של הצעה לא אחידה. התמורה המיידית ברוטו שנבעה לשותפות במסגרת הצעת המדף הסתכמה לסך של כ- 450,000 אלפי ש"ח (כ- 140 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכם לסך של כ- 9,100 אלפי ש"ח (כ- 3 מיליון דולר).

ביום 8 באוגוסט, 2021 השלימה השותפות הנפקה של 2,538,200 יחידות השתתפות של השותפות בדרך של הצעה אחידה במכרז ציבורי. התמורה המיידית ברוטו שנבעה לשותפות במסגרת ההצעה לציבור הסתכמה לסך של כ- 38,073 אלפי ש"ח (כ- 11.5 מיליון דולר). סך העלויות הכרוכות בהנפקה הסתכם לסך של כ- 791 אלפי ש"ח (כ- 0.3 מיליון דולר).

ב. כתבי אופציה (סדרה 4)

ביום 10 בינואר, 2021, מומשו 1,700 כתבי אופציה (סדרה 4) ל- 1,700 יחידות השתתפות של השותפות בתמורה לסך של כ- 7 אלפי דולר. במועד זה פקעו יתרת כתבי האופציה שנותרו בסך של 1,435,300 כתבי אופציה. לפרטים נוספים ראו באור 13' לדוחות הכספיים המאוחדים.

ג. מימוש יחידות RSU

במהלך שנת 2021 מומשו 64,812 יחידות RSU ל- 64,812 יחידות השתתפות של השותפות לאחר עמידת הניצעים בתנאי ההבשלה שנקבעו בתוכנית. לפרטים נוספים ראו באור 14 לדוחות הכספיים המאוחדים.

באור 4: -

עסקאות תשלום מבוסס מניותא. הענקות במהלך שנת 2021

ביום 25 במרס, 2021 אישר הדירקטוריון הקצאה פרטית של 131,573 יחידות RSU לנושא משרה ולמספר עובדים בשותפות ובחברה בת. השווי ההוגן של המכשירים ההוניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם, בכ- 0.5 מיליון דולר.

ביום 27 במאי, 2021 אישר הדירקטוריון הקצאה פרטית של 232,584 יחידות RSU לנושא משרה ולמספר עובדים בשותפות ובחברה בת. השווי ההוגן של המכשירים ההוניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם, בכ- 1.2 מיליון דולר.

ביום 24 באוקטובר, 2021 אישר הדירקטוריון הקצאה פרטית של 77,288 יחידות RSU למנכ"ל בחברה בת. זאת בהתאם לאישור התנאים הכלליים של ההענקה באסיפה כללית שהתקיימה ביום 15 בספטמבר, 2020. השווי ההוגן של המכשירים ההוניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם, בכ- 0.36 מיליון דולר.

ב. פקיעת יחידות RSU

במהלך שנת 2021 פקעו 80,283 יחידות RSU שהוענקו לנושא משרה ועובדים אשר הסתיימה העסקתם טרם השלמת התנאים להבשלתן.

באור 4: - עסקאות תשלום מבוסס מניות (המשך)

ג. הענקות לאחר תאריך הדוח

לאחר תאריך הדוח, ביום 8 במרס, 2022, הוענקו לנושא משרה ולמספר עובדים בשותפות 393,000 יחידות RSU. השווי ההוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם, בכ- 1.9 מיליון דולר.

לאחר תאריך הדוח, ביום 17 במרס, 2022 אישר דירקטוריון השותף הכללי של השותפות הענקה של 306,385 יחידות RSU לנושאות משרה בשותפות, ולעובדים בשותפות ובחברות בת בבעלותה המלאה של השותפות, שאינם נושאי משרה. השווי ההוגן של המכשירים ההונניים שהוענקו הוערך, למועד הענקתם, בכ- 1.6 מיליון דולר.

לפרטים נוספים ראו באור 14 לדוחות הכספיים המאוחדים.

באור 5: - הלוואה לזמן ארוך מתאגיד בנקאי

ביום 19 בספטמבר, 2021 התקשרה השותפות בהסכם מימון עם תאגיד בנקאי בינלאומי להעמדת הלוואה לשותפות בהיקף של כ- 50 מיליון דולר.

ההלוואה הינה דולרית ונושאת ריבית שנתית של ליבור (לתקופה של שלושה חודשים) בתוספת מרווח בשיעור של 5.5% שתשולם אחת לרבעון. החל מה-1 בדצמבר, 2023 המרווח יעלה לשיעורים שבין 6%-6.25%.

במסגרת הסכם ההלוואה שעבדה השותפות לטובת התאגיד הבנקאי, בין היתר, שני חשבונות בנק שנפתחו מכוח ההסכם:

1. חשבון תקבולים- בו יופקדו תקבולים של השותפות מחברות הבנות שלה. סכומים עודפים שיופקדו בחשבון התקבולים ישמשו בתום כל רבעון לפירעון ההלוואה. השותפות התחייבה כי בכל עת היתרה בחשבון התקבולים לא תפחת מסך של 10 מיליון דולר. סכום זה עשוי בהמשך חיי ההלוואה לעלות עד לסכום של 20 מיליון דולר בקרות אירועים מסוימים, כפי שנקבע בהסכם. ליום 31 בדצמבר היתרה בחשבון התקבולים הינה בסך של כ- 10 מיליון דולר.
2. חשבון רזרבת ריבית- בו יופקד סכום השווה לתשלומי הריבית לתקופה של 12 החודשים הקרובים. ליום 31 בדצמבר, 2021 היתרה בחשבון רזרבת הריבית הינה בסך של כ- 2.8 מיליון דולר.

הסכומים המוחזקים בחשבון התקבולים וחשבון רזרבת הריבית מוצגים במסגרת סעיף סכומים מוגבלים בנתונים הכספיים מתוך הדוחות המאוחדים על המצב הכספי המיוחדים לשותפות.

באור 6: - ערבויות והתחייבויות אחרות

א. כתבי התחייבות בלתי חוזרת מגופים פיננסיים

השותפות חתמה על מספר כתבי התחייבות מול גופים פיננסיים, לפיו הגופים פיננסיים העמידו התחייבות בלתי חוזרת, במטרה לאפשר את הגדלת סכום ההלוואה שנקבע בהסכם המימון הפרויקטלי בפרויקט שננדואה (לפרטים נוספים אודות המימון הפרויקטלי ראו באור 8(3) לדוחות הכספיים המאוחדים). בגין העמדת כתבי ההתחייבות, השותפות התחייבה לשלם לגופים הפיננסיים עמלת ייזום בשיעור של 1% ועמלות קו אשראי בשיעור שנתי של 6%, עד למועד המשיכה הראשונה של ההלוואה, אך לא פחות מסכום מינימלי שנקבע בכתבי ההתחייבות. בנוסף, כל עוד ההתחייבות בתוקף, הגופים הפיננסיים יהיו זכאים לתשלומים שישולמו בפועל למלווים במסגרת ההסכם בהתאם לחלקם, כאילו היו מלווים במסגרת הסכם המימון הפרויקטלי.

באור 6: - ערבויות והתחייבויות אחרות (המשך)

א. כתבי התחייבות בלתי חוזרת מגופים פיננסיים (המשך)

השותפות תוכל לסיים את ההתקשרות מכח כתבי ההתחייבות בכל עת, לפי שיקול דעתה הבלעדי, ובתנאי שתשחרר את הגופים הפיננסיים מכל התחייבויותיהם, שנעשו בקשר עם כתבי ההתחייבות. השותפות התחייבה לפעול לשחרור הגופים הפיננסיים מהתחייבויותיהם עד ליום 31 בדצמבר, 2022 ובכל מקרה לא יאוחר מיום 31 בדצמבר, 2024 או במועד מוקדם יותר במקרה של העמדה של חוב מהותי של השותפות (כפי שהוגדר) לפירעון מיידי. ליום 31 בדצמבר, 2021, לאחר ביטול חלק מכתבי ההתחייבות על ידי השותפות לאור השלמת גיוס אגרות חוב (סדרה ג'), מסתכמת יתרתם לכ- 50 מיליון דולר.

ב. מימון 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.

לפרטים נוספים אודות עסקת דנברי ותנאי הסכם המימון ראו באור 8(2) לדוחות הכספיים המאוחדים.

