

# גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

## דוח תקופתי לשנת 2025



גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

דוח תקופתי לשנת 2025

חלק ראשון: תיאור עסקי התאגיד



בהתאם לתקנות דוחות תקופתיים ומיידיים (תיקון), התשע"ד – 2014 (להלן: "התיקון"), אישרה הוועדה על תקן וועדת הדו"חות בהחלטה מיום 6.1.2015, כי השותפות הינה "תאגיד קטן" כהגדרת מונח זה בתיקון. כמו כן, החליט דירקטוריון החברה על אימוץ וולנטרי של כל ההקלות הנכללות בתיקון, ככל שהן רלבנטיות (או תהיינה רלבנטיות) לחברה, קרי, ביטול החובה לפרסם דוח על הבקרה הפנימית בתאגיד ודוח רואה החשבון המבקר על הבקרה הפנימית; העלאת סף המהותיות בקשר עם צירוף; הערכות שוויון ל-20%; העלאת סף הצירוף של דוחות חברות כלולות מהותיות לדוחות הביניים ל-40% פטור מיישום הוראות התוספת השנייה בתקנות דוחות תקופתיים ומיידיים (פרטים בדבר חשיפה לסיכוני שוק ודרכי ניהולם) ומעבר למתכונת דיווח חצי שנתי.

## תוכן העניינים

<u>עמ'</u>	
4	<b><u>פרק ראשון – תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי התאגיד</u></b>
4	1. פעילות התאגיד ותיאור התפתחות עסקיו
5	2. תחומי הפעילות
7	3. השקעות בהון התאגיד ועסקאות במניותיו
7	4. רווחים
13	<b><u>פרק שני – מידע אחר</u></b>
13	5. מידע כספי
14	<b><u>פרק שלישי – תיאור עסקי התאגיד על פי תחומי הפעילות</u></b>
14	6. סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים על התאגיד
24	7. מידע כללי על תחום הפעילות
31	8. נכסי הנפט
66	9. פרטים נוספים על קידוחי העבר בשדה מגד ועל קידוח מגד 5 והמבחנים
74	10. הון אנושי
79	11. ספקים, ציוד וחומרי גלם
80	12. הון חוזר – מלאי חומרים
81	13. מימון
86	14. מיסוי
87	15. איכות הסביבה
89	16. מגבלות ופיקוח על התאגיד
95	17. הסכמים מהותיים
96	18. כיסוי ביטוחי
97	19. הליכים משפטיים
97	20. יעדים ואסטרטגיה עסקית
97	21. צפי להתפתחות בשנה הקרובה
97	22. דיון בגורמי הסיכון העיקריים
106	23. דירוג השפעת גורמי הסיכון העיקריים של עסקי התאגיד
107	נספח-מילון מונחים

## פרק ראשון – תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי התאגיד

לביאור תמציתי למונחים עיקריים הנזכרים בפרק זה ראו בנספח שבסוף הפרק להלן.

### 1 פעילות התאגיד ותיאור התפתחות עסקיו

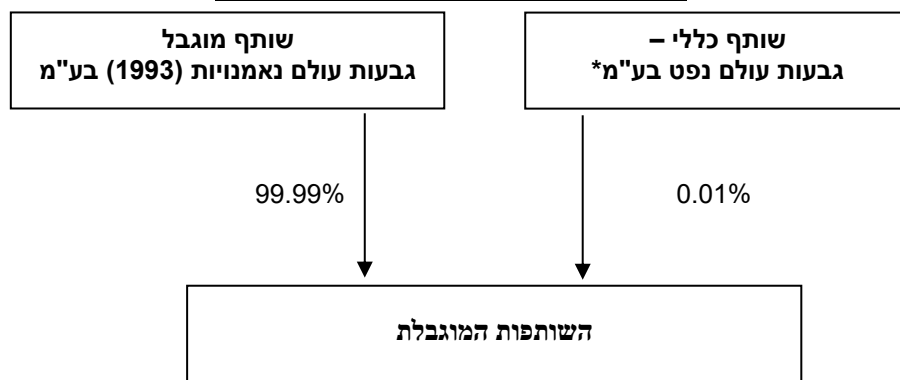
1.1 גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות" או "השותפות המוגבלת") עוסקת בפיתוח שדה הנפט מגד הנמצא בשטח חזקת ראש העין 1/11 .

1.2 השותפות נוסדה על פי הסכם שותפות מוגבלת שנחתם ביום 8 ביוני 1993 בין גבעות עולם נאמנויות (1993) בע"מ (להלן: "הנאמן" או "השותף המוגבל") כשותף מוגבל, מצד אחד לבין גבעות עולם נפט בע"מ (להלן: "השותף הכללי") כשותף כללי מצד שני. הסכם השותפות המוגבלת הוחלף בהתאם לאישור האספה הכללית מיום 20.8.2020. לנוסח העדכני של הסכם השותפות [ראו דו"ח מיידי מיום 24.8.2020](#).

1.3 זכויותיו של השותף המוגבל בשותפות המוגבלת מוחזקות על ידו בנאמנות עבור מחזיקי יחידות שהנפיק השותף המוגבל לציבור על פי שמונה עשר תשקיפים ושמונה הצעות מדף שהתפרסמו בין השנים 1993 ו-2021. החזקת הזכויות בנאמנות עבור בעלי היחידות הינה בהתאם להסכם נאמנות שנחתם ביום 8 ביוני 1993 בין השותף המוגבל כנאמן עבור בעלי היחידות מצד אחד ובין "המפקח" שתפקידו מתואר בתמצית בסעיף 12.1.4 להלן מצד שני. הסכם הנאמנות תוקן ב - 28.9.93, 8.12.93, בפברואר 1994, 11.8.94, 8.1.95, 25.10.98, 22.2.99, 2.5.06, 17.9.07, 26.10.2015 ו- 31.1.2016. לנוסח העדכני של הסכם הנאמנות [ראו דו"ח מיידי מיום 24.8.2020](#).

1.4 החל מיום 4.11.2024 מכהן עו"ד אגדי תורתי כמפקח. למפקח ישנן סמכויות פיקוח מסימות הקבועות בהסכם הנאמנות ובהסכם השותפות המוגבלת. על פי הסכם הנאמנות זכאי המפקח למנות את הדירקטורים של הנאמן. המפקח מכהן גם כדירקטור בחברת הנאמנות.

#### תרשים מבנה האחזקות בשותפות המוגבלת:



1.5 לפרטים על הסכם התפעול בין השותפים בחזקה [ראו בסעיף 8 \(יא\) להלן](#).

**2.1** השותפות המוגבלת הוקמה לצורך ביצוע פעולות חיפוש והפקה של נפט וגז בישראל. בהתאם להנחיות הבורסה, התחייבה השותפות המוגבלת לבצע אך ורק פרויקטים של חיפושים והפקה אשר הוגדרו בהסכם השותפות המוגבלת. במסגרת הסכם השותפות המוגבלת מוגדרים האזורים הגיאוגרפיים הנכללים בנכסי הנפט הקיימים של השותפות המפורטים בטבלה שבסעיף זה להלן. כמו כן, נקבע בהסכם השותפות המוגבלת כי השותפות תעסוק בחיפוש נפט או גז אף בשטחים אחרים שיוגדרו בהסכם השותפות בעתיד<sup>1</sup>.

עיקר פעילותה של השותפות כיום הינה בפיתוח שדה הנפט "מגד" שבחזקת ראש העין I/11, אשר בשטחו בוצעו על ידה בעבר (על פי רישיון ראש העין מערב / 244 שהיה בידה לפני קבלת החזקה) מספר קידוחים (קידוחי מגד 2 והכניסה הנוספת בשנת 1998, מגד 3, מגד 4, הקידוח האופקי מגד 4, קידוח מגד 5 וקידוח מגד 6). השותפות מתכננת (בכפוף להשגת האמצעים הכספיים והאישורים הדרושים לכך) לבצע קידוחים נוספים בשטח החזקה.

**2.2** לפרטים על תנאי החזקה שקיבלה השותפות מהממונה [ראו בביאור 4ב3 להלן](#).

**2.3** בטבלה להלן מובאים פרטים על השטח, התקופה וחלקה של השותפות בחזקה כפי שהם רשומים בספר הנפט.

נכס הנפט	שטח	תקופה	חלקה של השותפות בנכס הנפט
חזקת ראש העין I/11	243 קמ"ר	מיום 1.4.02 לתקופה של 30 שנה	87%

- לפרטים על העברת 12% מהחזקה למשקיע והסכם הגישור לפיו מחזיקה השותפות ב-95.282% והמשקיע ב-2.5% מהחזקה [ראו בביאור 3ג'1 להלן](#). חלקו של כל אחד מהצדדים יתעדכן בהתאם לתנאי ההסכם ובהתאם למידת השתתפותם במימון הפרויקט. נכון למועד הדו"ח השותפות מחזיקה ב-97.85% מהחזקה מאחר והשותפים בחזקה לא שילמו את חלקם בקריאות לכסף למימון חלקם בפעילות, בהתאם להוראות הסכם התפעול המשותף<sup>2</sup>.

- לפרטים על נכס הנפט של השותפות בהתאם למתכונת שבתוספת האחת עשרה לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970 (להלן- "תקנות הדיווח") [ראו בסעיף 8 להלן](#). לפרטים לגבי רישיון שפקע מכבי/330 [ראו סעיף 8 \(ב\) להלן](#).

<sup>1</sup> על פי הסכם הנאמנות, שינוי הסכם השותפות כך שיכלול שטחים נוספים בהם תהא השותפות מוסמכת לבצע חיפוש נפט, ניתן לעשות בהחלטה רגילה של אסיפה כללית של בעלי היחידות.

<sup>2</sup> השותפות אינה רואה חשיפה הנובעת מהשוני בין הרישום בספר הנפט למצב בפועל שכן האחוזים של כל צד עוגנו בהסכם הפשרה בהסכמת כלל השותפים, לפרטים ראו בביאור 3(ג) בדוחות הכספיים להלן. יצוין כי בעקבות אי השתתפות של המשקיע וחברת הקידוח בקריאות לכסף, השותפות הודיעה להם על דילול חלקם בהתאם לאמור בהסכם התפעול ונכון למועד הדוח חלקם עומד על 0.906% למשקיע ו-0.245% לחברת הקידוח כך שחלקה של השותפות עומד בפועל על 97.85% מהחזקה.

להערכת השותף הכללי, נכון למועד הדו"ח אין לשותפות אמצעים כספיים למימון פיתוח שדה מגד ולמימון הפעולות שבתוכנית העבודה של השותפות וכן למימון פעילותה השוטפת ולתשלום מלוא החובות לספקים. יכולת השותפות לעמוד בהוצאות השוטפות תלויה בהפקת נפט, בהכנסות ממכירת הנפט ובמחיר הנפט או בהשגת מימון חיצוני (לפרטים על הלוואות שהתקבלו מהשותף הכללי ו/או מבעלי עניין בו [ראו בסעיף 1\(ח\) בדו"ח הדירקטוריון להלן](#)). נכון ליום 31.12.2025 קיים גרעון בהון החוזר של השותפות בסך של כ אלפי דולר. ביצוען של כל הפעולות האמורות לעיל, כפוף לגיוס הון בהיקפים משמעותיים. השגת המימון הנדרש בהנפקות זכויות, הנפקות אג"ח, צירוף משקיעים או בדרכים אחרות. יודגש, כי אין כל וודאות בהצלחת פעולות אלו. העדר הון ו/או מימון כאמור, עלול לגרום לשותפות לעיכובים בביצוע התוכנית ואף לאיבוד זכויותיה בנכסי הנפט הקיימים ו/או שיהיו בידיה. הגורמים האמורים לעיל מעוררים ספקות משמעותיים בדבר המשך קיומה של השותפות כ"עסק חיי". לפירוט נוסף ראו בחו"ד של רואה החשבון המבקר בדוחות הכספיים להלן.

## 2.4

במפה להלן מסומן שטח חזקת ראש העין 11/1 (הקו הכחול). כמו כן מסומנים במפה הקידוחים שבוצעו על ידי השותפות בשטח החזקה (מגד 2, 3, 4, 5, 6 ושלב הקדיחה האנכית לעומק 2,050 מטר בקידוח מגד 8) ומיקומים פוטנציאליים לקידוחים נוספים (המיקומים לא סופיים).

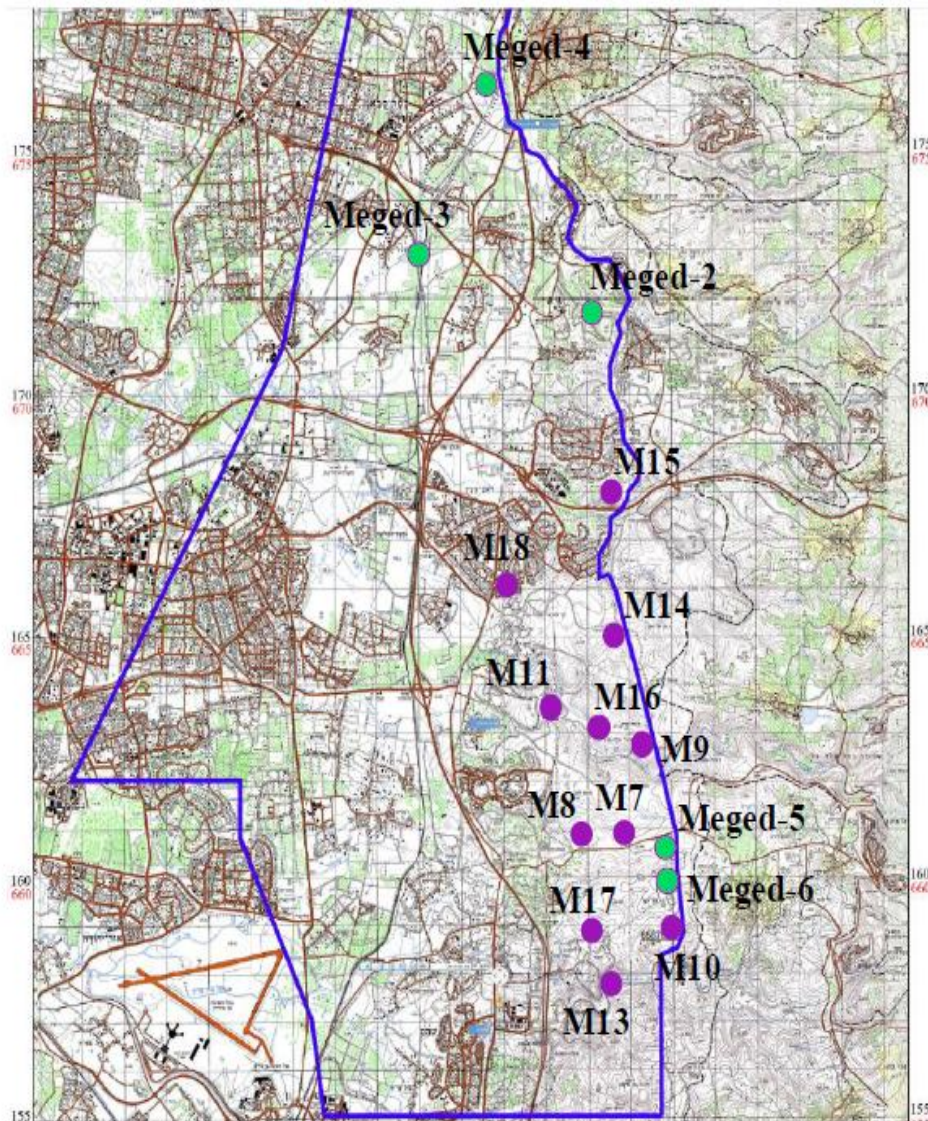


Figure 6-6: Phase 1 and Phase 2 - Potential Well Locations

**השקעות בהון התאגיד ועסקאות במניותיו**

שינויים בהון השותפות המוגבלת בשנת הדיווח ובשנה שקדמה לה-

**3.1 יחידות קיימות**

בתאריך הדו"ח קיימות 308,357,649 יחידות רשומות בנות 1 ש"ח כל היחידות רשומות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ.