ג. פיתוח פרויקט שנגדואה

בהמשך לאמור בבאורים 8(3) ו-12א' 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 ShenHai 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-ShenHai סך של עד 40 מיליון דולר אשר ייועד לכיסוי כרית נוספת לחריגות בתקציב בדרך של השקעה הונית או הלוואת בעלים נחותה.

באור 7: - 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.

בדצמבר 2016 אושר חוק ההתייעלות הכלכלית (תיקוני חקיקה ליישום המדיניות הכלכלית לשנות התקציב 2017 ו-2018), התשע"ז - 2017, אשר כולל הפחתת שיעור מס החברות החל מיום 1 בינואר, 2017 לשיעור של 24% (במקום 25%) והחל מיום 1 בינואר, 2018 לשיעור של 23%.

שיעור מס החברות בישראל בשנים 2020, 2021 ו-2019 הינו 23%.

באור 7: - מסים על הכנסה (המשך)

ב. מסים נדחים

31 בדצמבר	
2020	2021
אלפי דולר	

התחייבויות מסים נדחים

רכיב המרה של אגרות חוב (סדרה ד') (991) -

נכסי מסים נדחים

הפסדים מועברים לצרכי מס 991 -

סה"כ -

במהלך שנת 2021 הכירה השותפות בנכס מס נדחה בגין הפסדים מועברים בסך של כ- 991 אלפי דולר כנגד הכנסות מסים בדוח על הרווח והפסד.

באור 8: - סיכון נזילות המיוחס לשותפות

התחייבויות ליום 31 בדצמבר, 2021							מועדי פירעון חוזיים
עד שנה	שנה שנייה	שנה שלישית	שנה רביעית	שנה חמישית	שנה שישית	סה"כ	
7,524	-	-	-	-	-	7,524	ספקים, זכאים ויתרות זכות
358	70	14	-	-	-	442	התחייבויות בגין חכירות
2,869	2,869	52,920	-	-	-	58,658	הלוואה מתאגיד בנקאי
18,574	20,337	67,524	64,457	193,439	75,607	439,938	אגרות חוב
29,325	23,276	120,458	64,457	193,439	75,607	506,562	סה"כ

התחייבויות ליום 31 בדצמבר, 2020							מועדי פירעון חוזיים
עד שנה	שנה שנייה	שנה שלישית	שנה רביעית	שנה חמישית	שנה שישית	סה"כ	
1,327	-	-	-	-	-	1,327	ספקים, זכאים ויתרות זכות
365	300	23	-	-	-	688	התחייבויות בגין חכירות
8,491	8,491	8,491	41,151	39,028	69,565	175,217	אגרות חוב
10,183	8,791	8,514	41,151	39,028	69,565	177,232	סה"כ

17 במרס, 2022

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 21 בספטמבר, 2020

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 21 בספטמבר, 2020:

1. דוח רואה החשבון המבקר מיום 17 במרס, 2022 על הדוחות הכספיים המאוחדים של השותפות לימים 31 בדצמבר 2021 ו-2020 ולכל אחת מהשנים שהסתיימו ביום 31 בדצמבר 2021, 2020 ו-2019.
2. דוח מיוחד של רואה החשבון המבקר מיום 17 במרס, 2022 על מידע הכספי נפרד של השותפות לימים 31 בדצמבר 2021 ו-2020 ולכל אחת מהשנים שהסתיימו ביום 31 בדצמבר 2021, 2020 ו-2019 לפי תקנה 9' לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970.
3. דוח רואה החשבון המבקר מיום 17 במרס, 2022 על הדוחות הכספיים של שנחי מימון בע"מ (חברת בת) ליום 31 בדצמבר 2021 ולתקופה מיום 11 באוקטובר, 2021 (יום הקמת החברה) ועד ליום 31 בדצמבר, 2021.

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 2021

תאריך אישור הדוח: 17 במרץ 2022

תקופת הדוח: 1 בינואר 2021 - 31 בדצמבר 2021

תקנה 10א: תמצית על הרווח הכולל לפי רבעונים (באלפי דולר)

לתקופה של שלושה חודשים שהסתיימה ביום

<u>31.3.2021</u>	<u>30.6.2021</u>	<u>30.9.2021</u>	<u>31.12.2021</u>	
20,380	20,642	20,568	24,766	הכנסות ממכירת נפט וגז, נטו מתמלוגים
(6,848)	(6,945)	(6,353)	(6,530)	עלות הפקת נפט וגז
(2,661)	(2,577)	(2,548)	(3,044)	הוצאות פחת ואזילה
10,871	11,120	11,667	15,192	רווח גולמי
(246)	(260)	(196)	(301)	הוצאות חיפוי נפט וגז וקידום פרויקטים
-	-	-	(355)	גריעת נכסי חיפוש והערכה
(1,962)	(2,017)	(2,371)	(4,427)	הוצאות הנהלה וכלליות
2,454	-	3,319	63	הכנסות אחרות
11,117	8,843	12,419	10,172	רווח תפעולי
6,769	4,775	1,314	5,010	הכנסות מימון
(5,972)	(11,560)	(5,926)	(24,033)	הוצאות מימון
524	592	197	-	ביטול ירידת ערך נכסים פיננסיים
12,438	2,650	8,004	(8,851)	רווח (הפסד) לפני מסים על ההכנסה
(2,011)	(1,382)	(2,340)	(1,353)	מסים על ההכנסה
10,427	1,268	5,664	(10,204)	רווח נקי (הפסד)
(1,906)	(1,877)	402	(378)	סה"כ רווח (הפסד) כולל אחר
8,521	(609)	6,066	(10,582)	סה"כ רווח (הפסד) כולל
				רווח נקי (הפסד) מיוחס ל:
10,427	1,268	4,899	(12,673)	בעלי יחידות השתתפות של השותפות
-	-	765	2,469	זכויות שאינן מקנות שליטה
10,427	1,268	5,664	(10,204)	
				סה"כ רווח (הפסד) כולל מיוחס ל:
8,521	(609)	5,301	(13,051)	בעלי יחידות השתתפות של השותפות
-	-	765	2,469	זכויות שאינן מקנות שליטה
8,521	(609)	6,066	(10,582)	

תקנה 10ג: שימוש תמורת ניירות הערך

השותפות עושה שימוש בתמורה שקיבלה בגין הנפקות של ניירות ערך בתקופת הדוח לצורך העמדת ההון והחוב הדרושים לשותפות לטובת השקעת חלקה בתקציב הפיתוח של פרויקט שננדואה, וכן לצרכי הניהול והתפעול השוטף, כפי שייקבע על ידי דירקטוריון השותף הכללי מעת לעת, והכל כפי שתואר במסגרת דוחות הצעת המדף שפרסמה השותפות בתאריכים 5 באוגוסט 2021, 8 באוגוסט 2021, 8 בנובמבר 2021 ו-9 בנובמבר 2021 (אסמכתאות מספר: 2021-01-127884, 2021-01-062242, 2021-01-062491, 2021-01-164094 ו-2021-01-095590, בהתאמה).

תקנה 11: רשימת השקעות של השותפות בחברות בת ובחברות כלולות שלה¹

שם החברה	מדינת התאגדות	סוג המניות	כמות המניות	סה"כ ע.נ.	ערכם בדוח הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2021 (אלפי דולר)	שער ני"ע בבורסה ליום 31.12.2021	שיעור המניות המוחזקות מתוך סך כל ניירות הערך המונפקים מסוג זה	שיעור החזקה (%) בהון, בכוח הצבעה ובסמכות למנות דירקטורים	יתרת הלוואות שניתנו נכון ליום 31.12.2021 (אלפי דולר)	עיקר תנאי ההלוואות		
										מועד הפירעון הסופי	תנאי הצמדה	פרטים נוספים
Navitas Petroleum Limited	אנגליה	רגילות	2,000	2,000 פאונד	(6,722)	-	100%	100%	65,830	-	-	-
Navitas Petroleum US LLC ²	ארה"ב	רגילות	1,000	1,000 דולר	-	-	100%	100%	-	-	-	-
Navitas Petroleum Holdings LLC ²	ארה"ב	רגילות	1,000	1,000 דולר	-	-	100%	100%	372,223	-	-	-
		בכורה	300	-	-	-	-	-	-	-	-	לפרטים נוספים ראו באור 12'ב' לדוח הכספי
נאוויטס אחזקות ישראל בע"מ	ישראל	רגילות	1,000	1,000 ש"ח	-	-	100%	100%	-	-	-	-
Navitas Petroleum	קנדה	טרם הוקצו מניות			-	-	100%	100%	-	-	-	-

¹ לפרטים נוספים אודות חברות בת וחברות כלולות מהותיות של השותפות, ראו סעיף 1.2 לפרק א' (תיאור עסקי השותפות) לדוח זה.

² חברות המוחזקות בעקיפין על ידי השותפות. לפרטים ראו סעיף 1.2 לחלק א' לדוח.

עיקר תנאי ההלוואות			יתרת הלוואות שניתנו נכון ליום 31.12.2021	שיעור החזקה (% בהון, בכוח הצבעה ובסמכות למנות דירקטורים	שיעור המניות המוחזקות מתוך סך כל ניירות הערך המונפקים מסוג זה	שער ני"ע בבורסה ליום 31.12.2021	ערכם בדוח הכספי הנפרד של השותפות ליום 31.12.2021 (אלפי דולר)	סה"כ ע.נ.	כמות המניות	סוג המניות	מדינת התאגדות	שם החברה
פרטים נוספים	תנאי הצמדה	מועד הפירעון הסופי										
												Canada Inc. ²
-	-	-	-	100%	100%	-	(119)	100 ש"ח	100	רגילות	ישראל	נאוויטס בקסקין מימון בע"מ
ראו סעיף 14.5 לדוח הצעת מדף מיום 8 בנובמבר 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-164094)	דולר	10 ימים לאחר תקבולי פרעונות הקרן מההלוואה הפרויקטלית	103,877	100%	100%	-	-	100 ש"ח	100	רגילות	ישראל	נאוויטס שנחי מימון בע"מ
-	-	-	43,753	100%	100%	-	-	1,000 דולר	1,000	רגילות	ארה"ב	Navitas Buckskin US, LLC ²
-	-	-	-	100%	100%	-	-	1,000 דולר	1,000	רגילות	ארה"ב	ShenHai, LLC ²
-	-	-	-	100%	100%	-	-	1,000 דולר	1,000	רגילות	ארה"ב	Peles LLC ²
-	-	-	-	100%	100%	-	-	1,000 דולר	1,000	רגילות	ארה"ב	Navitas Petroleum Onshore LLC ²

תקנה 12: שינויים בהשקעות בחברות בת ובחברות כלולות מהותיות

בתקופת הדוח לא היו השקעות בחברות בת ובחברות כלולות מהותיות.

תקנה 13: הכנסות של חברות בת וחברות כלולות של השותפות והכנסות מהן (באלפי דולר), נכון ליום 31 בדצמבר 2021

דיבידנדים			דמי ניהול			הכנסות ריבית			רווח (הפסד) כולל אחר לשנת 2021	רווח (הפסד) לשנת 2021	שם החברה
מועדי תשלום לאחר יום 31.12.2021	שנתקבלו לאחר יום 31.12.2021 ועד סמוך למועד אישור הדוח	שהתקבלו עד ליום 31.12.2021	מועדי תשלום לאחר יום 31.12.2021	שנתקבלו לאחר יום 31.12.2021 ועד סמוך למועד אישור הדוח	שנתקבלו עד ליום 31.12.2021	מועדי תשלום לאחר יום 31.12.2021	שנתקבלו לאחר יום 31.12.2021 ועד סמוך למועד אישור הדוח	שנתקבלו עד ליום 31.12.2021			
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1,533)	Navitas Petroleum Limited
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(129)	Navitas Petroleum US LLC
-	-	-	-	-	-	-	-	-	999	(15,729)	Navitas Petroleum Holdings LLC
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	נאוויטס אחזקות ישראל בע"מ

דיבידנדים			דמי ניהול			הכנסות ריבית			רווח (הפסד) כולל אחר לשנת 2021	רווח (הפסד) לשנת 2021	שם החברה
מועדי תשלום לאחר יום 31.12.2021	שנתקבלו לאחר יום 31.12.2021 ועד סמוך למועד אישור הדוח	שהתקבלו עד ליום 31.12.2021	מועדי תשלום לאחר יום 31.12.2021	שנתקבלו לאחר יום 31.12.2021 ועד סמוך למועד אישור הדוח	שנתקבלו עד ליום 31.12.2021	מועדי תשלום לאחר יום 31.12.2021	שנתקבלו לאחר יום 31.12.2021 ועד סמוך למועד אישור הדוח	שנתקבלו עד ליום 31.12.2021			
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	Navitas Petroleum Canada Inc.
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	879	נאוויטס בקסקין מימון בע"מ
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	נאוויטס שנחי מימון בע"מ
-	-	-	-	-	-	-	-	-	(217)	28,719	Navitas Buckskin US, LLC
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,671	ShenHai LLC
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(745)	Peles LLC
-	-	-	-	-	-	-	-	-	(4,541)	13,335	Navitas Petroleum Onshore LLC

תקנה 20:

מסחר בבורסה

במהלך שנת 2021 ועד למועד אישור הדוח נרשמו למסחר בבורסה ניירות הערך של השותפות המפורטים להלן:

- 167,000,000 ש"ח ע.נ. אגרות חוב (סדרה ב') של השותפות, במסגרת הנפקה לציבור בדרך של הרחבת סדרה על פי דוח הצעת מדף.
- 30,000,000 יחידות השתתפות של השותפות, במסגרת הצעה לא אחידה למשקיעים מוסדיים על פי דוח הצעת מדף.
- 2,538,200 יחידות השתתפות של השותפות, במסגרת הנפקה לציבור על פי דוח הצעת מדף.
- 330,000,000 ש"ח ע.נ. אגרות חוב (סדרה ג') של השותפות, במסגרת הנפקה לציבור על פי דוח הצעת מדף.
- 155,000,000 ש"ח ע.נ. אגרות חוב (סדרה ד') של השותפות, במסגרת הנפקה לציבור על פי דוח הצעת מדף.
- 2,200 יחידות השתתפות של השותפות שנבעו ממימוש 2,200 כתבי אופציות (סדרה 4).
- 64,812 יחידות השתתפות של השותפות שנבעו מהבשלת יחידות RSU ליחידות השתתפות.

במהלך שנת 2021 ועד למועד אישור הדוח לא היו הפסקות מסחר בניירות הערך של השותפות, למעט הפסקת מסחר קצובה בגין הודעות השותפות.

תקנה 21: תגמולים לבעלי עניין ולנושאי משרה בכירה³

(א) להלן פירוט אודות התגמולים שניתנו לבעלי התגמולים הגבוהים ביותר מבין נושאי המשרה הבכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי בשנת הדוח, וכן אודות התגמולים שניתנו לבעלי עניין בשותפות ו/או בשותף הכללי, כפי שהוכרו בדוחות הכספיים של השותפות ליום 31.12.2021 (באלפי דולר ארה"ב):

נושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי															
פרטי מקבל התגמולים				תגמולים עבור שירותים ⁴							תגמולים אחרים				סה"כ
שם	תפקיד	היקף משרה	שיעור החזקה ביחידות השתתפות ⁵	שכר	מענק	תשלום מבוסס מניות	דמי ניהול	דמי ייעוץ	עמלה	אחר	ריבית	דמי שכירות	אחר		
פלר נפט וגז ניהול בע"מ	שותף כללי	100%	0.2% ⁽⁶⁾	-	-	-	1,699	-	-	-	-	-	-	1,699	
גדעון תדמור ⁽⁷⁾	יו"ר דירקטוריון השותף הכללי	לפחות 35%	11.95%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
חנן רייכמן ⁽⁸⁾	מנכ"ל השותף הכללי ודירקטור	לפחות 50%	2.01%	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	

³ 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.

⁴ במונחי עלות מעביד.

⁵ שיעורי ההחזקה הינם ליום 31 בדצמבר 2021.

⁶ על פי הסכם השותפות, השותף הכללי יחזיק ב-0.2% מהון השותפות לצרכי השתתפות בהכנסות/הוצאות/רווחים בלבד (ללא החזקה ביחידות השתתפות).

⁷ מקבל את שכרו מהשותף הכללי. לפרטי תנאי העסקתו של מר תדמור, ראו סעיף ב' להלן. במהלך שנת 2021 סיפק מר תדמור שירותים לשותף הכללי בהיקף משרה של כ-70%.

⁸ מקבל את שכרו מהשותף הכללי. לפרטי תנאי העסקתו של מר רייכמן, ראו סעיף ב' להלן. במהלך שנת 2021 סיפק מר רייכמן שירותים לשותף הכללי בהיקף משרה של כ-80%. מר רייכמן סיים את כהונתו כמנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי ביום 31 בדצמבר 2021. לפרטים ראו דיווח מיידי מיום 29 בנובמבר 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-172920).