**3.2 יחידות שהונפקו בשנת הדיווח**

בשנת הדיווח ועד ליום 23.3.2025 הונפקו 25,930,076 יחידות חדשות בעקבות הנפקת יחידות בהתאם להצעות המדף שבוצעו בשנת הדיווח. ביום 13 ביוני 2024 אישרה האספה הכללית הגדלת הון וביצוע הנפקות בסכום גיוס הון כולל שלא יעלה על סכום של 10 מיליון דולר (לאחר ניכוי הוצאות ההנפקה) ובלבד שרכיב הגיוס בהנפקת יחידות השתתפות לא יעלה על 8 מיליון דולר ורכיב הגיוס בהנפקת כתבי אופציה לא יעלה על 2 מיליון דולר ( מהחלטה זו, נותר סכום של כ-7.5 מיליון דולר שניתן לגייס בהנפקות הון לציבור).

**חלוקת רווחים****4.1 בסעיפים להלן מובא תיאור של הוראות הסכם השותפות המוגבלת בעניין חלוקת רווחים-**

בכל הנוגע להכנסות שיופקו משטח חזקת ראש העין 1/11 והכנסות שיופקו מנכסי נפט אחרים שיהיו לשותפות (ככל ויהיו), סדר החלוקה של הרווחים העתידיים (ככל ויהיו) יהיה כמפורט להלן-

א. **תמלוג העל הצבור:** יקטן מסך של כ- 20 מיליון דולר ארה"ב לסכום של 9 מיליון דולר ארה"ב וישולם לשותף הכללי רק לאחר החזר ההשקעה למשקיע בחזקה והחזר בסך של 84.5 מיליון דולר + סך ההנפקות שתבוצענה מיום 30.6.20 ואילך לשותף המוגבל.

ב. **החזר מלוא ההשקעה לשותף המוגבל:** להחזר ההשקעה לשותף המוגבל (מעבר ל- 84.5 מיליון דולר ארה"ב + סך ההנפקות שתבוצענה מיום 30.6.20 ואילך, נכון למועד הדוח התקבל סכום של כ- 37 מיליוני דולר שהתקבל בהנפקות שבוצעו מאז 30.6.2020. לפרטים על תשלום מס בגין רווחים בשנים קודמות ראו בסעיף 4.7 להלן), יתווסף 10 מיליון דולר ארה"ב, כך שסך החזר ההשקעה לשותף המוגבל יסתכם ב- 94.5 מיליון דולר ארה"ב כאשר בכל מקרה הסכום הכולל שיוחזר בש"ח לא יפחת מהערך השקלי שהושקע על ידי הציבור בכל ההנפקות שבוצעו עד כה (להלן: "מלוא ההשקעה לשותף המוגבל").

ג. **חוב תמלוג העל הצבור לשותף הכללי:** חוב זה לאחר החזר השקעת השותף המוגבל בסך של 84.5 מיליון דולר ארה"ב + סך ההנפקות שתבוצענה מיום 30.6.20 ואילך, יחל תשלום תמלוג העל הצבור לשותף הכללי כמפורט בסעיף ה לעיל (9 מיליון דולר ארה"ב), וכן החזר יתרת ההשקעה לשותף המוגבל המשלימה למלוא ההשקעה (יתרת ה- 10 מיליון דולר ארה"ב כמתואר בסעיף ב לעיל). תשלומים אלו ישולמו ביחס שווה (פרי-100), עד למיצוי תשלום תמלוג העל הצבור ועד למיצוי מלוא החזר ההשקעה לשותף המוגבל (10 מיליון דולר ארה"ב).

ד. ככל שהשותפות תקבל אשראי/ בנקאי/ הלוואות ו/או תנפיק אגרות חוב חלוקת הרווחים תיעשה תוך התחשבות בפירעונות העתידיים הצפויים שיידרשו לשירות החוב.

ה. השותף הכללי יהיה זכאי לקבל מן השותפות תמלוגים מהכמויות על פי הבאר או מהשווי על פי הבאר של הנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט בהם יש או יהיה בעתיד לשותפות המוגבלת אינטרס, לפני ניכוי תמלוגים מכל סוג אך לאחר הפחתת הנפט אשר ישמש לצרכי ההפקה עצמה. שיעור התמלוגים שיקבל השותף הכללי יעמוד על-

1. עד להחזר השקעה לשותף המוגבל בסך 42 מיליון \$ - תמלוג העל לא ישולם ויעמוד על 0%.

2. מתחילת השנה שהחזר ההשקעה לשותף המוגבל יעמוד על מעל 42 מיליון \$ - ישולם תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 3%.

3. לאחר החזר השקעה של 125.605 מיליון \$ - ישולם תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 5%.

4. השותף הכללי יהיה זכאי לתמלוג על נוסף של 4% מפי באר (בהתאם לתחשיב לפיו ישולם התמלוג למדינה כאמור לעיל) ובלבד שבאותה שנה יחולק לשותף המוגבל סכום כפול מכך (8% מפי הבאר כרווחים). מובהר כי ככל ולא יצטברו מספיק כספים בשנה קלנדארית לתשלום תמלוג העל הנוסף באופן מלא, תמלוג העל לא ישולם (לרבות באופן יחסי) והיתרה תחולק לשותף המוגבל. לא תהיה צבירה משנה לשנה מהכספים שלא חולקו.

**4.2** כל הרווחים של השותפות המוגבלת הראויים לחלוקה על ידי השותפות על פי דין (על כך ראה סעיף 4.6 להלן), בניכוי סכומים (שלא הובאו בחשבון לצורך קביעת הרווחים) הדרושים לשותפות לפי שיקול דעתו של השותף הכללי לצורך או בקשר עם התחייבויות קיימות של השותפות המוגבלת (לרבות הסכומים הדרושים לדעת השותף הכללי לעמידה בהוצאות בלתי צפויות מראש ושסכומם לא יעלה על 250,000 דולר ארה"ב) (להלן: "הרווחים") יחולקו לשותפים, בהתאם לזכויותיהם, כאמור לעיל, אחת לשנה. חישוב הרווחים יעשה תמיד לשנה המסתיימת ביום 31 בדצמבר. מובהר בזאת כי לא יחולקו רווחים אם קבלתם על ידי השותף המוגבל תיחשב כמשיכה של השקעתו או חלק ממנה, כמשמעות הדבר בסעיף 63(ב) לפקודת השותפויות (נוסח חדש), תשל"ה-1975.

**4.3** סעיף 63(ב) לפקודת השותפויות (נוסח חדש) התשל"ב – 1975 קובע כי שותף מוגבל אינו רשאי, במשך קיומה של השותפות, למשוך או לקבל, במישרין או בעקיפין, שום חלק מהשקעתו ואם עשה כן יהא חב בחיוביה של השותפות כדי הסכומים שמשך או קיבל.

**4.4** הסכם השותפות המוגבלת קובע כי לא יחולקו רווחים אם קבלתם על ידי השותף המוגבל תיחשב כמשיכה של השקעתו או חלק ממנה כמשמעות הדבר בסעיף 63(ב) לפקודת השותפויות (נוסח חדש) התשל"ה – 1975 וכי בכל מקרה שלדעת הנאמן או המפקח קיים ספק אם חלוקת רווחים תיחשב כמשיכת השקעה כאמור לא תיעשה החלוקה אלא באישור בית המשפט. ניתן אישור בית המשפט כי אין בחלוקה כדי להטיל חיוב על בעלי היחידות, יחולקו הרווחים על פי תנאי האישור.

4.5

על פי הסכם השותפות המוגבלת כל הרווחים שישולמו לנאמן בגין חלקו בשותפות המוגבלת (למעט הסכומים הדרושים לביצוע תשלומים והוצאות ולעשיית פעולות הקבועים בהסכם הנאמנות ואשר סכומם יקבע מעת לעת על ידי הנאמן באישור המפקח) יחולקו על ידו, בתאריך קבלתם מן השותפות המוגבלת<sup>3</sup>, לבעלי היחידות אשר יהיו רשומים בפנקס בעלי היחידות ביום 31 לדצמבר של השנה שבגינה הם מחולקים. הנאמן יותיר בידי ולא יחלק את הסכומים שנקבעו כאמור כסכומים הדרושים לביצוע תשלומים והוצאות ועשיית פעולות כאמור וכן סכום נוסף בשיעור של 10% מהסכומים שנקבעו כאמור עבור הוצאות בלתי צפויות מראש.

לכל היחידות זכות להשתתף באופן שווה בכל חלוקת רווחים באופן יחסי לערכן הנקוב. המפקח יהיה אחראי לכך שכל הרווחים שעל פי הסכם השותפות המוגבלת יש לחלקם יחולקו במועד הקבוע לכך. המפקח לא ייתן את הסכמתו להימנעות מחלוקת רווחים או לעיכוב בחלוקתם אלא באישור החלטה מיוחדת שתתקבל באספה כללית של בעלי היחידות, או באישור בית משפט אם השתכנע המפקח שדחייה בביצוע פעולות על ידי השותפות המוגבלת (כשהמקור היחיד לעשייתן הינו כספי הרווחים) עשויה לפגוע באינטרסים של בעלי היחידות.

4.6

בהתאם לסעיף 65 נד לפקודת השותפויות, על חלוקת רווחים בשותפות המוגבלת יחולו מבחני החלוקה שנקבעו בחוק החברות לרבות הוראות סעיף 302 (א) לחוק החברות לפיו נקבע מבחן יכולת פירעון (דהיינו שלא קיים חשש סביר שהחלוקה תמנע מן החברה את היכולת לעמוד בהתחייבויותיה הקיימות והצפויות בהגיע מועד קיומן). כמו כן נקבע כי אין בהוראות החלות על סמכות הדירקטוריון לחלק רווחים בהתאם לאמור לעיל, כדי לפגוע בחובת השותפות לחלק את רווחיה בהתאם לתנאים הקבועים בהסכם השותפות המוגבלת, ובלבד שניתנה לדירקטוריון הזדמנות נאותה לקבוע כי החלוקה איננה אסורה בהתאם למבחני החלוקה שבחוק החברות.

לפרטים בדבר הוראות הסכם השותפות המוגבלת לעניין רווחים, שימוש בהם ונטילת הגבלות על חלוקתם [ראו סעיף 9.4 להסכם השותפות](#).

4.7

בהקשר לאמור לעיל, יצוין כי, על-פי הוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "**חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע**"), חייב השותף הכללי להגיש לפקיד השומה דוח (המאשר על ידי רואה חשבון) על הכנסתה החייבת במס של השותפות או הפסדיה ובעת הגשת הדוח על השותף הכללי לשלם את המס הנובע ממנו (ככל שיש לשותפות הכנסה חייבת) וזאת על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפות בשנת המס שלגביה הוגש הדוח (היינו, על חשבון מחזיקי היחידות הזכאים כפי שיהיו ביום 31 בדצמבר של כל שנת מס).

ככל שלא ישונה משטר המס החל על השותפות והיא תמוסה כחברה (לפרטים ראו בסעיף 4.9 להלן), ויקבע כי לשותפות הכנסה חייבת בשנת מס מסוימת, אזי סכום המס שישולם כאמור לעיל על-ידי השותף הכללי על חשבון המס שחייב בו "מחזיק זכאי" כהגדרתו בתקנות מס הכנסה (יחידות השתתפות), ייחשב, לכל דבר ועניין, כחלוקת רווחים על-ידי השותפות.

מאחר שהוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע גוברות על האמור בהסכם השותפות לעניין מיסוי שותפות נפט, וכל עוד הללו אינן תואמות את ההסדר הקבוע בהסכם השותפות כמתואר לעיל, תפעל השותפות בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע לעניין מיסוי שותפות נפט, חלף הוראות הסכם השותפות.

למען הסר ספק, יצוין כי אין באמור כדי לבטל את האמור בסעיפים 4.6 – 4.5 לעיל, לעניין הימנעות מחלוקת רווחים.

<sup>3</sup> בהסכם השותפות המוגבלת נקבע כי השותפות המוגבלת תחלק רווחים אחת לשנה.

בהתאם לתעודה לצורך חישוב הרווח (הניכוי) למחזיק זכאי בשל החזקת יחידה לשנת המס 2012 השותפות שילמה בשנים 2013 ו-2014 בגין הכנסה חייבת של שנת 2012 סך של כ- 2,069 אלפי ש"ח על חשבון המס שחייבים בו השותפים. המס השולי ששולם על ידי השותפות עבור יחידים עמד על שיעור של 48% בעוד המס השולי ששולם בגין החברות עמד על שיעור של 25% כמתחייב בהתאם לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע. ביום 28 ביולי 2019 התקבל פסק דינו של בית המשפט העליון (בערעורים שהגישו שותפויות מוגבלות אחרות) בעניין פרשנותו ואופן יישומו של סעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע. בית המשפט העליון אימץ את פסק דינו של בית המשפט המחוזי וקבע, בין היתר, כי הסדר שבמסגרתו תישא השותפות במלוא שיעור המס של השותפים, יחידים כחברות, כמתחייב מסעיף 19 ולצד זאת או בהמשך לכך, תבצע תשלומי איזון לשותפים שהם תאגידים, אינו בבחינת "חלוקה" כהגדרתה בדין, אלא תוצאה המתחייבת מכך ששולמו מהרווחים תשלומים על חשבון המס. עם זאת, בית המשפט העליון הבהיר, כי אינו מתיימר להמליץ או לקבוע מסמרות לגבי הטכניקה של תשלומי האיזון. למיטב הבנת השותפות, המליץ בית המשפט למצוא את הדרך הראויה לאזן בין השותפים, אולם לא חייב את השותפויות לבצע איזון כאמור. בשנים בהן יהיה לשותפות הכנסה חייבת במס תבחן השותפות האם ובאיזו דרך לבצע איזון באופן שוויוני בגין אותה שנת מס לרבות בדרך של חלוקות מאזנות. יצוין כי חלוקה מאזנת אינה מהווה בהכרח איזון מלא בין ההוצאה הנוספת הכרוכה בשיעור המס החל על השותפים שהינם יחידים לבין ההוצאה הכרוכה בשיעור המס החל על השותפים שהינם תאגידים, שכן ככל שיהיה פער (אם בכלל) בין ההכנסה החייבת המוערכת לבין השומה הסופית שתוצא לשותפות, תידרש השותפות לשלם לרשות המסים או לקבל ממנה את המס המתחייב מפער זה. בנוסף, לאור חוסר הבהירות בדבר הדרך לביצוע איזון, השותפות תבחן יחד עם המפקח את האפשרויות השונות העומדות בפניה לאור פסק הדין לגבי התשלומים ששילמה בגין הרווח בשנת 2012 כאמור לעיל, וכן לגבי רווח ההון בשנת 2020 ממכירת אחוזים בחזקה למשקיע ובמידת הצורך תפנה לבית המשפט בנושא.