נושאי משרה בכירה בשותפות ו/או בשותף הכללי															
סה"כ		תגמולים אחרים			תגמולים עבור שירותים ⁴						פרטי מקבל התגמולים				
		אחר	דמי שכירות	ריבית	אחר	עמלה	דמי ייעוץ	דמי ניהול	תשלום מבוסס מניות	מענק	שכר	שיעור החזקה ביחידות השתתפות ⁵	היקף משרה	תפקיד	שם
215	-	-	-	-	215 ¹⁰	-	-	-	-	-	-	1.98%	לפחות 50%	משנה למנכ"ל ודירקטור	חנן וולף ⁹
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.02%	לפחות 50%	סגן יו"ר הדירקטוריון	יעקב כץ ¹¹
1,062	-	-	-	-	-	-	-	-	14185	473	404	0.48%	100%	סמנכ"ל כספים ¹³	עמית קורנהאוזר ¹²

⁹ החל מחודש ינואר 2021 מקבל מר וולף את שכרו מחברה בת אמריקאית בבעלותה המלאה של השותפות (Navitas Petroleum Holdings, LLC). לפרטי תנאי העסקתו של מר וולף, ראו סעיף ב' להלן. במהלך שנת 2021 סיפק מר וולף שירותים לשותף הכללי בהיקף משרה של כ- 100%.

¹⁰ החזר הוצאות בגין העתקת מקום מגוריו ליוסטון.

¹¹ מקבל את שכרו מהשותף הכללי. לפרטי תנאי העסקתו של מר כץ, ראו סעיף ב' להלן. במהלך שנת 2021 סיפק מר כץ שירותים לשותף הכללי בהיקף משרה של כ- 100%.

¹² מקבל את שכרו מהשותף הכללי. לפרטי תנאי העסקתו של מר קורנהאוזר, ראו סעיף ב' להלן. במהלך שנת 2021 סיפק מר קורנהאוזר שירותים לשותף הכללי בהיקף משרה של כ- 100%.

¹³ החל מיום 1 בינואר 2022, מכהן מר קורנהאוזר כמנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי.

¹⁴ בחודש מרץ 2021 הוענקו למר קורנהאוזר 100,000 יחידות השתתפות חסומות (RSUs), אשר סכום ההטבה הכולל בגינן עומד על כ-380 אלפי דולר.

(ב) פירוט תנאי כהונה והעסקה של נושאי המשרה בשותף הכללי

דמי ניהול לשותף הכללי

בהתאם להסכם השותפות, השותף הכללי מספק שירותי ניהול וייעוץ לשותפות באמצעות המייסדים, ה"ה מר גדעון תדמור, מר חנן רייכמן, מר חנן וולף ומר יעקב כץ (להלן: "המייסדים"), בתמורה לסך כולל של 440 אלפי ש"ח לחודש (במונחי עלות מעביד).

מר רייכמן סיים את כהונתו כמנכ"ל השותף הכללי וכדירקטור ביום 31 בדצמבר, 2021, ולפיכך, החל ממועד זה הוא אינו זכאי לדמי הניהול ויתר תנאי הכהונה וההעסקה המפורטים להלן. בהתאם, דמי הניהול המשולמים לשותף הכללי, עודכנו מ- 440 אלפי ש"ח ל- 330 אלפי ש"ח החל מחודש ינואר 2022.

מובהר כי שכרם של הדירקטורים הנוספים המכהנים בדירקטוריון השותף הכללי, ואשר יכהנו בו מעת לעת, ואינם נמנים על המייסדים, אינו משולם מתוך דמי הניהול לשותף הכללי, אלא משולם על ידי השותפות.

מר גדעון 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. השותף הכללי נושא בעלות שכרו של מר תדמור בהיקף של 110,000 ש"ח לחודש.

מר חנן רייכמן

מר חנן רייכמן כיהן כמנכ"ל וכדירקטור בשותף הכללי וכדירקטור ונושא משרה בחברות בנות של השותפות מאז הקמתו בחודש פברואר 2013, וזאת עד ליום 31 בדצמבר 2021. השותף הכללי נשא בעלות מעביד בשל שכרו של מר רייכמן בהיקף של 110,000 ש"ח לחודש. במועד סיום כהונתו של מר רייכמן כמנכ"ל וכדירקטור בשותף הכללי בשותפות, סיים מר חנן רייכמן את כהונתו כדירקטור ונושא משרה גם בכל החברות הבנות של השותפות.

מר חנן וולף

מכהן כדירקטור וכסמנכ"ל פיתוח עסקי בשותף הכללי, וכדירקטור ונושא משרה בחברות בנות של השותפות. השותף הכללי נושא בעלות שכרו של מר וולף בהיקף של 110,000 ש"ח לחודש. בחודש מרץ 2018 ביצע מר וולף רילוקיישן ליוסטון במסגרת תפקידו כסמנכ"ל פיתוח עסקי וכמנכ"ל נאוויטס ארה"ב. מר וולף זכאי להחזר הוצאות חודשי בגין העתקת מקום מגוריו, וזאת בהתאם לתנאי מדיניות התגמול.

החל מחודש ינואר 2022 החל מר יונתן שטרנברג לכהן במקום מר וולף כמנכ"ל נאוויטס ארה"ב.¹⁵

מר חנן וולף צפוי במהלך החודשים הקרובים להעתיק את מקום מגוריו למערב אירופה, לצורך המשך מילוי תפקידו כסמנכ"ל פיתוח עסקי וקידום פיתוח עסקיה של השותפות ובעיקר לצורך הובלת תכנון הפיתוח של פרויקט Sea Lion. ביום 9 במרץ 2022 אישרה אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות למר וולף החזר הוצאות בגין העתקת מקום מגוריו למערב אירופה וזאת בהתאם למדיניות התגמול של השותפות. לפרטים ראו דוח זימון אסיפה מיום 31 בינואר 2022 (אסמכתא מספר : 2022-01-012255), ותוצאותיה מיום 10 במרץ 2022 (אסמכתא מספר : 2022-01-023841), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

הסכומים המגיעים למר וולף במסגרת תפקידו, משולמים לו באמצעות Navitas Petroleum Holdings, LLC, מסיבות טכניות הקשורות בשהותו בארה"ב, וזאת חלקי תשלום חלקו בדמי הניהול (110,000 ש"ח בחודש) לשותף הכללי. אין באמור כדי לשנות את תנאי התגמול הכולל של השותף הכללי ו/או של מר וולף ואלו ייוותרו במצבם ללא שינוי. בנוסף, לא חלה על השותפות כל עלות נוספת כתוצאה מהשינוי בהשוואה למצב עובר לו.

מר יעקב כץ

מר יעקב כץ מכהן כסגן יו"ר דירקטוריון השותף הכללי, ומשמש כדירקטור בשותף הכללי מאז הקמתו בחודש פברואר 2013, וכן מכהן כדירקטור ונושא משרה בחברות בנות של השותפות. השותף הכללי נושא בעלות מעביד בשל שכרו של מר כץ בהיקף של 110,000 ש"ח לחודש.

מר עמית קורנהאוזר

מר עמית קורנהאוזר מכהן כמנכ"ל השותף הכללי וכדירקטור החל מיום 1 בינואר 2022. עובר למועד זה, החל מיום 10 ביולי 2016, כיהן מר קורנהאוזר כסמנכ"ל כספים בשותף הכללי, וכדירקטור ונושא משרה בחברות בנות של השותפות. שכרו החודשי של מר קורנהאוזר, כסמנכ"ל כספים עמד על 70 אלפי ש"ח (ברוטו). הסכם העסקתו של מר קורנהאוזר כלל התחייבויות לשמירה על סודיות ולאי-תחרות במהלך תקופת העסקתו. בהתאם להסכם ההעסקה, הצדדים היו רשאים להביא את קשר העבודה, בכל עת, לכלל סיום בהודעה מוקדמת בכתב ומראש של 3 חודשים. למר קורנהאוזר הוקצו 100,000 יחידות השתתפות חסומות RSUs של השותפות בהתאם לתכנית 2018 המתוארת בסעיף 17.5 לפרק א' (תיאור עסקי השותפות) לדוח.