ביום 1.12.2020 פורסמו תקנות מיסוי רווחים ממשאבי טבע (מקדמות בשל היטל רווחי נפט), התשפ"א-2020 (להלן בסעיף זה: "התקנות"). התקנות מותקנות מכוח סעיפים 10(ב) ו-51 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (להלן בסעיף זה: "החוק") ומטרתן להסדיר את נושא תשלום המקדמות שישולמו על ידי בעלי זכויות נפט של מיזם נפט ומקבלי תשלום נגזר כהגדרתו בחוק. התקנות עוסקות בקביעת חישובן של המקדמות, מועדי התשלום ואופן הדיווח עליהן, כהגדרתן בחוק. השותפות מבקשת להבהיר כי מועדי התשלומים הנקובים בתקנות אינם רלוונטיים, בשלב זה, לשותפות שכן הוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע כוללות הוראות מעבר לגבי מיזמים מפקים החלים על השותפות. הוראות המעבר כוללות, בין היתר, שיעור היטל שיחושב לפי מנגנון מוצע מסוג R-פקטור, על פי היחס בין ההכנסות המצטברות נטו מהפרייקט לבין ההשקעות המצטברות כפי שהוגדרו בחוק. היטל מינימאלי של 20% ייגבה החל בשלב שבו יחס R-פקטור יגיע ל-1.5, וכשיעלה היחס יגדל ההיטל בצורה פרוגרסיבית עד לשיעור המקסימאלי 50% עד הגעת היחס ל-2.3. נכון למועד התשי"ף יחס R-פקטור של השותפות טרם הגיע ל-1 כך שהשותפות אינה צפויה לשלם תשלומים בגין ההיטל בטווח הקרוב. ביום 18.11.2021 פורסם ברשומות תיקון מספר 3 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע. התיקון נועד להסדיר מספר נושאים בתחום הביקורת וגביית ההיטל. התיקון כולל הקדמת תשלום המס השנתי במחלוקת, שילוב החלטת פקיד שומה בהשגה על שומה וצעדים להגברת האכיפה בתחום.

ביום 3.8.2021 אושרו בוועדת הכספים של הכנסת תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוי נפט) (תיקון), התשפ"א – 2020. התקנות מבדילות בין "שותפות סגורה" שיראו אותה כחברה לפי צו מס הכנסה (סוגי שותפויות שיש לראותן כחברה), התשע"ז-2017 לבין "שותפות" אשר ימשיכו לחול עליה הוראות התקנות. בהתאם לתקנות ההגדרה של "שותפות" הינה -

**"שותפות"** – שותפות כהגדרתה בסעיף 63(ד) לפקודה שעיקר הוצאותיה הוצאות חיפוש, פיתוח, או הפקה ושואשרה על ידי המנהל לעניין תקנות אלה בתנאים שקבע, לרבות תנאי חוזה השותפות, שינויים בו, ההשקעה של השותפות בחיפוי נפט וקביעת דו"חות שונים שמתקיימים בה כל אלה:

(1) מיום רישומה למסחר בבורסה לא הייתה לה בשנת מס הכנסה חייבת שהיא הכנסה מעסקי השותפות; לעניין זה, "הכנסה מעסקי השותפות" – הכנסה חייבת, לרבות רווח הון ושבח, למעט הכנסה חייבת שהמנהל אישר שהיא לא תיכלל בשנה מסוימת, ובלבד שאינה הכנסה חייבת מהפקת נפט אם נוכח לדעת כי הפקת ההכנסה החייבת נובעת מאירוע יוצא דופן ואינה מעידה על תחילתה של תקופה קבועה שבה השותפות תפקיד הכנסה חייבת;

(2) מיום רישומה למסחר בבורסה היא לא ביצעה חלוקה למחזיק בה, בין במישרין ובין בעקיפין, למעט סכום ששולם לרשות המיסים על חשבון המס שחייבים בו המחזיקים בה בשל הכנסה שאיננה הכנסה מעסקי השותפות כאמור בפסקה (1), או תשלום ששולם למחזיקים אחרים שנועד לאזן תשלום כאמור, והכול ובלבד שהמנהל אישר אותם לצורך כך;

נקבע כי בין היתר עליה לעמוד בתנאי לפיו מיום היוסדה היא לא שילמה סכום למחזיק בה או לאחר לפירעון חובותיו של המחזיק, בין במישרין ובין בדרך ניכוי במקור או תשלום מקדמה שיוחסו לו. כמפורט בסעיף 4.10 להלן, לשותפות היה רווח מעסק עליו שילמה מיסים על חשבון המס שבו חייבים המחזיקים הזכאים בשנת 2012 וכן מרווח ההון בשנת 2020 ממכירת אחוזים בחזקה למשקיע. בהוראות המעבר של התקנות נקבע כי שותפות כהגדרתה בתקנות העיקריות כנוסחן ערב תחילתן של תקנות אלה, אשר ביום התחילה אינה עומדת בתנאים להגדרת "שותפות" (להלן – שותפות מעבר), יראו אותה כשותפות סגורה מיום התחילה ואילך. על אף האמור, רשאי המנהל לאשר שיקראו לגבי שותפות מעבר את ההגדרה "שותפות" כאילו, בכל מקום, במקום "מיום רישומה למסחר בבורסה" בא "מיום התחילה של" (תיקון), התשפ"ב-2021 (דהיינו 1.1.2022), ובלבד שמצא שבחמש שנות המס הקודמות ליום התחילה לא הייתה לה הכנסה חייבת שהיא הכנסה מעסקי השותפות.

לעניין זה יובהר כי עמדת רשות המיסים כפי שהוצגה לשותפות ביום 24.02.2022 הייתה שהחל ממועד כניסתן לתוקף של התקנות כנוסחן לאחר התיקון (1.1.2022) השותפות הינה 'שותפות סגורה' בהתאם להגדרה בתקנות בנוסחן לאחר התיקון ולפיכך יראו אותה כחברה לפי צו מס הכנסה (סוגי שותפויות שיש לראותן כחברה), התשע"ז-2017.

לאחר קבלת ייעוץ מקצועי המפקח החליט לפנות (באמצעות יועציו) לרשות המיסוי והעביר עמדה מנומקת לרשות המיסוי לפיה אין לראות בשותפות כשותפות סגורה. השותפות והשותף הכללי העבירו עמדה התומכת בעמדת המפקח.

ביום 4.8.2024 התקבל אישור מרשות המיסים בו נקבע כי-

בהתאם לסעיף 8(ב) בהוראות המעבר ובהסתמך על המצגים והעובדות שהוצגו ובכפוף לנכונות העובדות, הריני לאשר את בקשת השותפות לפיה לא תחשב השותפות כ"שותפות סגורה" בשנת 2022 אלא כ"שותפות".

מובהר כי האישור שהתקבל כאמור הינו לשנת הכספים 2022 והשותפות תפעל לקבלת אישורים דומים מרשות המיסוי לגבי כל שנת מס שבהן לא יהיה לשותפות רווח בהתאם לתקנות.

**4.11** להלן טבלת הוצאות מוכרות לצרכי מס שיוחסו למחזיק ביחידת השתתפות אחת בעבר ("מחזיק זכאי" הינו מי שהחזיק ביחידות השתתפות בתום יום ה-31 בדצמבר של שנת המס) המתייחסת לשלוש התקופות העדכניות ביותר לגביהן קיים אישור מס הכנסה בשקלים חדשים.

לתעודות המס מס זמניות לשנים 2020-2021 שנחתמו על ידי פשמ"ג ראו דו"ח מידי מיום 25.2.2024 בהתאמה.

להלן טבלת הוצאות מוכרות לצרכי מס שיוחסו למחזיק ביחידת השתתפות, מובהר כי האומדן האמור טרם אושר ע"י רשויות המס וכי אין כל וודאות שהסכומים יוכרו במלואם:

שנה	סה"כ הפסד מעסק לצורכי מס להעברה לבעלי יחידות בש"ח	סה"כ הפסד ליחידה אחת בש"ח	מספר היחידות המונפקות המשוקלל בסוף השנה
2022	71,029,439	0.279	254,424,596
2023	33,344,630	0.122	272,673,650
2024	11,009,992	0.039	282,427,616
2025	18,026,388	0.058	308,357,649

## **פרק שני – מידע אחר**

### **5 מידע כספי לגבי תחומי הפעילות של השותפות**

- 5.1** לנתונים אודות הכנסות, עלויות, רווח מפעולות רגילות של תחום הפעילות ראו הדוחות על הרווח הכולל הכלולים בדוחות הכספיים של השותפות ליום 31.12.2025 (להלן: "הדוחות הכספיים").
- 5.2** סך הנכסים של השותפות ליום 31.12.2025 וליום 31.12.2024 הינו כ- 5,562 אלפי דולר וכ- 5,511 אלפי דולר בהתאמה.
- 5.3** סך ההתחייבויות של השותפות ליום 31.12.2025 ו-31.12.2024 הינו כ- 38,066 אלפי דולר וכ- 32,281 אלפי דולר, בהתאמה.
- 5.4** להסברים בדבר הנתונים הכספיים האמורים לעיל ראה דוח הדירקטוריון של השותף הכללי באשר למצב עסקי השותפות בפרק ב' להלן.

**6 סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים על פעילות התאגיד**

כאמור לעיל, תחום הפעילות היחיד של השותפות הינו פעילות חיפוש, פיתוח והפקה של נפט וגז בישראל. חוק הנפט, התשי"ב-1952 (להלן: "חוק הנפט"), מסדיר את הרגולציה בתחום חיפוש והפקה של נפט וגז בישראל וקובע, בין היתר, כי פעולות חיפוש נפט וגז בישראל יכולות להתבצע באזורים גיאוגרפיים בהם ניתנה לגורם המחפש זכות נפט וגז על-פי חוק הנפט. הכדאיות הכלכלית של השקעות בחיפוש ובפיתוח שדה מגד מושפעת במידה רבה ממחירי הנפט, [ראו בסעיף 7.3 להלן](#). הגורמים החיצוניים העיקריים המשפיעים על פעילות השותפות הינם:

**6.1 הצורך בטכניקות המרצה מיוחדות**

השותפות בשלבי בדיקה ומבחן של שיטות ההפקה והמבחנים שייעשה בהן שימוש במאגרי הנפט שאיתרה כגון טכניקות המרצה<sup>4</sup> (STIMULATION) מיוחדות- כדוגמת קדיחת lateral branches (להלן: "ערוצי קידוח"), המרצה בעזרת חומצה, טכניקת Proppant (להלן: "פרופנט"), טכניקת Perforation (להלן: "חירור"), קידוחים אופקיים ו/או אלכסוניים ו/או שיטות הפקה ומבחנים אחרות. חלק מהפעולות הכרוכות בשימוש בטכניקות הפקה מיוחדות מצריך כיום מיומנות וידע שאינם מצויים בישראל ופעולות אלו מסופקות לשותפות על ידי חברות זרות המתמחות בתחום זה. לפעולות הפרופנט שבוצעו בקידוח מגד 5 היו השפעות ניכרות על קצב ההפקה ומשך ההפקה לטווח ארוך בשכבה אחת (8b) מתוך ארבע שכבות בהן נוסתה השיטה. שיטות הקידוח, המבחנים וההמרצה בהן ייעשה שימוש יקבעו בהתאם לשיקול דעת המפעיל ו/או הצוות המקצועי של השותפות (לפרטים [ראו סעיף 6.8 להלן](#)) בהתאם לתנאים הרלוונטיים בכל מקטע. יצוין כי לשיטות שיבחרו כאמור עשויות להיות השלכות מהותיות על עלות המבחנים בכל באר. לא כל ספקי השירותים והציוד מוכנים לפעול בישראל. כמו כן לביצוע עבודות סיסמיות קיים בישראל רק קבלן אחד (המכון הגיאופיזי).

**6.2 הצורך בקידוחים רבים**

להפקת הנפט והפיתוח המלא של שדה הנפט מגד שבחזקת ראש העין 1/11 יידרשו קידוחים בהתאם לתוכנית הפיתוח של החזקה. החזקה על פי חוק הנפט מעניקה לבעל זכות לתקופה של 30 שנים לקידוח והפקת נפט מבארות שיקדחו בשטחי החזקה. על פי חוק הנפט יכולה השותפות לקבל הארכה של תוקף החזקה ל 20 שנים נוספות. המשך פיתוח החזקה ייעשה בהתאם להחלטות המפעיל ולתוכניות שיאושרו על ידי הממונה.

לשינויים במחירי השירותים והספקת הציוד הדרושים לקידוחים אלו יכולה לפיכך להיות השפעה מהותית על העלויות של פיתוח השדה.

כמו כן, שינויים במחירי הנפט יש בהם כדי להשפיע על התועלת הכלכלית של השותפות מהפקה מסחרית כאמור. עליה במחיר הנפט יכולה לגרור בעקבותיה גם עליה בביקוש לשירותי קידוחי נפט ובמחירים של שירותים אלה. עליה במחירי השירותים במונחי דולרים (שבהם ערוכים תקציבי השותפות) יכולה להגרם גם עקב שינויים בשער המטבע (חלק משמעותי מהשירותים להם נזקקת השותפות נרכשים בדולרים או ביורו האירופי).

<sup>4</sup> למשמעות מונחים אלו ראו בנספח שבסוף פרק זה.

### מימון

6.3

יכולתה של השותפות לפתח את שדה הנפט האמורה תלויה גם בכך שיהיו בידיה האמצעים הכספיים ו/או יכולתה להשיג את המימון שידרשו לכך. לפרטים על הדרכים אותן שוקל השותף הכללי לגיוס המימון הנדרש ראו סעיף 1 (ח) בדו"ח הדירקטוריון שבחלק השני להלן.

### תלות בקבלת אישורים של גורמים חיצוניים לכל קידוח

6.4

ביצוע קידוחי הפיתוח של השותפות כרוך בקבלת אישורים שונים (לכל קידוח) מרשויות שונות וכן בהשגת הסדרים ו/או התקשרויות מתאימים עם בעלי הקרקע, כמו כן במסגרת אישור קידוח בוועדה המקומית והמחוזית השותפות נדרשת לקבלת אישורים מגורמים נוספים בהתאם להנחיות הוועדות.

(א) השותפות פועלת להשגת האישורים הדרושים בטרם ביצוע הקידוחים. ישנם גופים אשר המתעכבים עם מתן האישורים הגם שהשותפות עומדת בתנאים לקבלת האישורים. בנוסף, ישנם גופים שנתנו את אישורם לביצוע הקידוח לתקופה מסוימת, אך קבלת הארכה בסיום התקופה אורכת לעיתים זמן רב, כך שישנם פרקי זמן בין הארכה להארכה בהם האישור לא בתוקף. חלק מן האישורים האמורים מותנים בקבלת אישורים מגורמים נוספים, בביצוע עבודות לפני ואחרי הקידוח, במיגונים, בביטוחים, בנתינת ערבויות, בחתימה על כתבי התחייבות ובהתניות שונות בהן נדרשת השותפות לעמוד. מרבית השטח של חזקת ראש העין מצוי ב"שטחי אש" של צה"ל והשותפות נדרשת לקבל את אישור צה"ל לקידוחים שיבוצעו בשטחי האש. השותפות מבקשת להבהיר כי בפועל לא ניתן לקדוח בכל שטחי החזקה, וכי בשטח הליבה קיימים שטחים בהם לא ניתן לקדוח כגון שטחים עירוניים, שמורות טבע, שטחי אש, שטחי תת"ל 100 (כמפורט בתת סעיף (יב) להלן) וכדומה והשותפות בוחרת את מיקומי הקידוחים בשטח החזקה תוך התחשבות במגבלות הנ"ל.

(ב) תוקפו של אישור צה"ל לקידוחי מגד 5,6,7 ו-8 מותנה בתנאים שונים ובכלל זה חתימה על כתבי התחייבות (המתחדשים מפעם לפעם) ונטילת אחריות והצגת ביטוחים על פי הנדרש ע"י משרד הביטחון. אישור צה"ל וכתב ההתחייבות שנחתם כאמור כוללים, בין היתר: תנאי-גובה של מגדל הקידוח ותנאים טכניים אחרים, תנאים המחייבים את השותפות בקבלת הנחיות, קביעת נוהלי עבודה ועדכונים הדדיים עם הצבא, עמידה בדרישות מסוימות של משרד הבטחון, אישורים לעובדים בקידוח, איסור על יציאת עובדים מתחומי האתר, גורמים שעמם יש לתאם את ביצוע הקידוח, הצבת שמירה לאורך כל שעות היממה ובכל עת בשטח, ככל ותמצא תגלית כהגדרתה בחוק הנפט ו/או תתקבל הודעה ממשרד התשתיות הלאומיות על היות הבאר מסחרית ו/או על תוכנית להצבת כל מתקן משמעותי בשטח ובכלל זה מתקן לייצור חשמל ו/או כל תוכנית פיתוח, תדווח השותפות למשרד הבטחון על התוכניות העתידיות ותפעל לקבלת האישורים הנדרשים מאת משרד הבטחון לצורך המשך פעילותה בשטח, ויתור של המבטח על זכות שיבוב ותחלוף כלפי משרד הבטחון, הימנעות מזיהום הסביבה ותנאים נוספים. באישור נקבע כי בכל מקרה של העדר כיסוי ביטוחי ו/או סיום תקופת ההרשאה של מנהל מקרקעי ישראל האישור יפקע.

לצה"ל נשמרה הזכות לאסור בהודעה מראש עבודות במועדים מסוימים על פי שיקול דעתו. למשרד הבטחון נשמרה הזכות להפסיק זמנית כל עבודה באתר או לסגור את האתר על פי שיקול דעתו (במקרה כזה מנין הזמן המירבי לביצוע התכנית יוארך בהתאמה). השותפות התחייבה בכתב ההתחייבות לשאת באחריות מלאה כלפי משרד הבטחון לכל נזק לגוף או לרכוש העלול להגרם לשותפות לרבות מגדל הקידוח, לעובדיה או מי מטעמה, למשרד או לצד שלישי כלשהו שיגרמו לשותפות ולפועלים מטעמה, במהלך ועקב או כתוצאה מביצוע העבודות על ידי השותפות. כתב ההתחייבות קובע גם הוראות פטור מאחריות למשרד או נציגיו או מי מטעמו בגין כל נזק שיגרם

לשותפות ו/או לפועלים מטעמה או לצד ג' כלשהו באופן ישיר או בעקיפין, בכל צורה ובכל נסיבות תוך כדי ועקב או כתוצאה מביצוע העבודות על ידי השותפות ו/או מי מטעמה.

לצורך ההוראות דלעיל הוגדר המונח "נזק" כדלקמן: "לרבות נזקים עקב פעילות צה"ל בשטח האש, רק"מ וירי של אמצעי לחימה, נפלים ושאריות תחמושת וכן נזק של זיהום סביבתי העלול להגרם עקב פגיעה בכל ציוד של החברה לרבות מגדל הקידוח".

בכתב ההתחייבות נקבעו גם הוראות בדבר שיפוי ופיצוי של המשרד על ידי השותפות בגין נזקים שיגרמו לו ותביעות שיוגשו נגדו ואשר השותפות אחראית בגינם על פי כתב ההתחייבות או על פי דין. כמו כן נקבעו הוראות בדבר ביטוחים שעל השותפות לערוך וכן הוטל על השותפות להמציא הצהרה מאת החברה שתבצע את פעולת הקידוח הכוללת בין היתר הצהרה שהיא מודעת לכך שפעילות הקידוח מתבצעת בשטח אש ולסיכונים הכרוכים בכך וויתור על טענות ותביעות כלפי המשרד בגין כל נזק ו/או אובדן העלול להגרם לציוד שלה.

נכון למועד הדו"ח כתב ההתחייבות נחתם מחדש ע"י משרד הבטחון והינו בתוקף עד ליום 28.2.2024 עם אפשרות הארכה עד ליום 31.12.2025 ככל שיוצג למשרד הבטחון דו"ח ביצוע בדיקת נפלים בחלק משטחי החזקה. השותפות פנתה מספר פעמים ליחידת סילוק הפצצות של צה"ל אך הבדיקה לא בוצעה. השותפות אינה רואה חשיפה כתוצאה מהעיכוב בביצוע הבדיקה שכן לא חל כל שינוי או מגבלה חדשה על פעילות השותפות ומשרד הבטחון מודע לכך ומסייע לשותפות לקדם את ביצוע הבדיקה. השותפות פנתה למשרד הביטחון להארכת כתב ההתחייבות גם לשנת 2026 ומעריכה כי כתב ההתחייבות במתכונת כתבי ההתחייבות הקודמים ייחתם.

(ג) בנוסף להתחייבויות שתוארו לעיל, לגבי קידוח מגד 5 נתנה השותפות התחייבות נוספות כי בביצוע העבודות והקידוח לא תהיה השפעה על גדר הבטחון ולפיצוי מוסכם בסך 50,000 ₪ לכל יום עיכוב בפינוי השטח.

(ד) ביום 30.4.2012 פורסמו ברשומות תקנות הנפט (הרשאה לסטייה מהוראות חוק התכנון והבניה) התשע"ב - 2012 (להלן "תקנות ההרשאה").

השותפות הגישה בקשה לאישור קידוחי מגד 6, 7 ו-8 בהתאם לתקנות ההרשאה ולאחר שורה של הליכים שנתקיימו בוועדה ועל פי הנחיותיה (כולל הכנת מסמך סביבתי מקיף על פי הנחיות משרד האנרגיה והמים והמשרד להגנת הסביבה, הפקדת התכנית ודיון בהתנגדויות של ארגונים סביבתיים) החליטה הוועדה ביום 22.10.2012 לאשר את הבקשה לקידוחי מגד 6, 7 ו-8 תוך הצבת שורה של תנאים שעיקרם בהגנה על הסביבה. יצוין כי תנאים אלו היו כרוכים בעלויות משמעותיות לשותפות הנאמדות בכ-2 מיליון דולר עבור ביצוע 2 קידוחי ניטור מי תהום- ניטור אקולוגי ומעקב אחר תפקוד אוכלוסיית בע"ח, מתקן ארובה ירוקה לכל אחד מהקידוחים, בניית משטח בטון שעליו יעמוד מגדל הקידוח והציוד הנלווה עם מערכת ניקוז ומפרידי שמן.

(ה) הדיון הסביבתי המקיף בבקשות הן במסגרת ההנחיות של משרד האנרגיה והמים והמשרד להגנת הסביבה, הן בהתנגדויות של הארגונים הסביבתיים וכן בדיון בוועדה והתנאים שנקבעו על ידה התייחסו למספר נושאים סביבתיים.

יחד עם זאת מאפיין מיוחד של הקידוחים האמורים שהשפיע רבות על הדיון הסביבתי היה היותו של האזור שבו מצויים אתרי הקידוחים מוגדר כ"מסדרון אקולוגי" וכשטח בעל ערכי טבע ונוף ייחודיים. בהקשר זה יצוין כי רוב שטח הליבה (core area) בשדה מגד נמצא ב"מסדרון אקולוגי".

(i) ביום 2.11.2017 קיבלה השותפות את החלטת הוועדה המחוזית על דחיית ההתנגדויות שהוגשו ומתן תוקף לתוכנית לאתר מגד 5 שהגישה השותפות (בכפוף להוספת מספר תיקונים שהתבקשו מרשות התעופה האווירית). התוכנית משנה ייעוד קרקע חקלאית ועיר לייעוד מתקנים הנדסיים וקובעת, בין היתר, הוראות להסדרת הפעילות של אתר מגד 5 שהגישה השותפות. השותפות פועלת מול לשכת תכנון מקומית חבל מודיעין לקבלת היתרי בניה לאתר.

(ז) לגבי מגד 6, השותפות הגישה תסקיר סביבתי ונכון למועד הדו"ח, מבחינה סטטוטורית התקבלה חו"ד של המשרד להגנת הסביבה לתסקיר הסביבתי והתוכנית לפני דיון להפקדה. קידום התוכנית הסטטוטורית תלויה בתוצאות הפעילות.

לגבי מגד 8, ביום 27.7.2021 קיבלה השותפות את החלטת הוועדה כי ככל ומבחינה ההפקה בקידוח מגד 6 לא יושלמו בהצלחה בתוך 6 חודשים התוכנית שהגישה השותפות לאתר מגד 8 תדחה. בשל העיכובים בביצוע מבחינה ההפקה בקידוח מגד 6 (ראו בסעיף 9 להלן) התוכנית נדחתה והשותפות קיבלה הבהרה מהוועדה כי ניתן יהיה להגיש תכנית חדשה לאתר מגד 8 לאחר שמבחינה ההפקה בקידוח מגד 6 יסתיימו בהצלחה.

(ח) מבחינתה של חזקת ראש העין כחן של תקנות ההרשאה האמורות יפה רק לקידוחי מגד 5, 6, 7 ו-8. הדבר נובע מכך שמתחולת תקנות ההרשאה הוצאו קידוחי נפט ופעולות לשם קידוחי נפט שיוחל בביצוען לאחר שהממונה על ענייני הנפט אישר קיומה של תגלית.

תחולת תקנות ההרשאה על קידוחי מגד 5, 6, 7 ו-8 התאפשרה בשל הוראת מעבר מיוחדת שנכללה בתקנות ההרשאה. הוראת מעבר זו אינה חלה על קידוחים נוספים שיבוצעו בעתיד בשטח החזקה ואלו טעונים (על פי המצב החקיקתי היום) הכנת תכנית והליכי תכנון ובניה מלאים העשויים להיות ממושכים ואף ממושכים מאד (אם לא יקבע הסדר חקיקתי מקל יותר שיחול עליהם).

(ט) באשר לקידוח מגד 5 חלה הוראת תקנה 7(ב) לתקנות ההרשאה אשר על פיה היה עליה להגיש תוך שלושה חודשים מיום התחילה תכנית לפי חוק התכנון והבניה. השותפות עמדה בדרישה זו והגישה תכנית כאמור, ומשהוגשה התכנית ניתן, כך נקבע, בתקנה 7(ב) האמורה, להמשיך בביצוע פעולות נפט לשם הפקת נפט בכמויות מסחריות לפי התכנית זולת אם הוחלט שלא לאשר את התכנית לפי חוק התכנון והבניה.

פעולות ההפקה של השותפות מקידוח מגד 5 התבצעו על פי תקנה זו עד לאישור התכנית כאמור לעיל.

(י) על קידוחי מגד 6, 7 ו-8 – חלה תקנה 6(א) לתקנות האמורות הקובעת כי:

**"תוקף האישור לפי תקנות אלה לא יעלה על שנה מתחילת ביצוע קידוח נפט אלא אם כן הוגשה ביחס אליו תכנית מפורטת לפי חוק התכנון והבניה למוסד התכנון המוסמך; הוגשה תכנית מפורטת כאמור, ימשיך האישור לעמוד בתוקפו עד להחלטה אחרת של מוסד התכנון המוסמך והוא יחול על קידוח נפט ועל כל שאר הפעולות לשם קידוח נפט שאושרו, אף אם הוכרה תגלית בידי הממונה על ענייני נפט בשל הקידוח שאושר ואף אם ניתנה בשלו חזקה לפי החוק; לא הוגשה תכנית כאמור, או החליט מוסד התכנון המוסמך לדחותה, לא יהיה ניתן לפעול בשטח אלא לצורך פעולות שיקום לפי תקנה 3(ג)."**

"הפעולות לשם קידוח נפט" הנזכרות בתקנה 6(א) כוללות, על פי תקנות ההרשאה, את הפעולות הבאות:

פריצת דרכים לצורך גישה אל האתר, שאיבת נפט ותוצרי הלואי אגב השאיבה; בדיקות ומבחינה הפקה; הצבת מבנים יבילים לצורך ביצוע פעולות הקידוח, לרבות משרד, מעבדה; קווי תשתית זמניים שנדרשים לרבות לאספקת חשמל ומים; והקמת מיתקנים זמניים לצורך ביצוע בדיקות ומבחינה הפקה, טיפול ואחסון זמני של תוצרי פעולות הקידוח, אם יהיו, שאיבה והפקה, גידור.