לפרטים נוספים ראו דוח הצעה פרטית שפרסמה השותפות ביום 25 במרץ 2021 (אסמכתא מספר : 2021-01-047784), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה.

¹⁵ ראו דוח זימון אסיפה כללית של השותפות מיום 11 באוגוסט, 2020 (אסמכתא מספר : 2020-01-087354), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה.

ביום 9 במרץ 2022 אישרה האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות את תנאי כהונתו והעסקתו של עמית כמנכ"ל השותף הכללי (בהמשך למינויו על ידי דירקטוריון השותף הכללי). לפרטים ראו דוח זימון אסיפה מיום 31 בינואר 2022 (אסמכתא מספר : 2022-01-012255), ותוצאותיה מיום 10 במרץ 2022 (אסמכתא מספר : 2022-01-023841), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

תנאים כלליים

ה"ה חנן רייכמן, קובי כץ ועמית קורנהאוזר זכאים לדמי הבראה, חופשה שנתית, ימי מחלה, הפרשות לקרן השתלמות, החזר הוצאות, מכשיר סלולרי ורכב וכן מחויבים לשמירה על סודיות ולאי-תחרות לגבי עסקי השותפות. עבור מר רייכמן ומר כץ, כל אלה משולמים על ידי השותף הכללי מתוך דמי הניהול המועברים כאמור. כן, נושאת השותפות בהוצאות הקשורות לאחזקת הרכב, גילום שווי רכב וכן בהוצאות אחזקת המכשיר הסלולרי וכן להכללתם בהסדרי ביטוח, שיפוי ופטור לנושאי משרה.

כאמור לעיל, עם הפסקת כהונתו של חנן רייכמן כמנכ"ל השותפות, הוא אינו זכאי לתגמולים האמורים בסעיף זה.

בהתאם לרפים הקבועים במדיניות התגמול, עלות שכרם של קובי כץ וחנן וולף משקפת היקף משרה של לפחות 75%, ועלות שכרו של גדעון תדמור משקפת היקף משרה של לפחות 52.2%. ככל שהיקף המשרה של מי מהם ירד מההיקפים האמורים, יעודכן שכרם בהתאם.

מדיניות תגמול

(1) ביום 28 ביוני 2017 אישר דירקטוריון השותף הכללי מדיניות תגמול עבור נושאי המשרה של השותפות והשותף הכללי בהתאם להוראות פקודת השותפויות [נוסח חדש], התשל"ה-1975 (לעיל ולהלן: "**מדיניות התגמול**" ו"**הפקודה**", בהתאמה). ביום 18 ביולי 2018 אושר תיקון למדיניות התגמול על ידי מחזיקי יחידות ההשתתפות, לפיו יתאפשר החזר הוצאות לנושאי משרה אשר מעתיקים את מקום מגוריהם לחו"ל במסגרת תפקידם בשותפות. לפרטים אודות התיקון האמור ראו דוח זימון אסיפה מיום 12 ביוני 2018 והתיקון לו מיום 10 ביולי 2018 (אסמכתאות מספר : 2018-01-057331 ו- 2018-01-066130, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

(2) ביום 15 בפברואר 2021 אושר תיקון נוסף למדיניות התגמול על ידי מחזיקי יחידות ההשתתפות לסעיף 12 למדיניות התגמול, כך שמדיניות התגמול תתאם לעמדת הרשות בנושא רכישת פוליסות לביטוח דירקטורים ונושאי משרה על ידי השותפות¹⁶ ולתנאי שוק הביטוח הנוכחיים. בנוסף כולל התיקון ביטול הצורך

¹⁶ עמדת סגל רשות ניירות ערך - עמדה משפטית מספר 101-21 מדיניות תגמול (Best Practice): לצורך שימוש בהקלה לפי סעיף 11ב1 לתקנות ההקלות, נדרש כי הפירוט במדיניות תגמול יכלול התייחסות להיקף הכיסוי הביטוחי בלבד, כל עוד עלות הפרמיה וגובה ההשתתפות העצמית יהיו בהתאם לתנאי השוק במועד עריכת הפוליסה, והעלות אינה מהותית לשותפות. נוכח משבר הקורונה והשלכותיו על שוק הביטוח, באוגוסט 2020 עודכנה עמדת הרשות כדלקמן: תאגיד מדווח רשאי לאשר התקשרות עם גורם מבטח, גם אם תיעשה בתנאים שונים מאלו שנקבעו במדיניות התגמול ביחס לרכיבי הפרמיה וההשתתפות העצמית בלבד, ובתנאי שתיעשה בתנאי שוק, לא תהיה מהותית לשותפות, וועדת התגמול של השותף הכללי בשותפות אישרה את ההתקשרות וזאת עד למועד האסיפה הכללית הקרובה שתכנס השותפות.

באישור הדירקטוריון לחידוש פוליסת ביטוח נושאי משרה העומדת בהוראות מדיניות התגמול ובהוראת תקנה 1ב1 לתקנות החברות (הקלות בעסקאות עם בעלי ענין), התש"ס-2000. לפרטים אודות התיקון האמור ראו דיווחים מיידיים של השותפות מיום 10 בינואר 2021 ומיום 15 בפברואר 2021 (אסמכתאות מספר: 2021-01-004321, ו- 2021-01-018375, בהתאמה), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

(3) בהתאם לתקנה 1 לתקנות החברות (הקלות לעניין החובה לקבוע מדיניות תגמול), התשע"ג-2013, מדיניות התגמול הנ"ל טעונה אישור ועדת התגמול, דירקטוריון השותף הכללי ואסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות רק בחלוף חמש שנים מהמועד בו הפכה השותפות לשותפות מוגבלת ציבורית.

שכר המפקח

באסיפה שנתית מיום 20 ביוני 2019 אושר למנות את משרד פאהן קנה ושות' כמפקח השותפות לתקופת כהונה נוספת (שניה) בת שלוש שנים. משרד פאהן קנה ושות' זכאי לאותם תנאי כהונה והעסקה כפי שקיבל במהלך תקופת כהונתו הראשונה, לרבות שכר חודשי בסך של 4,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ). בתקופה שנסתיימה ביום 31.12.2021 שולם למפקח שכר כולל בהיקף של כ- 48 אלפי דולר ארה"ב.

שכר דירקטורים

כל דירקטור (למעט אלו הנמנים על המייסדים) זכאי לגמול שנתי וגמול השתתפות בהתאם לממוצע הסכומים הקבועים והסכומים המירביים המופיעים בתוספת השנייה ובתוספת השלישית לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000 (להלן: **"תקנות הגמול"**), לפי דרגתה של השותפות כפי שתהיה מעת לעת בהתאם לתקנות הגמול. כמו כן, הדירקטורים (לרבות המייסדים) זכאים לכיסוי ביטוחי כנהוג ומקובל בשותפות, לשיפוי ופטור מאחריות כפי שנהוג ומקובל בשותפות, והכל בהתאם להוראות הדין והסכם השותפות, וכמפורט להלן.

בשנה שנסתיימה ביום 31.12.2021 שולם לדירקטורים בשותף הכללי גמול בהתאם לתקנות הגמול בסך כולל של כ- 217 אלפי דולר.

אחריות, שיפוי וביטוח לנושאי משרה

א. ביום 28 בנובמבר 2021 אישרה ועדת התגמול של השותפות, רכישת תוכנית ביטוח לכיסוי האחריות השוטפת של הדירקטורים ונושאי המשרה בשותפות (להלן: **"תוכנית הביטוח"**) וזאת חלף פוליסת הביטוח לאחריות דירקטורים ונושאי משרה בשותפות אשר פגה ביום 29 בנובמבר 2021.¹⁷ ביום 16 בדצמבר 2021 אישרה ועדת התגמול של השותפות הגדלת גבול האחריות של תוכנית הביטוח.

¹⁷ לפרטים אודות אישור האסיפה הכללית לתיקון מדיניות התגמול לעניין רכישת פוליסות לביטוח דירקטורים ונושאי משרה על ידי השותפות בתנאי שוק, ראו ס"ק (ב) (2) לעיל.