עוד יצוין כי, ביום 20.12.2016 קיבלה השותפות מכתב מהממונה לגבי מגד 6 בו נכתב כי:-

**"מבחינה ההפקה יימשכו עד לתאריך 31 בדצמבר 2016, לאחר מכן המשך הפקה ניסיונית תתבצע רק לאחר קבלת כלל האישורים הסטטוטוריים הנדרשים".**

בעקבות קבלת מכתב זה השותפות פנתה לממונה וליועמ"ש של הוועדה המחוזית בבקשה להבהרות.

ביום 6.3.2017 התקבל מכתב מהיועמ"ש של הוועדה המחוזית בו הוא מבהיר כי תקנות הנפט יצרו אבחנה ברורה בין שלב החיפוש לשלב ההפקה המסחרית. התקנות מהוות חריג לכלל הדורש הכנת תוכנית וכי חריגה זו אין משמעותה התרת הפקה מסחרית או הרחבת הפקה ואף לא קיום מבחני הפקה ארוכי טווח או הפקה ניצולית ארוכת טווח, מדובר בהרחבה של האישור המקורי שתכליתו חיפוש. ההחלטה לגבי אפיון הפעולה כ"חיפוש" או כ"הפקה" הינה בסמכות הממונה.

השותפות בוחנת בסיוע יועציה את דרכי הפעולה לאור עמדה זו. יש לציין כי בשנים האחרונות מסתמנת מגמה נמשכת של החמרת הרגולציה בכל הקשור לתחום הפעילות של השותפות. למיטב הבנת השותפות, עמדה זו מהווה שינוי לרעה והחמרה של הרגולציה הקיימת ותנאי תקנה 6(א) עליהם הסתמכה השותפות בתוכניתיה. ככל ולא יחול שינוי בעמדה זו הדבר עלול להשפיע לרעה על השותפות ועסקיה ויכולתה לגייס משקיעים ולפתח את שדה מגד.

ביום 16.1.2022 קיבלה השותפות את החלטת הוועדה לתשתיות לאומיות (להלן: "ות"ל") בעניין תת"ל 100 - תכנית למתקנים לשדות קידוחי מי שתיה ומתקנים להעשרת מי תהום (להלן: "תת"ל 100") שנחתמה ביום 12.1.2022 כדלקמן-

הוראות התת"ל 100 שחל על חלקים משטח חזקת ראש העין, אינן מסדירות את אפשרות ביצוע קידוחי נפט בשטחים עליהם חלים הוראות התת"ל 100. השותפות פנתה לוועדה בכתב וכן הופיעה בפניה בבקשה להסדיר את ביצוע קידוחי הנפט בשטח התת"ל 100.

הות"ל החליטה לאמץ את החלטת ועדת המשנה להערות והשגות של הות"ל מס' 1/2022 ולהגיש את תת"ל 100 לאישור הממשלה בכפוף לתנאים שפורטו בהחלטה אך ללא הסדרה מפורשת של נושא הקידוחים כפי שביקשה השותפות.

השותפות פנתה לות"ל בדרישה לקיום דיון חוזר בעניינה, וביום 2.2.2022 קיבלה השותפות מענה מהיועצת המשפטית של הות"ל ובה, בין היתר, הובהר כדלקמן-

1. בהוראות התכנית על שטחים מצויים בתחום מגבלות בנייה ופיתוח ב', ניתן לאשר תכנית הכוללת בינוי, כיסוי ואיטום פני הקרקע, בתיאום עם יזם תכנית זו ובאישור משרד הבריאות, ובתנאים הבאים:

א. הוכח למוסד התכנון המוסמך לאשר את התכנית המפורטת, כי אין חלופות מתאימות מחוץ לגבולות תכנית זו.

ב. השטח הבנוי בתכנית אינו עולה על 100 דונם, למעט דרך גישה.

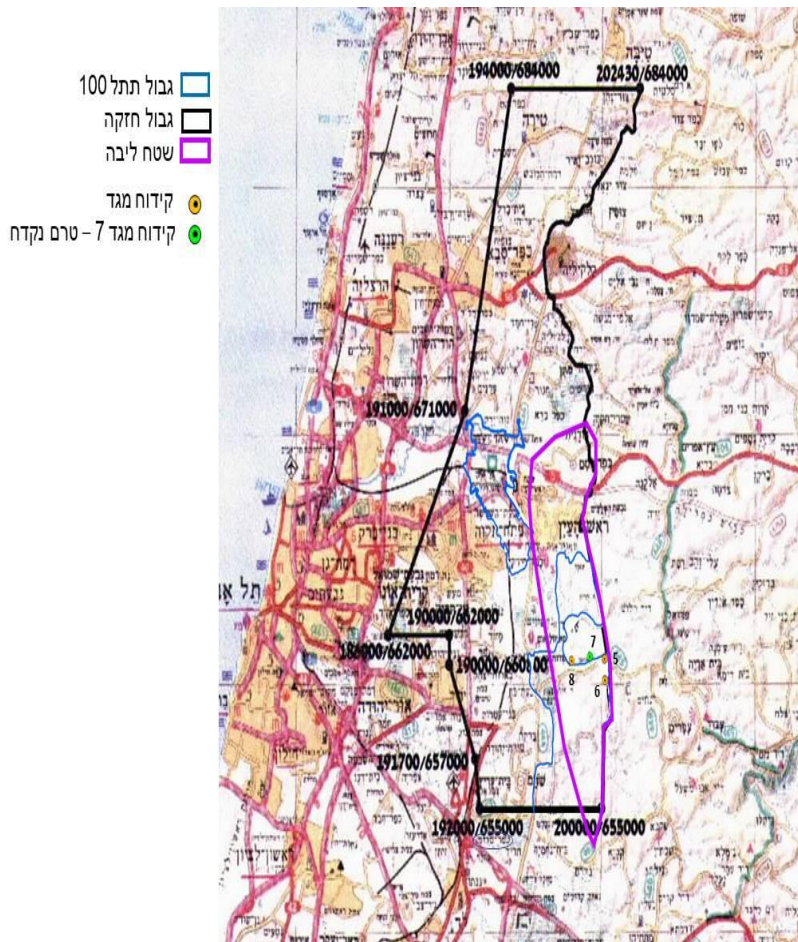
ג. התכנית אינה כוללת שימושים בעלי פוטנציאל לזיהום מי תהום, אלא במקרים חריגים ומנימוקים מיוחדים, בתנאי שהוכן נספח הגנה על מי תהום וצורפה לו חו"ד רשות המים.

היועצת המשפטית הבהירה כי על בסיס הוראות אלו, ככל שהשותפות תסבור כי תכנית לקידוח נפט, שתחפוץ לקדם, ובכלל זאת תכנית למגד 6, עומדת בתנאי הסעיף, וככל שמוסד התכנון אליו תוגש התכנית ישתכנע כי התקיימו כל תנאי הסעיף, לרבות היותה מקרה חריג ומגובה בנימוקים מיוחדים, ניתן יהיה לאשרה.

כמו כן הבהירה היועצת המשפטית בכתב כי הוראות התכנית אינן חלות על קידוחי מגד 5, מגד 7 ומגד 8.

בישיבת הממשלה מיום 26.6.2022 אושרה תת"ל 100. בכוונת השותפות לפעול בוועדות התכנון בהתאם לאמור לעיל בהנחיות וההבהרות שהתקבלו מהיועמ"ש של הוועדה לתשתיות לאומיות לגבי

הדרכים לקבלת אישור לביצוע קידוחי נפט בשטחי התת"ל 100.  
 במפה להלן ניתן לראות את שטח החזקה (בקו שחור), שטח הליבה (בקו ורוד) ואת שיטחי התת"ל  
 (בקו כחול).



### קושי בהשגת קבלן קידוחים

6.5

השותפות נתקלה בקשיים למציאת מכונת קידוח לצורך ביצוע קידוח מגד 6 והשותף הכללי החליט לייבא מכונת קידוח מחו"ל. בהקשר לכך יצוין כי המשקיע חתם על הסכם קידוח לביצוע שלב הקדיחה האנכית בקידוח מגד 8 עם חברת הקידוח Daflog S.R.L. השותפות התקשרה עם קבלן זה בהסכם קידוח לביצוע הקידוחים העוקפים באתר מגד 6 לפרטים על ההסכם ועל המחלוקות הכספיות עם חברת הקידוח [ראו ביאור 11 בדוחות הכספיים להלן](#).

### אפשרויות השיווק של הגז הנלווה

6.6

כאשר יעלה ביד השותף הכללי למצוא דרך לניצול הגז הנלווה יש להביא בחשבון כי גודלו של שוק הגז המקומי מוגבל (אין אפשרות מעשית לייצוא) ולאור כמויות הגז שנמצאו בקידוחים הימיים, התחרות הקיימת והתקשרויות שכבר נעשו או שיעשו עם צרכנים גדולים אין בטחון שיעלה ביד השותפות למצוא קונים מתאימים לגז שימצא. יחד עם זאת, השותף הכללי מעריך כי ניתן יהיה למצוא רוכשים לגז שיופק בהתאם לתנאי השוק התחרותי.

כדי לאפשר את שריפת הגז (עד למציאת דרך טיפול הולמת כאמור) ללא פגיעה בסביבה, רכשה השותפות ארובת GREEN FLARE העומדת בסטנדרטים בינלאומיים לאחר שקיבלה אישור של המשרד לאיכות הסביבה והותקנה בהצלחה באתר קידוח מגד 5 ובאתר מגד 6.

השותפות חתמה ביום 1.6.2021 על מזכר הבנות עם חברת זוקו פאוור גז בע"מ וחברת ברן אפקו בע"מ לעניין ניצול הגז כדלקמן-

הצדדים הצהירו כי הם מעוניינים לשתף פעולה לצורך פיתוח, תכנון, הקמה ותפעול של מתקן גנרציה לייצור אנרגיה חשמלית באמצעות הגז אשר יופק ממאגר מגד 6 ו/או פתרונות אחרים לשימוש בגז כגון: פריסת תשתית צנרת גז והתחברות לנתג"ז/חברת החלוקה, ייצור CNG/LNG וכיו"ב ("פרוייקט").

הצדדים יהיו בעלים של הפרוייקט במשותף ויחזיקו בפרוייקט בחלקים שווים. לצורך בחינת היתכנות הנדסית – כלכלית – רגולטורית של הפרוייקט יוקם ע"י הצדדים צוות תכנון שיהיה אחראי לביצוע סקר היתכנות מפורט. לצורך הכנת סקר ההיתכנות, השותפות תספק לצדדים את תוצאת מבחני הפקה של הגז בקידוח מגד 6.

מזכר ההבנות נכנס לתוקף במועד חתימתו ויהיה בתוקף עד לחתימת הצדדים על הסכם מפורט ו/או עד לביטולו ע"י הצדדים בהסכמה. עד למועד פקיעת תוקפו של מזכר ההבנות, הצדדים ימנעו מכל תחרות ו/או עקיפה בקשר עם הפרוייקט.

השותפות אינה רואה בהסכם זה מגבלה על אפשרויות השיווק של הגז אלא בדיקת היתכנות של אחת האפשרויות לניצול הגז. מובהר כי השותפות אינה מחוייבת להתקשר בהסכם והיא תבחן את האפשרויות העומדות בפניה במועד הפקת הגז.

#### **שינויים בחקיקה**

6.7

שינויים לרעה בחקיקה הקיימת, אם יהיו, (כגון שינויים בחוק הנפט ובדיני המס החלים בתחום זה) עלולים להשפיע לרעה על השותפות ועסקיה ויכולתה לפתח את שדה הנפט ולהפיק מכך תועלת כלכלית.

חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי כפופים לרגולציה ענפה. בשנים האחרונות מסתמנת מגמה נמשכת של החמרת הרגולציה בכל הקשור לתחום הפעילות של השותפות, לרבות בקשר לקביעת תנאי חזקה חדשים, לקבלת האישורים הנדרשים לביצוע הקידוחים, דרישה להעמדת בטחונות, ערבויות ודרישות לגבי רכישת פוליסות ביטוח, מיסוי, הקמת תשתית הולכה וחלוקה, חיבור לתחנות כוח הצורכות נפט וגז טבעי, כללים להענקה, להעברה ולשעבוד של זכויות נפט, דרישות להוכחת יכולות טכניות ופיננסיות, מגבלות מכוח חקיקה סביבתית, הגבלים עסקיים, הנחיות רגולטוריות ועוד. מגמה זו משפיעה לרעה על השותפות ועסקיה ועל יכולתה להפיק מהם תועלת כלכלית וכן על כדאיות הביצוע של חיפושים נוספים.

#### **הצורך לגייס מפעיל להמשך הפעולות לפיתוח שדה מגד**

6.8

המשך הפעולות, הכנת התוכניות ושיטות ההמרצה בכל מקטע ובכל באר והפיתוח העתידי של שדה מגד יהיו בכפוף להמלצות וההחלטות של המפעיל שימונה ו/או על ידי הצוות המקצועי של השותפות. בשלב זה ועד למינוי המפעיל השותפות מקבלת שירותים ממומחים בינלאומיים בהתאם לצורך. נכון למועד הדו"ח השותפות מקבלת שירותים מקצועיים מחברות בתעשיית הנפט בהתאם לצורך, מיועצים וממר קן סטנלי מנהל הקידוחים. השותפות רואה במינוי של מר סטנלי לתפקיד מנהל הקידוחים שלב ראשון במינוי מפעיל כאמור בהסכם השותפות. עוד יובהר, כי בכפוף לתוצאות פעולות האופרציה במגד 6 ובמגד 5 בכוונת השותפות לשקול את מינוי חברת LLC Texas Energy שבבעלות קן סטנלי לתפקיד המפעיל בצורה רשמית וזאת לאחר קבלת אישור הממונה למינוי. עוד יצוין כי חברת Schlumberger (ספקית השירות מהטובות בעולם) ביצעה בשנת 2024 מודל גאו-מיכני תלת מימדי וכן Feasibility Study על בארות מגד 6 ומגד 5 (לבדיקת כל האספקטים הנדרשים לביצוע האופרציה) ותחזית הפקה כשעל סמך הבדיקות המומחים של Schlumberger הכינו טיוטות תוכניות

לקידוח הערוץ במגד 6 וכן למגד 5, ביצוע ערוצי הקידוח יהיה בהתאם לתוכנית זו לאחר שתאושר ע"י הממונה באמצעות קבלני הקידוח שייבחרו. לפרטים על וועדת התפעול וההסכם עם קן סטנלי ראו בסעיף 8 יא להלן.

### רגולציה

6.9

חיפוש פיתוח והפקה של נפט וגז טבעי, כפופים לרגולציה ענפה. שינויים לרעה בחקיקה הקיימת, (ככל שיהיו) כגון שינויים בחוק הנפט ובדיני המס החלים בתחום זה, בקביעת תנאים חדשים לחזקה, בדרישות הרגולציה לקבלת זכויות לחיפוש והפקה של נפט וגז טבעי, בתמלוגים, הסדרה סביבתית, הגבלים עסקיים, תנאים לפיתוח מאגרים, בהקמת תשתית ההולכה, חיבור לתחנות כוח ולמפעלים אחרים שצורכים נפט וגז טבעי, בכללים להענקה, להעברה ושעבוד של זכויות נפט, שינוי בדרישות להעמדת ערבויות וכן בדרישות להוכחת יכולות טכניות ופיננסיות ועוד עלולים להשפיע לרעה על השותפות ועסקיה וכן על כדאיות הביצוע של חיפוש נוספים. בשנים האחרונות, ועל רקע דיון ציבורי נרחב בנוגע לשינוי האקלים והשפעת האדם עליו, מעודדת המדינה הקמתם של מתקנים לייצור חשמל מאנרגיות מתחדשות, המהווים תחרות לתחנות הכוח הפחמיות ולמתקנים לייצור חשמל מגז טבעי. במסגרת המדיניות ההולכת וגוברת, בעיקר במדינות המפותחות, להפחתת זיהום האוויר ופליטות גזי חממה, ישראל ומדינות מפותחות רבות פועלות להגדלת יעדי השימוש באנרגיות מתחדשות (כגון: רוח, שמש, מים, חום ומימן) כתחליף לשימוש בפחם, נפט וגז טבעי ומתמרצות הקמת פרויקטים ופיתוחים טכנולוגיים ואף בולמות הקמת תחנות כוח פחמיות ומתקנים לייצור חשמל מגז טבעי. לכל אלו עשויה להיות השפעה רבה על הביקוש וההיצע לנפט וגז טבעי ולגרום לתנודתיות במחירי הנפט והגז הטבעי.

### השלכות מלחמת חרבות ברזל

6.10

מבצע עם כלביא ומבצע שאגת ארי ביום 7 באוקטובר 2023 הותקפה ישראל במתקפת פתע קטלנית על ידי ארגוני טרור מרצועת עזה, אשר הובילה לפתיחת מלחמת "חרבות ברזל" (להלן: "המלחמה"). המלחמה הובילה להאטה בפעילות העסקית במשק הישראלי בין היתר בעקבות סגירת מפעלים בדרום ובצפון הארץ, פגיעה בתשתיות, גיוס אנשי מילואים לתקופה שאינה ידועה מראש וכן, לשיבוש הפעילות הכלכלית בישראל. ביום 13 ביוני 2025 נפתח מבצע "עם כלביא", במסגרתו התנהל עימות צבאי רחב היקף בין מדינת ישראל לבין איראן במשך 12 יום. ביום 9 באוקטובר 2025 נחתם הסכם הפסקת אש בין מדינת ישראל לחמאס אשר הביא לסיום המלחמה העצימה, שחרור החטופים ונסיגה של ישראל לגבולות מוסכמים ברצועת עזה. בחודש מרץ 2026 החל מבצע צבאי משולב של ארצות הברית וישראל לתקיפת איראן, הפעולה היא חלק מהמשבר בין ארצות הברית ואיראן והסכסוך הישראלי-איראני. במתקפה נפגעו מטרות רבות ברחבי איראן, נהרגו בכירים איראניים רבים ובוצעה התנקשות במנהיג העליון של איראן עלי ח'אמנאי.

בתגובה, איראן שיגרה אלפי טילים בליסטיים וכטב"מים מתאבדים לעבר יעדים בישראל ובמדינות מוסלמיות, במיוחד באזור המפרץ הפרסי. המתקפות של איראן כווננו נגד ירדן, כווית, בחריין, קטר, עיראק, ערב הסעודית ואיחוד האמירויות. המטרות כללו מטרות צבאיות כמו ובסיסים צבאיים אמריקאיים במדינות אלו. איראן תקפה באמצעות כטב"מים מתאבדים את בסיסי הצבא הבריטיים אקרוטירי ודקליה בקפריסין. בנוסף התקיפה איראן מטרות אזרחיות רבות כולל נמלי תעופה אזרחיים ונמלי ים בכווית, באיחוד האמירויות, בעומאן ובאזרבייג'ן. איראן תקפה מסופים חשובים של זיקוק והפקת נפט וגז טבעי בקטר ובסעודיה והובילה להשבתתם. איראן סגרה את מצר הורמוז, דבר שגרם לשיבושים עולמיים בהובלת נפט וגז. חזבאללה בלבנון הצטרף למלחמה

לאחר הריגת ח'אמינאי וישראל החלה במבצע צבאי נרחב נגדו. נכון למועד הדו"ח המבצע עדיין בעיצומו ולא ניתן להעריך את השלכתו על פעילות השותפות, מחירי הנפט וההשלכה על יכולות המימון של השותפות.

חברות דירוג אשראי הפחיתו את דירוג האשראי של ישראל, מה שהגביר את חוסר הוודאות הכלכלי, גרם לתנודתיות בשוק ההון והפעיל לחץ על שער החליפין. לשותפות לא נגרמה פגיעה ישירה כתוצאה מהמלחמה, אולם קיימת השפעה על עבודות של חברות זרות באתרי הקידוח הבאה לידי ביטוי בהקשחת תנאים דרישות מיגון וכדומה שעשו ליקר את ביצוע הפעולות ובמקרה של החרפה במצב הבטחוני לעכב את הפעילות. נכון למועד זה, אין ביכולתה של השותפות לצפות את מלוא ההשפעות העתידיות של אירועים אלו על המשק הישראלי ועל פעילות השותפות או לאמוד את היקף השפעתן, והנ"ל תלויות במידה רבה במשך הלחימה ובאפשרות להתרחבותה.

בעקבות המלחמה, בחודש אוקטובר 2023 הודיעו חברות דירוג אשראי על הורדת תחזית דירוג האשראי של מדינת ישראל עם תחזית שלילית שעלולה להוביל להורדת דירוג נוספת. נכון למועד הדו"ח, תחזוקת אתרי הקידוח של השותפות ממשיכה כסדרה יחד עם זאת, לאור חוסר הודאות בקשר להתפתחות המלחמה ומשכה ומשך הפסקות האש, עלולה לחול דחייה בלוחות הזמנים לביצוע ערוצי הקידוח וגידול בעלויות כתוצאה מדרישות החברות והמומחים שיבצעו את האופרציה, וככל וחלילה תחול החמרה במצב הבטחוני, יתכנו קשיים בהגעת צוותים של אנשי מקצוע ארצה ו/או ציוד.

נכון למועד אישור הדוח, השותפות אינה צופה השפעה מהותית של המלחמה על ביצוע האופרציה ותחזוקת האתרים. יחד עם זאת, קיים חוסר וודאות בקשר להתפתחות המלחמה, היקפה, משכה והשלכותיה, ולפיכך, לא ניתן בשלב זה להעריך את היקף ההשפעה המלא של המלחמה על פעילות השותפות.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות השותפות לגבי השלכות המלחמה לרבות ביצוע האופרציה אמור לעיל, מהוות "מידע צופה פני עתיד" כהגדרת המונח בחוק ניירות ערך, התשכ"ח 1968- המתבסס על המידע המצוי בידי השותפות ותוכניות העבודה שלה נכון למועד הדוח, הסכמי השותפות עם ספקיה ונותני השירותים ועוד. אין כל ודאות כי ההערכות דלעיל תתממשנה, כולן או חלקן, והן עשויות להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שאינם תלויים בשותפות לרבות התארכות המלחמה ו/או הרחבת היקפה וכן התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 22 לפרק א' לדוח התקופתי.

#### **שינויים במצב הכלכלי הבינלאומי ובשוקי ההון**

6.11

בשנת 2024 התמתנה העלייה באינפלציה בישראל ובעולם ביחס לתקופות המקבילות אשתקד. שיעור וכ- האינפלציה בישראל בשנת 2025 עמד על כ-2.6% לעומת אינפלציה בשיעור של כ-3.2% בשנת 2024 וכ-3% בשנת 2023. בראשית שנת 2024 הוריד בנק ישראל לראשונה לאחר תקופה ארוכה את הריבית לשיעור של 4.5% ונכון למועד הדו"ח היא עומדת על 4%. עם זאת, הורדת דירוג האשראי של ישראל על ידי Moody's כמפורט בסעיף 6.11 לעיל, עלולה לייקר את הריבית על ההלוואות שישראל נוטלת וכפועל יוצא גם את הריבית שתשולם על ידי חברות ויחידים במשק המקומי.

במסגרת דוח של בנק ישראל אשר מתמקד בנייתוח ההשלכות והסיכונים הנובעים מהמלחמה על כלכלת ישראל, נרשם כי תרחיש הסיכון המרכזי ליציבות הפיננסית הגלובלית הוא של התפרצות אינפלציונית מחודשת אשר תביא לצמצום מוניטרי נוסף על ידי הבנקים המרכזיים. כתוצאה מכך בנקים עלולים להיקלע לקשיים ולכן עלולה להיות לכך השלכה גם על מערכת הבנקאות המקומית. עליית מחירים

עלולה להשפיע על עלויות האופרציה באתרי הקידוח ועלויות ההשקעות ההוניות שיבוצעו. תנודות בשערי החליפין של הדולר המשפיעות על הכנסות והוצאות השותפות המוגבלת -מחירי הנפט והגז, וכן עיקר התשומות בגין חיפוי נפט וגז ופיתוחם, נקבעים בדולר. בשנת 2025 חל פיחות משמעותי בשער החליפין של הדולר, בשיעור של כ-12.5% לעומת עליה בשיעור של כ-0.6% בשער החליפין של הדולר בשנת 2024.

בשנת 2025 החלה בסימנים של האצה באינפלציה, אך במחצית השנייה של השנה, ובייחוד ברבעון האחרון שלה, סביבת האינפלציה התמתנה, והאינפלציה השנתית עומדת על 2.6%. לפי תחזית בנק ישראל, צפוי שיעור האינפלציה השנתית לעמוד על כ-1.7% בשנת 2026 ועל כ-2.0% בשנת 2027.

**מבנה תחום הפעילות ושינויים החלים בו**

פעילות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי היא פעילות מורכבת ודינאמית, הכרוכה בעלויות משמעותיות ובחוסר ודאות גדול ביותר לגבי עלויות החיפוש, לוחות הזמנים שלהם, הימצאות נפט או גז טבעי והיכולת להפיקם תוך שמירה על כדאיות כלכלית. כתוצאה מכך, חרף ההשקעות הניכרות, לעתים קרובות הקידוחים אינם משיגים תוצאות חיוביות ואינם מביאים להכנסות כלשהן או אף מביאים לאובדן רוב ההשקעה או כולה. פעולות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי מבוצעות בדרך כלל במסגרת של עסקאות משותפות בין מספר שותפים החותמים על הסכם תפעול (JOA או Joint Operating Agreement) משותף על פיו מתמנה אחד השותפים כמפעיל העסקה המשותפת.

תהליך חיפוש והפקה טיפוסי של נפט וגז טבעי בשטח כלשהו, עשוי לכלול בין היתר את השלבים הבאים:

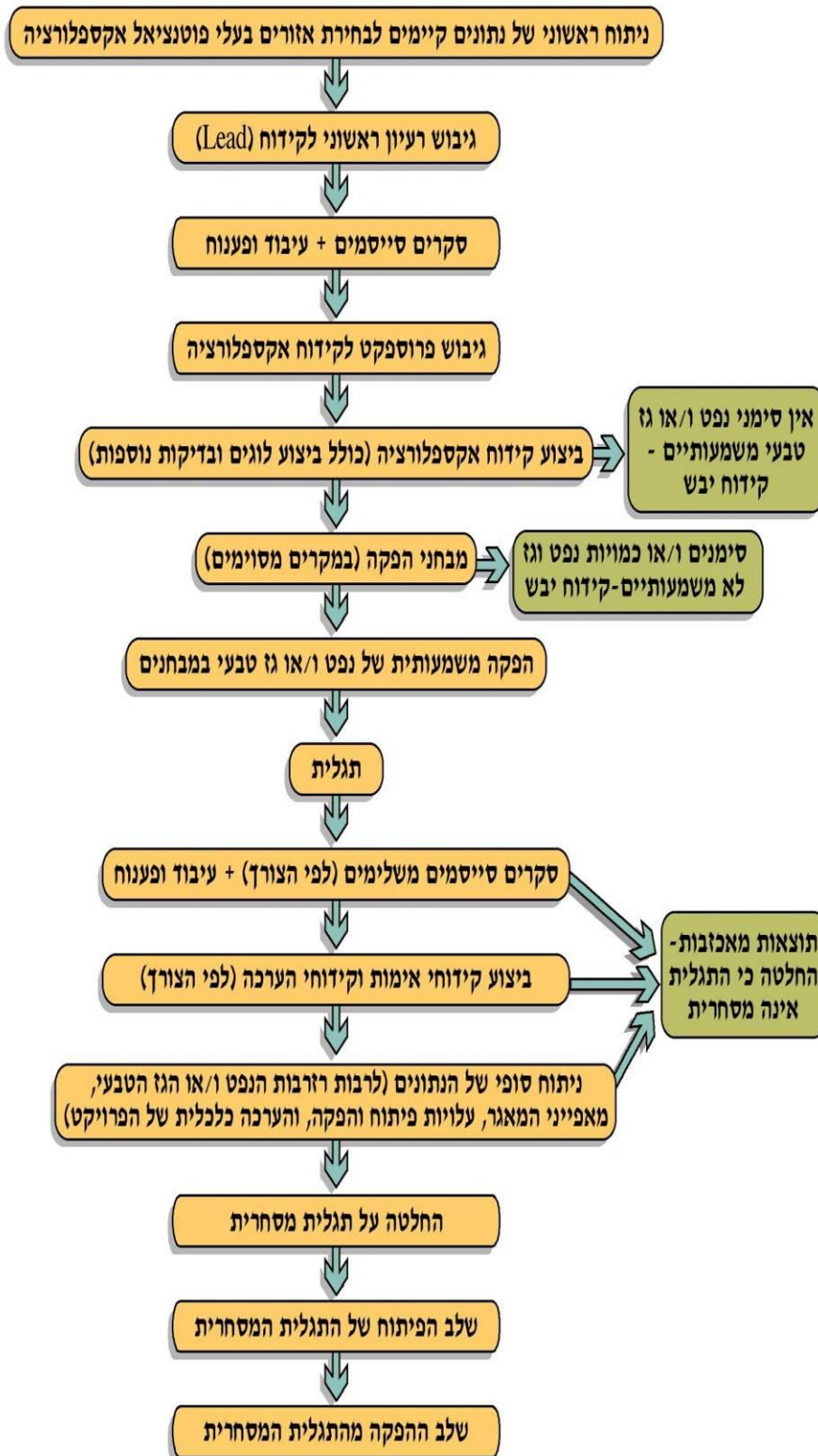
- (1) ניתוח ראשוני של נתונים גיאולוגיים וגיאופיזיים קיימים לבחירת אזורים בהם יש פוטנציאל לחיפוש נפט וגז.
- (2) גיבוש רעיון ראשוני לקידוח (Lead).
- (3) ביצוע סקרים סייסמיים, המסייעים לאיתור מבנים גיאולוגיים העשויים להכיל הידרוקרבונים (נפט ו/או גז) ועיבוד ופענוח של הנתונים.
- (4) בחינת המבנים הגאולוגיים והכנת פרוספקטים ראויים לקידוחי אקספלורציה.
- (5) החלטה על ביצוע קידוח האקספלורציה וביצוע פעולות הכנה לקראת קידוח.
- (6) התקשרות עם קבלנים לביצוע הקידוח ולקבלת שירותים נלווים.
- (7) ביצוע קידוח האקספלורציה כולל ביצוע לוגים ובדיקות נוספות.
- (8) ביצוע מבחני הפקה (במקרים מסוימים).
- (9) ניתוח סופי של תוצאות הקידוח ובמקרה של תגלית, על בסיס הערכה ראשונית של מאפייני המאגר ושל כמות הנפט ו/או הגז הטבעי, מבוצע ניתוח של נתונים כלכליים (כולל הערכת שוק) ונתונים פיסקליים ומבוצעת הערכה ראשונית של מתכונת ועלות הפיתוח. יתכן ויבוצעו לפי הצורך סקרים סייסמיים נוספים, קידוחי אימות (confirmation) וקידוחי הערכה (appraisal wells) וזאת לצורך גיבוש הערכה טובה יותר של מאפייני המאגרים ושל כמות הנפט ו/או הגז הטבעי.
- (10) גיבוש תכנית פיתוח וכן הכנת תכנית כלכלית מפורטת לפרויקט.
- (11) ניתוח סופי של הנתונים וקבלת החלטה האם התגלית היא מסחרית.
- (12) ביצוע עבודות הפיתוח וההפקה של התגלית המסחרית.
- (13) הפקת התגלית המסחרית.