עיקרי תוכנית הביטוח הם כלדקמן :

1. תקופת הכיסוי החלה ביום 30.11.2021 ועד ליום 29.11.2022 (כולל) ;
 2. גבול האחריות הינו סך של 25 מיליון דולר ארה"ב למקרה ולתקופה ;
 3. פרמיה שנתית כוללת בסך של 190 אלפי דולר ארה"ב ;
 4. השתתפות עצמית של השותפות :
(א) בהתייחס לתביעות כנגד השותפות בארה"ב וקנדה - 150 אלפי דולר ; (ב) בהתייחס לתביעות כנגד השותפות לעניין ני"ע של השותפות הנסחרים בבורסה בת"א - 250 אלפי דולר ארה"ב ; (ג) בהתייחס לתביעות כנגד השותפות בארה"ב וקנדה לעניין ני"ע של השותפות הנסחרים בבורסה בת"א הינה בסך של 500 אלפי דולר ארה"ב ; (ד) לגבי יתר התביעות ההשתתפות העצמית עומדת על 100 אלפי דולר ארה"ב.
- ב. תנאי ההתקשרות בתוכנית הביטוח זהים לכל הדירקטורים ונושאי המשרה בשותפות, הינם בתנאי שוק ואינם עשויים להשפיע באופן מהותי על רווחיות השותפות, רכוש או התחייבויותיה.
- ג. לפרטים בדבר כתבי השיפוי שהוענקו לשותף הכללי ולכל אחד מנושאי המשרה בשותף הכללי ובשותפות, לרבות בעלי עניין בשותף הכללי המכהנים כנושאי משרה, ראו סעיף 9.4.3 לתשקיף להשלמה של השותפות מיום 12 בספטמבר 2017 (הנושא תאריך 13 בספטמבר 2017, אסמכתא מספר : 2017-01-081112) (להלן : "התשקיף") אשר המידע בו נכלל בדוח זה בדרך של הפניה.
- ד. לפרטים בדבר כתבי פטור מאחריות שהוענקו לשותף הכללי ולנושאי המשרה בשותף הכללי ובשותפות, לרבות לבעלי עניין בשותף הכללי המכהנים כנושאי משרה, ראו סעיף 9.4.4 לתשקיף, אשר המידע בו נכלל בדוח זה בדרך של הפניה.

תקנה 21א: השליטה בשותפות

השותפות מנוהלת על ידי פלר נפט וגז ניהול בע"מ, המשמשת כשותף הכללי בשותפות. בעלי השליטה בשותף הכללי הינם גדעון תדמור, יעקב כץ וחנן וולף.

בעלי המניות בשותף הכללי תקנו את ההסכמים ביניהם כך שלמר רייכמן לא יהיו זכויות הצבעה לרבות בקשר עם מינוי דירקטורים ו/או מנכ"ל השותף הכללי של השותפות או הפסקת כהונתם, וזכויותיו יסתכמו בקשר עם הזכויות הכלכליות בשותף הכללי ובכלל זה הזכות לתמלוגים. אי לכך, מר רייכמן אינו נחשב עוד כחלק מקבוצת השליטה בשותף הכללי.¹⁸

¹⁸ בהמשך לתיקון שבוצע ביום 8 במרץ 2022 בהסכמים בין בעלי המניות בשותף הכללי, חנן רייכמן מחזיק במניות רגילות מסוג א' של השותף הכללי, המקנות לו זכויות כלכליות בלבד, 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 לתשלום חלק מתמלוגי-על מהשותפות אך אינן מקנות לו את הזכות להשתתף באסיפות כלליות של השותף הכללי, למעט ככל הנדרש לצורך דיון והצבעה בקשר עם הזכויות הכלכליות הצמודות למניות רגילות א'.

עסקאות עם השותף הכללי או עסקאות שלבעלי השליטה בשותף הכללי עניין אישי בהן

למיטב ידיעת השותפות, להלן פרטים בדבר כל העסקאות עם השותף הכללי או עם בעלי השליטה בשותף הכללי או שלבעלי 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 שילמה השותפות לשותף הכללי דמי ניהול בסך של כ- 1,699 אלפי דולר.

(2) באשר לתמלוגים להם זכאים בעלי העניין בשותף הכללי ראו סעיף 11 להסכם השותפות שפורסם בדוח מיידי מתאריך 24 בספטמבר 2017 (אסמכתא מספר: 2017-01-094530) והתיקונים לו מהתאריכים 1 באפריל 2018, 18 ביולי 2018 ו- 17 באפריל 2019 (אסמכתאות מספר: 2018-01-027813, 2018-01-068455 ו- 2019-01-035259, בהתאמה) אשר המידע בו נכלל כאן בדוח זה בדרך של הפניה. בעלי העניין בשותף הכללי זכאים לתמלוגים בשיעור של 6% 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). לפרטים אודות התמלוגים להם זכאים בעלי העניין בשותף הכללי בתקופת הדוח, ראו באור 18 לדוחות הכספיים ליום 31.12.2021.

(3) השותף הכללי וחברת בת של השותפות, Navitas Buckskin US LLC, חתמו על כתב הסכמה, לפיו הסכים השותף הכללי כי עד לפירעון המלא של אגרות החוב שהוצעו על-ידי נאוויטס מימון בע"מ, חברה-בת של השותפות, לא ישולמו לו או ליחיד השותף הכללי תמלוגים כלשהם בגין ההכנסות שינבעו ל- Navitas Buckskin מנכס הנפט Buckskin אלא ייצברו וישולמו לאחר הפירעון המלא של אגרות החוב שהוצעו על-ידי נאוויטס מימון בע"מ. לפרטים נוספים ראו ה"ש 20 לפרק א' לדוח זה. ביום 31 ביולי 2021 נפרעו אגרות החוב (סדרה ב') שהוצעו על ידי נאוויטס בקסקין מימון בע"מ, והתנאי לעיל התקיים.

(4) לפרטים בדבר התקשרות בתוכנית ביטוח אחריות דירקטורים ונושאי משרה, וכן בדבר מתן כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור מאחריות, ראו פירוט לפי תקנה 21 לעיל.

(5) השותפות חתמה על הסכם עם חברת הבת, נאוויטס בקסקין מימון בע"מ, למתן שירותי ניהול, אשר יינתנו, בין היתר, על ידי עובדים של השותפות ו/או השותף הכללי. ביום 1 באוגוסט 2021 הסתיים הסכם זה עת נפרעו אגרות החוב סדרה ב' שהונפקו על ידי נאוויטס בקסקין מימון בע"מ והיא הפכה לחברה פרטית.

(6) ביום 15 בספטמבר 2022 אישרה האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות את מינויו של מר יונתן שטרנברג לתפקיד מנכ"ל חברת נאוויטס ארה"ב וכן את תנאי כהונתו והעסקתו. מר שטרנברג הינו אחיינו של מר גדעון תדמור, הנמנה על קבוצת השליטה בשותפות (להלן בסעיף זה: "**בעל השליטה**"). למען הזהירות ומטעמי שמרנות, ובין היתר לאור חשיבות התפקיד הכולל העתקת מקום מגורים וניהול פעילות משמעותית ביוסטון, החליטה השותפות לאשר את ההתקשרות עם מר שטרנברג בהתאם לסעיף 65א(ב)(2)(ב) לפקודה, כאילו היתה זאת עסקה חריגה וכאילו לבעל השליטה יש בה עניין אישי, וזאת למרות שמינוי לתפקיד זה הינו במהלך העסקים הרגיל, שתנאי ההעסקה הם בתנאי שוק ואין בהתקשרות בכדי להשפיע באופן מהותי על השותפות ולמרות שקירבה משפחתית מסוג זה אינה כלולה בהגדרת 'קרוב' כמשמעותה בחוק החברות.¹⁹

(7) ביום 9 במרץ 2022 אישרה האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות החזר הוצאות למר חנן וולף (בהתאם למדיניות התגמול של השותפות) ואת תנאי כהונתו והעסקתו של מנכ"ל השותף הכללי, עמית קורנהאוזר. לפרטים ראו דוח זימון אסיפה מיום 31 בינואר 2022 (אסמכתא מספר: 2022-01-012255), ותוצאותיה מיום 10 במרץ 2022 (אסמכתא מספר: 2022-01-023841), אשר המידע על פיהם מובא בדוח בדרך של הפניה.

לפרטים אודות עסקאות השותפות עם בעלי עניין ראו באור 18 לדוחות הכספיים.

עסקאות זניחות ועסקאות שאינן חריגות

ועדת הביקורת ודירקטוריון השותף הכללי אימצו בחודש מאי 2019 תכנית אכיפה פנימית 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

¹⁹ ראו הגדרת עניין אישי בסעיף 65א לפקודה.