השלבים המפורטים לעיל מהווים סקירה כללית בלבד ומובן כי יתכן ובפועל הם אינם ממצים את כל השלבים של תהליך החיפוש וההפקה בפרויקט מסוים, אשר בשל טיבו ומהותו עשוי לכלול רק חלק מהשלבים הנ"ל ו/או שלבים נוספים ו/או שלבים בסדר אחר לפי העניין.

לעיתים לא נמצאים מבנים הראויים לקדיחה כך שאין כל כדאיות להכין פרוספקט לקדיחה ולפיכך התהליך נעצר קודם לכן. כמו כן, לעיתים תגלית נפט ו/או גז טבעי מתבררת כתגלית שאינה מסחרית ועל-כן אינה ראויה לפיתוח ולהפקה. בנוסף, פרקי הזמן לביצוע כל אחד מהשלבים, משתנים על פי אופי הפרויקט וקשה להצביע על פרויקט חיפוש, פיתוח והפקה בו מתבצעים כל השלבים האמורים באופן רציף בסדר המתואר לעיל וללא שינויים ואירועים בלתי צפויים.

יצוין כי מסחריותן של תגליות נפט ו/או גז מורכבת ותלויה בגורמים רבים ושונים. בהקשר זה, קיים הבדל מהותי בין תגלית בים המחייבת עלויות פיתוח גבוהות ביותר, לבין תגלית ביבשה. כמו כן בין תגליות נפט לתגליות גז, אשר כלכליותן תלויה ביכולת למכור את הגז לשוק יעד אטרקטיבי וזאת בשל העובדה כי הגז, להבדיל מהנפט, אינו סחורה הנמכרת במחירים דומים בכל העולם (Commodity). כמו כן, יצוין כי מסחריותה של תגלית נפט מושפעת מאוד ממחירי הנפט בעולם, כך לדוגמא – תגלית, אשר אינה מסחרית כאשר מחיר חבית נפט הינו 20 דולר עשויה להפוך למסחרית כאשר מחיר חבית הנפט עולה ל- 80 דולר ולהיפך. לאור הנ"ל, מובן כי תגליות נפט ו/או גז, אשר אינן מסחריות בתנאי שוק מסויימים יכולות להפוך, בקרות שינויים מהותיים בתנאי השוק, לתגליות מסחריות ולהיפך.

ניתן להציג תהליך חיפושם ופיתוח תאורטי באופן סכמאטי כמובא להלן:



### כפיפות לחוק הנפט תשי"ב-1952 ולתנאים שנקבעו על פיו

7.1

תחום הפעילות שבו עוסקת השותפות מוסדר בחוק הנפט תשי"ב-1952, לפרטים [ראו בבאור 3ב'](#) [בדוחות הכספיים להלן](#).

### אילוצים מיוחדים אחרים

7.2

**7.2.1** במאגרי הנפט שאיתר השותף הכללי בתחום שדה מגד ייתכן ויהיה צורך בטכניקות הפקה מיוחדות כדי לנסות להפיק מהם נפט לפרטים [ראו סעיף 6.1 לעיל](#). על התלות של השותפות בספקי שירותים וציוד מחוץ לישראל הנובעת מכך [ראו סעיף 11.1\(א\) להלן](#).

**7.2.2** ביצוע קידוחי הפיתוח של השותפות מצריך קבלת אישורים שונים (לכל קידוח) מרשויות שונות וכן בהשגת הסדרים ו/או התקשרויות מתאימים עם בעלי הקרקע. על היות מרבית שטחי חזקת ראש העין 1/11 שטח המוגדרים "שטחי אש" של צה"ל ועל התנאים הסביבתיים שנקבעו לקידוחי מגד 6, 7 ו-8 ועל ההתנגדויות לאישורם על ידי ארגונים סביבתיים (לרבות רשות הטבע והגנים ולגבי קידוח מגד 6 גם המשרד להגנת הסביבה), על החלטת הות"ל ועל היות רוב שטח אזור הליבה (core area) בחזקת ראש העין בתוך "מסדרון אקולוגי", [ראו בסעיף 6.4 לעיל](#).

### תנודות חריפות במחירי הנפט ובמחירי השירותים לביצוע קידוחים

7.3

השנים האחרונות ידעו תנודות חריפות במחירי הנפט. ירידה במחירי הנפט השפעה קשה על תזרים ההכנסות של השותפות בתקופות הפקה לפרטים נוספים [ראו בסעיפים 1\(ז\) ו-1\(ח\) בדו"ח הדיסקטוריון להלן](#). הסכם מכירת הנפט שמפיקה השותפות (בתקופות הפקה) המבוסס על מחיר הנפט העולמי [ראו בסעיף 7.9 להלן](#). עוד יצוין כי קיימת מגמה עולמית לפיה מדינות רבות פועלות להפחתת זיהום האוויר ופליטות גזי חממה וקביעת יעדי השימוש באנרגיות מתחדשות ונקיות (רוח, שמש, מים, חום ומימן) כתחליף לשימוש בפחם, נפט וגז טבעי ומתמרצות הקמת פרויקטים ופיתוחים טכנולוגיים. בתחום זה חלים כל העת שיפורים טכנולוגיים המאפשרים התייעלות בעלויות, ניצול טוב יותר של המערכות, שיפורים טכנולוגיים ביכולת האגירה ומשאבים רבים מופנים לתחום זה. לאלו יכולה להיות השפעה רבה על הביקוש וההיצע לנפט וגז טבעי ולגרום לתנודתיות במחירי הנפט והגז הטבעי, לפרטים על החלטת הממשלה בעניין זה [ראו בסעיף 16.8 להלן](#). בהקשר זה יצוין כי הבורסה ורשות ניירות ערך אישרו תיקון לתקנון הבורסה אשר מאפשר לשותפויות נפט וגז לשלב בפעילותן פרויקטים בתחום האנרגיות המתחדשות. בשנים האחרונות, ועל רקע דיון ציבורי נרחב בנוגע לשינוי האקלים והשפעת האדם עליו, מעודדת המדינה הקמתם של מתקנים לייצור חשמל מאנרגיות מתחדשות, המהווים תחרות לתחנות הכוח הפחמיות ולמתקנים לייצור חשמל מגז טבעי. במסגרת המדיניות ההולכת וגוברת, בעיקר במדינות המפותחות, להפחתת זיהום האוויר ופליטות גזי חממה, ישראל ומדינות מפותחות רבות פועלות להגדלת יעדי השימוש באנרגיות מתחדשות (כגון: רוח, שמש, מים, חום ומימן) כתחליף לשימוש בפחם, נפט וגז טבעי ומתמרצות הקמת פרויקטים ופיתוחים טכנולוגיים ואף בולמות הקמת תחנות כוח פחמיות ומתקנים לייצור חשמל מגז טבעי. לכל אלו עשויה להיות השפעה רבה על הביקוש וההיצע לנפט וגז טבעי ולגרום לתנודתיות במחירי הנפט והגז הטבעי. בחודש פברואר 2022 פלשה רוסיה לאוקראינה והחלה במערכה צבאית אשר נכון למועד אישור הדוח טרם הסתיימה. בעקבות כך, יזמו ארצות הברית ומדינות האיחוד האירופי שורה של צעדי ענישה כלכליים כנגד רוסיה לרבות הפסקת חלק משיטופי הפעולה של חברות בינלאומיות לרבות חברות משמעותיות בתחומי הפקה של גז טבעי ונפט עם גופים רוסיים, ועוד. בהמשך לכך, נרשמה ירידה חדה בהיקף מכירות הנפט מרוסיה למדינות המערב. עקב כך ולאור

העובדה שרוסיה הינה ספקית גלובלית מרכזית של גז טבעי ונפט, חלה עלייה חדה וחרוגה במחירי הנפט והגז הטבעי העולמיים כמו כן למבצע שאגת ארי שהחל במרץ 2026 יש השפעה מהותית על מחירי הנפט והגז הטבעי.

יצוין, כי במקרה של עלייה משמעותית במחירי הנפט והגז חלה בדרך כלל גם עלייה בביקוש לספקי שירותים בתחום החיפושים וההפקה, אשר מביאה לעלייה ניכרת בעלויות הפעילויות בענף ולירידה בזמניות הקבלנים והציוד הנדרש. מגמת הירידה במחיר הנפט המשיכה גם בשנת הדוח ובמהלכה ירד מחיר הנפט בכ- 18% כך שנכון ליום 31.12.2025 נסחרה חבית נפט מסוג ברנט בכ- 61 דולר לחבית לעומת כ- 74 דולר ביום 31.12.2024. התנדויות המשמעותיות וירידות המחירים בשנת הדוח בשוק הנפט נבעו, בין היתר, מצפי לעודף היצע גדול (גידול במלאים ממדינות שאינן אופ"ק כמו ארה"ב, ברזיל וקנדה) אל מול האטה בגידול הביקוש העולמי (במיוחד בסין) והמעבר לאנרגיות מתחדשות, מה שהוביל תחזיות של ירידה במחירים למרות ניסיונות של אופ"ק לייצב את השוק באמצעות קיצוץ תפוקה.

#### **שינויים טכנולוגיים מהותיים**

7.4

בעשורים האחרונים, חלו שינויים טכנולוגיים בתחום החיפושים וההפקה של נפט וגז. שינויים אלו שיפרו את איכות הנתונים העומדים לרשות מחפשי הנפט והגז ומאפשרים זיהוי מתקדם יותר של מאגרי נפט וגז פוטנציאליים. כמו כן, שינויים אלה ייעלו את ביצוע עבודות הקידוח וההמרצה ולאור השיפורים הטכנולוגיים, ניתן כיום לבצע פעילויות בתנאים קשים יותר מבעבר. בהתאם לאמור, יכולים גופים המחפשים נפט, להשקיע מאמצי חיפוש בשטחים בהם בעבר לא ניתן היה לבצע קידוחים, או שניתן היה לבצעם אולם בעלויות גבוהות מאוד ובסיכונים גבוהים יותר. כמו כן ניתן בעזרת שיטות המרצה שונות להפיק נפט ממאגרים שבעבר ההפקה מהם הייתה לא כלכלית. קידוחי נפט נעשים בדרך כלל אנכית, בשנים האחרונות התפתחה יכולת ביצוע ערוצי קידוח (שבכוננת השותפות לבצע בקידוח מגד 6 ומגד 5) וקידוחים נטויים/ אלכסוניים ואופקיים (השותפות עשתה שימוש בטכניקה זו בקידוח מגד 4).

#### **גורמי הצלחה קריטיים בתחום**

7.5

גורמי הצלחה הקריטיים בתחום הינם:

א. איתור וקבלת זכויות לחיפושים (רכישה או הצטרפות) בשטחים בהם קיים פוטנציאל לתגלית מסחרית.

ב. יכולת גיוס משאבים כספיים ניכרים.

ג. שימוש בטכנולוגיות מתקדמות (כגון סקרים סייסמיים ותהליכי עיבוד מידע מתקדמים) וזאת לצורך איתור והכנת פרוספקטים לקדיחה וכן לצורך גיבוש תכנית פיתוח.

ד. קבלת שירותים מגופים עתירי ניסיון הפועלים בתחום לצורך ביצוע קידוחים ו/או תוכניות פיתוח מורכבים, הסתייעות בידע המקצועי שברשותם.

ה. הצלחת פעילות האקספלורציה והפיתוח.

ו. במקרה של מציאת נפט ו/או גז, התקשרות בהסכמים למכירת הנפט ו/או הגז בכמויות ובמחירים טובים.

## 7.6 שינויים במערך חומרי הגלם והספקים

עלייה או ירידה במחירי הנפט עלולה להוביל לעלייה או ירידה חדה בביקוש לספקי שירותים בתחום הנפט אשר עשויה להביא לעלייה או ירידה ניכרת בעלויות הפעילויות בענף ובזמינות הקבלנים והציוד הנדרש (ראו סעיף 11 להלן).

## 7.7 מחסומי כניסה ויציאה עיקריים

מחסומי הכניסה העיקריים לתחום הפעילות הינם הצורך בקיומה של זכות נפט (רישיון או חזקה) או בהיתר מוקדם, כתנאי לחיפוש ולהפקה של נפט וכן הסכומים הגבוהים הנדרשים להשקעות בתחום זה. כמו כן, הוחמרו התנאים להגשת בקשות לקבלת נכסי נפט והעברת זכויות בנכסי נפט בהתאם לחוק הנפט, לפרטים ראו בסעיף 12 20(ב).

לא קיימים חסמי יציאה משמעותיים מתחום הפעילות, למעט חובת פירוק מתקני ההפקה והשבת המצב לקדמותו לפני נטישת שטחי החזקות. כמו כן, קיימים חסמי יציאה ביחס להוראות הבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ והסכם השותפות המוגבלת של השותפות המגבילים את השותפות מביצוע פעולות שאינן חיפוש נפט וגז כמוגדר בהסכמים.