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; ו-(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 הנמוך מבניהם. עסקאות בעלי העניין אשר יסווגו כזניחות, יסקרו מידי שנה על ידי ועדת הביקורת של השותפות.

בתקופת הדוח ולמועד אישור הדוח, העסקאות הזניחות הקיימות עם בעל השליטה, הן בעיקרן עסקאות להפחתת עלויות תקורה בתמורה שלא תפחת מהעלות היחסית, לרבות השכרת שטח שאינו בשימוש במשרדי השותפות ושיתוף בשירותי מזכירות.

תקנה 24: החזקות בעלי עניין ונושאי משרה

לפרטים, למיטב ידיעת השותפות, אודות החזקות בעלי עניין ונושאי משרה בכירה בניירות הערך של השותפות נכון למועד הדוח, ראו דוח מיידי של השותפות מיום 6 בינואר 2022 (אסמכתא מספר: 2022-01-004023), אשר המידע על פיו מובא בדוח בדרך של הפניה.

תקנה 24א: הון רשום, הון מונפק וניירות ערך המירים בסמוך למועד אישור הדוח

סוג	הון רשום	הון מונפק ונפרע
יחידות השתתפות רשומות על שם ללא ערך נקוב	2093,719,785	93,719,785
יחידות השתתפות חסומות RSU	-	867,532
כתבי אופציה לא סחירים 2018	-	29,264
אגרות חוב (סדרה ד') ניתנות להמרה	-	21 -

²⁰ מתוכן 117,372 יחידות השתתפות רדומות.

²¹ אגרות חוב להמרה (סדרה ד') אשר ערכן הנקוב הינו 155,000,000 ש"ח ע.נ. ניתנות להמרה עד ליום 30 ביוני 2023 כך שכל 23 ש"ח ע.נ. של אגרות החוב להמרה (סדרה ד') ניתנים להמרה ליחידת השתתפות אחת של השותפות; ובתקופה שהחל מיום 1 ביולי 2023 ועד ליום 21 בדצמבר 2026 כל 27 ש"ח ע.נ. של אגרות החוב להמרה (סדרה ד') ניתנים להמרה ליחידת השתתפות אחת של השותפות.

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	ז'בוטינסקי 7, רמת גן	יחידות השתתפות ללא ערך נקוב	93,719,785

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

	גדעון תדמור	יעקב כץ	חנו וולף	עמית קורנהאוזר	צבי ברק	עירית שדר טוביאס	עקיבא משה אבנר אזולאי	טל ירון אלדר	אסף יריב
תפקיד:	יו"ר דירקטוריון	סגן הדירקטוריון	משנה למנכ"ל ודירקטור	מנכ"ל ודירקטור	דירקטור	דירקטורית	דירקטור בלתי תלוי	דירקטורית חיצונית	דירקטור חיצוני
מספר תעודת זהות:	057995755	058407008	NT2515D59 (דרכון הולנדי)	038705562	67320259	027805340	058393489	058422734	058034836
תאריך לידה:	9.1.1963	1.11.1963	12.10.1975	26.3.1976	22.1.1950	25.5.1970	23.12.1963	15.10.1963	16.7.1963
מען להמצאת כתבי בי-דין:	שד' אבא אבן 12, הרצליה פיתוח	שד' אבא אבן 12, הרצליה פיתוח	שד' אבא אבן 12, הרצליה פיתוח	שד' אבא אבן 12, הרצליה פיתוח	שוהם 2 ת.ד. 4294 קיסריה 3088900	ת.ד 585 פרדסיה 4281500	הפרחים 13 דירה 26 רמת השרון	הרוגלס 3, ת"א 6997103	גלבוע 11 כוכב יאיר, ת.ד. 1036, 44864
נתינות:	ישראלית	ישראלית	הולנדית	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית	ישראלית
חברות בוועדות של הדירקטוריון:	-	-	-	-	-	-	מאזן, ביקורת ותגמול	מאזן, ביקורת ותגמול	מאזן, ביקורת ותגמול
האם דירקטור חיצוני:	לא	לא	לא	לא	לא	לא	לא	כן	כן
אם כן, האם הוא בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית או בעל כשירות מקצועית:	-	-	-	-	-	-	-	בעלת מומחיות חשבונאית ופיננסית	בעל כשירות מקצועית

	גדעון תדמור	יעקב כץ	חנון וולף	עמית קורנהאוזר	צבי ברק	עירית שדר טוביאס	עקיבא משה אבנר אזולאי	טל ירון אלדור	אסף יריב
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	כן	לא	לא	לא	לא	לא
תאריך תחילת כהונה:	21.2.2013	21.2.2013	15.8.2016	1.1.2022	8.11.2017	28.6.2017	8.11.2017	19.2.2018	19.2.2018
השכלה:	תואר ראשון LL.B. מאוניברסיטת תל אביב	BA בכלכלה מאוניברסיטת תל אביב. MBA התמחות במימון מאוניברסיטת תל אביב	Drs. בכלכלה וחשבונאות מאוניברסיטת אמסטרדם (UVA)	MBA במנהל עסקים אוניברסיטת תל אביב, בוגר חשבונאות וכלכלה אוניברסיטת תל אביב	תואר ראשון במנהל עסקים מאוניברסיטת בר אילן	תואר ראשון LL.B. במשפטים מהאוניברסיטה העברית, ותואר שני LL.M. במשפטים, התמחות במשפט מסחרי מאוניברסיטת בר אילן	B.Sc הנדסה תעשייה וניהול מאוניברסיטת בן גוריון, M.Sc מנהל עסקים מאוניברסיטת בן גוריון ולימודי תעודה בשמאות 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

²² כמשמעות המונח בתקנה 1 לתקנות החברות (כללים בדבר גמול והוצאות לדירקטור חיצוני), התש"ס-2000.

גדעון תדמור	יעקב כץ	חנו וולף	עמית קורנהאוזר	צבי ברק	עירית שדר טוביאס	עקיבא משה אבנר אזולאי	טל ירון אלדר	אסף יריב
עיסוקים בחמש השנים האחרונות: תפקידי ניהול בחברות הבנות של השותפות. עד סוף ינואר 2016 כיהן כמנכ"ל ודירקטור באבנר נפט וגז בע"מ; יו"ר דירקטוריון דלק ניהול קידוחים (1993) בע"מ; דירקטור בחברות פרטיות שונות שבבעלות השותפויות אבנר חיפשי נפט ודלק קידוחים; יו"ר איגוד החברות הציבוריות בישראל	דירקטור בחברות פרטיות שונות שבבעלות	תפקידי ניהול בחברות הבנות של השותפות President and Chief Executive Officer - Navitas Petroleum Holdings, LLC	תפקידי ניהול בחברות הבנות של השותפות	מנכ"ל ודירקטור בחברת קיסריה אלקטרוניקה רפואית החזקות בע"מ (2000)	סמנכ"לית ומזכירת חברת או.פי.סי אנרגיה בע"מ (החל מינואר 2018); סמנכ"לית, יועמ"ש ראשית ומזכירת השותפויות דלק קידוחים, אבנר חיפשי נפט, דלק מערכות אנרגיה וחברות ציבוריות נוספות מקבוצת דלק (-1999) 2017); דירקטורית בחברות ציבוריות שונות		שותפה במשרד עו"ד העוסק במיסים (2004-היום)	ראש אגף בשב"כ (בדימוס) מנכ"ל חברת Pristine Strategy, LLC

תאגידים אחרים בהם משמש כדירקטור:	גדעון תדמור	יעקב כץ	חנן וולף	עמית קורנהאוזר	צבי ברק	עירית שדר טוביאס	עקיבא משה אבנר אזולאי	טל ירון אלדר	אסף יריב
דירקטור בחברות פרטיות שונות שבבעלותו, ובחברות הבנות של השותפות	דירקטור בחברות פרטיות שונות שבבעלותו	דירקטור בחברות הבנות של השותפות	דירקטור בחברות הבנות של השותפות	דירקטור בחברות הבנות של השותפות	דירקטור בחברות פרטיות שונות שבבעלותו	רותם אנרגיה מחצבים - שותפות מוגבלת, אקטיב חיתום בע"מ, יוטרון בע"מ, ויקטורי בע"מ, גבאי מניבים ופיתוח בע"מ, אריקה כרמל ביקיור בע"מ		תדאה פיתוח טכנולוגי ואוטומציה בע"מ, אופטיביס בע"מ, פנאקסיה בע"מ, אבגד בע"מ, אקופיה סיינטיפיק בע"מ, יוניק טק בע"מ, חברת השקעות דיסקונט בע"מ, אלומה קרן תשתיות בע"מ	דירקטור ושותף מייסד בחברת אקדמיה לערבית למקצוענים בע"מ; דירקטור באולפנים המאוחדים דירקטור חיצוני בחברות תיא השקעות; ברם תעשיות בע"מ; גלעד מאי חברה להשקעות בניה ופיתוח בע"מ; דירקטור בלתי תלוי בחברות מ.ל.ר.ו. פרוייקטים ומסחר בע"מ; אלון גז פיתוח אנרגיה בע"מ
האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותפות או בשותף הכללי:	לא	לא	לא	לא	לא	לא	לא	לא	לא

אסף יריב	טל ירון אלדד	עקיבא משה אבנר אזולאי	עיריית שדר טוביאס	צבי ברק	עמית קורנהאוזר	חנן וולף	יעקב כץ	גדעון תדמור	
לא	כן	לא	לא	לא	כן	כן	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:

תקנה 26א: נושאי משרה בכירה בשותף הכללי ו/או בשותפות

מספר תעודת זהות:	מסלל הלל אברמוב	יונתן שטרנברג	דוד ברנהיים	תמר רוזנברג	מיכאל גרינברג
039198437	200462323	013351374	035894252	69108231	
תאריך לידה:	20.02.1983	15.06.1988	12.01.1970	09.12.1978	05.08.1955
תאריך תחילת כהונה:	11.3.2018	01.12.2020	01.12.2020	06.02.2022	27.03.2018
תפקיד שממלא בשותפות, בחברת, בחברה קשורה או בבעל עניין בה:	יועצת משפטית ומזכירת השותפות	מנכ"ל חברת הבת Navitas Petroleum Holdings LLC	סמנכ"ל M&A ומסחרי	סמנכ"לית כספים	מבקר פנימי
האם הוא בעל עניין בשותפות:	לא	לא	לא	לא	לא
האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בשותפות או בשותף הכללי:	לא	לא ²³	לא	לא	לא
השכלתו:	תואר ראשון במשפטים (LL.B.) ותואר ראשון במנהל עסקים (BA) מהמרכז הבינתחומי הרצליה	תואר ראשון במשפטים ובכלכלה מאוניברסיטת תל אביב	תואר ראשון בהנדסת חשמל BSc, הטכניון תואר ראשון במשפטים LLB אוניברסיטת תל אביב תואר שני במשפטים LLM אוניברסיטת קולומביה בניו יורק	בוגרת מנהל עסקים וחשבונאות מהמכללה למנהל מוסמכת מנהל עסקים - מימון מאוניברסיטת תל אביב	בוגר חשבונאות וכלכלה מאוניברסיטת תל אביב
עיסוקים בחמש השנים האחרונות:	יועצת משפטית בקבוצת יורקום	מספר תפקידים ניהוליים בשותפות	משנה למנכ"ל שיכון ובינוי אמריקה	מנהלת כספים וחשבת ראשית בקבוצת דלק בע"מ	מבקר פנימי בקבוצת דלק בע"מ וחברות הבנות שלה מבקר פנימי בדלק מוטורס בע"מ

²³ יונתן שטרנברג הינו אחיינו של גדעון תדמור, הנמנה על בעלי השליטה בשותף הכללי.

תקנה 226: מורשה חתימה של השותפות

אין בשותפות מורשי חתימה עצמאיים כמשמעם 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 שלוש פעמים, וזאת לשם תיקון סעיף 5 להסכם השותפות להכללת שני נכסי נפט בסעיף מטרות השותפות וכן לאור אימוץ הוראות תיקון תקנון הבורסה. לפרטים ראו דוחות מידיים מהתאריכים 8 במרץ 2018, 10 ביולי 2018 ו- 17 באפריל 2019 (אסמכתאות מספר: 2018-01-018642, 2018-01-066130 ו-035271-01-2019, בהתאמה), אשר המידע בהם מובא בזאת על דרך ההפניה.

תקנה 29(ג): החלטות אסיפה כללית מיוחדת

א. ביום 15 בפברואר 2021 אישרה אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות כדלקמן:

(1) את מינויה מחדש של גב' ירון אלדר כדירקטורית חיצונית בשותף הכללי של השותפות, לתקופת כהונה נוספת של שלוש שנים, החל מיום 19 בפברואר 2021.

(2) את מינויו מחדש של מר יריב כדירקטור חיצוני בשותף הכללי של השותפות, לתקופת כהונה נוספת של שלוש שנים שתחילתה במועד סיום כהונתו הנוכחית, החל מיום 19 בפברואר 2021.

(3) את תיקון סעיף 12 למדיניות התגמול, ביחס לביטוח דירקטורים ונושאי משרה, בנוסח המצורף כנספח ג' לדוח זימון האסיפה הכללית, וכמפורט בתקנה 21 לפרק זה.

לפרטים נוספים ראו דוח זימון האסיפה הכללית של השותפות מיום 10 בינואר 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-004321), וכן דיווח מידי של השותפות בדבר תוצאות האסיפה הכללית מיום 15 בפברואר 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-018375), אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

ב. ביום 20 ביוני 2021 אישרה אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות ביצוע הצעות לא אחידות של יחידות השתתפות של השותפות, בהיקף, בתנאים ובמתכונת כמפורט בסעיף 2.1 לדוח זימון האסיפה.

לפרטים נוספים ראו דוח זימון האסיפה הכללית של השותפות מיום 13 במאי 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-026452), וכן דיווח מידי של השותפות בדבר תוצאות האסיפה הכללית מיום 20 ביוני 2021 (אסמכתא מספר: 2021-01-041158), אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

ג. ביום 14 בדצמבר 2021 אישרה אסיפת מחזיקי יחידות ההשתתפות של השותפות מסגרת לביצוע הצעות פרטיות של ניירות ערך, אשר תיועד לעובדים, נושאי משרה ונותני שירותים שאינם בעלי שליטה בשותף הכללי של השותפות ובשותפות, בהיקפים, בתנאים ובמתכונת כמפורט בסעיף 2.3 לדוח זימון האסיפה.

לפרטים נוספים ראו דוח זימון האסיפה הכללית של השותפות מיום 8 בנובמבר 2021 (אסמכתא מספר : 2021-01-163998), וכן דיווח מיידי של השותפות בדבר תוצאות האסיפה הכללית מיום 15 בדצמבר 2021 (אסמכתא מספר : 2021-01-180204), אשר המידע על פיהם מובא בדוח זה בדרך של הפניה.

ד. ביום 9 במרץ 2022 אישרה האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות החזר הוצאות למר חנן וולף (בהתאם למדיניות התגמול של השותפות) ואת תנאי כהונתו והעסקתו של מנכ"ל השותף הכללי, עמית קורנהאוזר. לפרטים ראו דוח זימון אסיפה מיום 31 בינואר 2022 (אסמכתא מספר : 2022-01-012255), ותוצאותיה מיום 10 במרץ 2022 (אסמכתא מספר : 2022-01-023841), אשר המידע על פיהם מובא בדוח 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 2022

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 הדיקטוריון 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 הדיקטוריון 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 תוכנו 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 שתוכנו 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), בקורות על תהליך עריכת וסגירת הדוחות הכספיים, ובקורות כלליות על מערכות המידע (ITGC). תהליכים אשר זוהו על ידי ההנהלה כתהליכים מהותיים מאוד לדיווח הכספי והגילוי, הינם : תהליך ניהול החוב ותהליך ההתחשבנות עם המפעיל.

בהתבסס על הערכה זו, השותף הכללי והנהלת השותפות הגיעו למסקנה, כי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי בתאגיד ליום 31 בדצמבר 2021 הינה אפקטיבית.

א. הצהרת מנהל כללי לפי תקנה 9ב(ד)(1).

הצהרת מנהלים

הצהרת מנהל כללי

אני, עמית קורנהאוזר, מצהיר כי :

(1) בחנתי את הדוח התקופתי של נאויטס פטרוליום שותפות מוגבלת (להלן : "השותפות") לשנת 2021 (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), התש"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 : 17.03.2022

עמית קורנהאוזר, מנכ"ל ודירקטור

ב. הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים לפי תקנה 9ב(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 2021 (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 ש אליהם 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- 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- 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 ; מסקנותיי 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 : 17.03.2022

תמר רוזנברג, סמנכ"לית כספים