## 7.8 תחליפים למוצרי תחום הפעילות

נפט וגז נלווה משמשים כחומרי בעירה ונמכרים ללקוחות תעשייתיים ופרטיים. השותפות מוכרת נפט (כשקיימת הפקה בפועל) ללקוח אחד אך למיטב הערכת השותף הכללי ישנם רוכשים פוטנציאליים נוספים לנפט המופק, כך שהתלות בלקוח זה מוגבלת עד להתקשרות בהסכם רכישה עם לקוח אחר. ישנם תחליפים לנפט ולגז נלווה כגון פחם, אנרגיה הידרואלקטרית, אנרגיה סולרית, דלק-ביו וכדומה. לכל אחד מהחומרים האמורים יתרונות וחסרונות והוא כפוף לתנודתיות מחירים. המעבר בשימוש מסוג אנרגיה אחד לסוג אנרגיה אחר כרוך בדרך כלל בהשקעות גדולות. יתרונותיו העיקריים של הנפט הם הביקוש הנרחב והנגישות הקלה והיותו של הנפט Commodity (סחורה הנמכרת במחירים דומים במקומות שונים בעולם). היתרונות של גז נלווה לעומת פחם ודלקים נוזליים הם העלות הכוללת הנמוכה יותר, ניצולת גבוהה וזיהום אוויר נמוך באופן יחסי.

## 7.9 מבנה התחרות בתחום

בארץ קיימים מספר רוכשים פוטנציאליים להם יכולה השותפות למכור את הנפט המופק (בנוסף לאפשרות לייצא את הנפט). השותפות מוכרת נפט (כשקיימת הפקה בפועל) ללקוח אחד (פז בית זיקוק אשדוד בע"מ) למיטב ידיעת השותפות כמעט ולא קיימת הפקת נפט בארץ מלבד ההפקה של השותפות משדה מגד. להערכת השותפות, גם אם ימצאו מאגרי נפט נוספים לא תתקל השותפות בקשיים למכור את הנפט לאור היקפי הצריכה המקומית והעולמית והיותו של הנפט Commodity. עוד יצוין בהקשר זה כי בדיקות שנעשו על ידי מעבדה חיצונית של דגימות הנפט ממגד 5 וממגד 6 מראות כי לכל הדגימות מאפיינים דומים, כולן בעלי איכות גבוהה (API 39-40) עם מעט מאוד גופרית. השותף הכללי חתם על הסכם עם פז בית זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "הרוכש") למכירת הנפט הגולמי שיופק משדה מגד שהוארך מספר פעמים, בהסכם נקבע כי:

- א. בהסכם אפשרות יציאה מן ההסכם לשני הצדדים בסוף כל שנה.
- ב. מחיר הנפט הגולמי שישולם לשותפות מבוסס על המחיר האירופי המקובל עבור נפט גולמי מהסוג ומהאיכות של הנפט הגולמי המופק משדה מגד ובהנחה של אחוזים ספורים.
- ג. במידה ואיכות הנפט לא תהא תואמת את דגימת הנפט הגולמי ממגד 5 שהועברה לבדיקת המעבדה לפני חתימת ההסכם, ידונו הצדדים בהמשך ההתקשרות בינם הכול לפי

- האפשרות של הרוכש לקלוט ולזקק את הנפט הגולמי (בהקשר לכך יצוין כי השותף הכללי מעריך כי הנפט שיופק יהיה זהה באיכותו לנפט שהופק עד כה).
- ד. לרוכש זכות לבטל את ההסכם בגין כל הפרה של התחייבות או הצהרות הכלולות בהסכם (הצהרות בגין הבעלות על הנפט והזכות המלאה למכור את הנפט והתחייבות כי הנפט יימכר כשהוא נקי מכל שיעבוד, מס, היטל ו/או התחייבות כלשהי לרשויות ו/או לכל צד שלישי אחר).
- ה. לרוכש זכות ראשונים לרוכש את הנפט שיופק ממגד 6 בהתאם למחירים והתנאים הקבועים בהסכם.
- ו. כל צד יוכל לסיים את ההסכם בסוף כל שנה קלנדרית בהודעה מראש של 60 יום. יצוין כי אין בהסכם התייחסות לכמות מחייבת לרכישה או לפי דרישה. בפועל מאז תחילת ההסכם (כשהייתה הפקה בפועל) נמכרו כל חודש לרוכש כל כמויות הנפט שהופקו והוזרמו אליו ממיכל האחסון. נכון למועד חתימת הדו"ח הסכם מכירת הנפט טרם הוארך ובכוונת השותפות לפעול להארכתו עם חזרת ההפקה.

#### **7.10 לקוחות**

השותפות מכרה נפט ללקוח אחד (פז בית זיקוק אשדוד בע"מ). לעניין העדר תלות של שותפות בלקוח זה ראו את האמור בסעיף 7.9 לעיל.

#### **7.11 שיווק והפצה**

השותפות שכרה מיכל לאחסון הנפט המופק בכך שופרו אפשרויות השיווק של הנפט (המוזרם מהמיכל בצנרת תת קרקעית) לעומת ההובלה במיכליות המגבילה את אפשרויות השיווק והמשפיעה לרעה על המחיר הניתן להשיג לנפט.

בשל הפסקת ההפקה מקידוח מגד 5 בוטל ההסכם. עם חזרת ההפקה בכוונת השותפות לפעול להשגת מיכל אחסון לנפט שיופק.

#### **7.12 פעילות השותפות**

כפי שצוין לעיל, השותפות המוגבלת הוקמה לצורך ביצוע פעולות חיפוש והפקה של נפט וגז בישראל. במסגרת זו, פועלת השותפות בחזקת ראש העין. עיקר פעילותה של השותפות מتركזת כיום בביצוע ערוצי קידוח במגד 6 ובמגד 5 ובהשלמת קידוח מגד 8 או ביצוע קידוח חדש במגד 7. כמו כן השותפות ממשיכה לעשות מאמצים לצרף משקיעים נוספים למיזם.

8 להלן פירוט אודות נכסי הנפט של השותפות בהתאם לתקנות הדיווח:

א. חזקת ראש העין 1/11

בעקבות עדכון חלקו של המשקיע בהתאם להסכם הסיום והפשרה והסכם הגישור על כ- 2.50% מהחזקה (לפרטים ראו בראש הדו"ח להלן), מובאות להלן הטבלאות הרלוונטיות המופיעות בסעיף 8 בדו"ח התקופתי בהתאם לחלקו של המשקיע (2.5%) ולחלקה של חברת הקידוח (1.218%) בהתאם להסכמים אלו. חלקם הסופי של כל אחד מהצדדים ייקבע בהתאם לתנאי ההסכם, בהתאם לקביעת הנאמנים ובהתאם למידת השתתפותם במימון הפרוייקט. יצוין כי המשקיע וחברת הקידוח לא השתתפו בקריאות לכסף שהעבירה השותפות ובהתאם לכך נכון למועד הדו"ח חלקם של השותפים בחזקה הינו- השותפות כ-97.85%, המשקיע כ-0.906%, חברת הקידוח כ-0.245% ומילניום 1% (רישום העברות אלו כפופות לקבלת אישור הממונה). מובהר כי למיטב הבנת השותפות, כל הפעולות הנעשות בחזקה מבוצעות בהתאם להוראות הדין, לתקנות ההרשאה, להוראות הממונה ותוכניות העבודה.

<b>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</b>	
שם נכס הנפט:	שדה הנפט מגד
מיקום:	מרכז הארץ ולאורך הקו הירוק
שטח:	שטח החזקה 244 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:	חזקה 1/11 פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפוש והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	4.4.04 בתוקף מ-1.4.02
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	31.3.2032
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	31.3.2032
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט;	בכפוף להוראות חוק הנפט ב-20 שנים נוספות
ציון שם המפעיל (Operator):	גבעות עולם נפט בע"מ (השותף הכללי בשותפות)
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:	<p>גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993)- 87% (אחוז רשום האחוז בפועל הינו 97.85%)</p> <p><b>Alberta- Texas Energy Ventures Inc</b> – 12%<sup>5</sup> (אחוז רשום בלבד האחוז בפועל הינו כ- 2.5% וחברת הקידוח מחזיקה ב-1.218% (נכון למועד הדו"ח השיעור המעודכן של המשקיע עומד על כ-0.906% של חברת הקידוח על כ- 0.245% וזאת בעקבות מימוש חלקים מהמלאי ודילול חלקה בשל אי השתתפות במימון הפרוייקט). יצוין כי השותפות והמשקיע הגישו בחודש ינואר 2021 בקשה להחזרת 9.5% מהחזקה מהמשקיע לשותפות). <b>חלקם הסופי של כל אחד מהצדדים ייקבע בהתאם לתנאי ההסכם ובהתאם למידת השתתפותם במימון הפרוייקט.</b></p> <p><b>Millenium Quest PTY Ltd</b> 1%<sup>6</sup></p> <p>השותף הכללי הוא בעל השליטה בשותפות.</p>
	למיטב ידיעת השותפות במניות השותף הכללי מחזיקים ראש העין חיפושי נפט בע"מ (כ-46.5%) <sup>7</sup> , זהב ירושלים בע"מ (כ-47% (לאחר רכישת כ-13.64% מחברת טי-אוויל וגז בע"מ שבבעלות טוביה

5 לפרטים על דרישת הממונה להעברת 12% למשקיע ראו בראש הדו"ח הכספיים להלן. שינויי הזכויות בפועל כפוף לכניסת ההסכם עם המשקיע לתוקף.

6 למיטב ידיעת השותפות מר פיטר דאוור (אשר ניהל את קידוחי מגד 3, 4 ו-5 חלק מקידוח מגד 6) ואחיו הנם דירקטורים ובעלי מניות בחברה. 7 במניות ראש העין חיפושי נפט בע"מ, כפי שנמסר לשותפות, מחזיקים נפט ב.ד. בע"מ (36.6%), ש.ל.ב. השקעות בע"מ (36.6%), חברת מלון נאות דקלים בע"מ (18.44%), שמואל בקר (4.77%), אי.ב.ד. יזמות וניהול פרוייקטים בע"מ (חברה בבעלות אמיר בן דוד) (1.93%) וצמחה גבירצמן (0.8%) ושוגרמן שלומית, עופר רחל, גבירצמן חיים, גבירצמן עמירם וגבירצמן זהר יעקב (0.16% כל אחד). למיטב ידיעת השותפות, במניות נפט ב.ד. בע"מ מחזיקים נגה בן-דוד (29.0%), איתן בן-דוד (25.8%), עווד בן-דוד (25.8%) (שלושת האחרונים הינם אחים), רוני בן דוד (6.6%), שלום פרץ (6.8%) (שלום פרץ משמש כרואה החשבון של בני משפחת בן-דוד ועסקיה) וחברת קנדרה ישראל בע"מ- 6% (למיטב ידיעת השותפות בעלי המניות בחברה הינם דהוקי שלמה, דהוקי סימה, דהוקי עומרי ודהוקי עוז בחלקים שווים). במניות חברת זהב ירושלים בע"מ מחזיקים נגה בן דוד, איתן בן דוד ועודד בן דוד בחלקים שווים (שלושת האחרונים הינם אחים)

\* למיטב ידיעת השותפות, במניות ש.ל.ב. השקעות בע"מ מחזיקים שמואל בקר (ב-21.7% וכן ב-100 מניות הנהלה) ו-36 בעלי מניות נוספים, מתוכם מחזיקים ב-5% או יותר במניותיה אורה בן דוד (8.31%), עיזבן המנוח רם בן דוד ז"ל (6.85%).

<b>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</b>	
<p>לוסקין במסגרת הליך ההתמחרות בין בעלי המניות, לפרטים ראו דיווח מיום 28.1.2026 ושותפות ארץ ומלואה (כ- 6.5%)<sup>8</sup>.</p>	

8 ביום 17.11.2021 התקשר השותף הכללי בהסכם רכישת מניות בשותף הכללי עם השותפות ארץ ומלואה (שותפות לא רשומה המורכבת משלוש חברות בבעלות אנשי עסקים ישראלים שאינם קשורים לשותף הכללי ולבעלי השליטה בו) למכירת 4.6% ממניות השותף הכללי בתמורה ל- 720 אלפי דולר. בהסכם נקבע כי במקרים הבאים יהיה זכאי המשקיע לקבל מניות נוספות -

חלוף 18 חודשים מיום הפעלת ההסכם מבלי שחולקו למשקיע רווחים בסך של 180,000 דולר ארה"ב; או

חלוף 32 חודשים מיום הפעלת ההסכם מבלי שחולקו למשקיע רווחים בסך כולל של 360,000 דולר ארה"ב

בהתקיים אחד מתנאים אלו השותף הכללי ינפיק למשקיע מניות רגילות השוות ל- 2.587% מהון המניות המונפק והנפרע של החברה (על בסיס דילול מלא) כפי שהיה בסמוך לפני ההקצאה (הכוונה הינה שבתום הנפקת המניות הנוספות האמורות, ככל שהמשקיע לא דולל עובר לכך, יהיו בידי המשקיע 7.2% מהון המניות המונפק והנפרע של החברה באותה העת). בהסכם הובהר כי בעלי המניות יהיו רשאים להעביר לשותף הכללי במועדים האמורים לעיל את הסכומים האמורים לצורך חלוקת הרווחים למשקיע. מבלי לגרוע מן האמור, במקרה של ביצוע חלוקה במועדים האמורים, המשקיע לא יאזן זכאי להקצאת המניות הנוספות. מאחר ולא חולקו רווחים למשקיע בהתאם לאמור לעיל בתקופות שנקבעו בהסכם שיעור החזקה של המשקיע נכון למועד הדו"ח הינו כ- 6.5%.

בהתאם להסכם כל עוד תחזיק השותפות ארץ ומלואה מעל 2.4% ממניות השותף הכללי תהיה זכאית למנות דירקטור. ביום 24.11.2021 מונה מר גיא פלג כדירקטור מטעמה.

התמורה ממכירת המניות על פי הסכם זה בסך של 720 אלפי דולר, הועברה ישירות לחשבון השותפות כהלוואה מזכה נוספת מהשותף הכללי לשותפות.

ביום 3.2.2025 החליט הדירקטוריון לאשר גיוס מבעלי המניות בשותף הכללי בהיקף של 1.3 מיליון ש"ח לפי שווי חברה של 10 מיליון דולר (לפני הכסף). כל בעל מניות בשותף הכללי יהיה רשאי להודיע תוך 7 ימים לאחר קבלת ההחלטה באסיפה הכללית של השותף הכללי (ההחלטה אושרה באסיפה הכללית של השותף הכללי מיום 27.2.2025) על השתתפותו בהקצאה. בשלב זה משפחת בן דוד הודיעה כי לאור הצרכים הדחופים תעמיד מיידית את כל סכום ההלוואה וכל בעל מניות יוכל להשתתף בחלקו ואם לא יעשה כן משפחת בן דוד או החברות מטעמה יהיו זכאים להקצאת המניות בגין חלקו. בהקשר לכך יצוין כי מאחר ובעלי השליטה בשותף הכללי העמידו בעצמם ו/או באמצעות חברות שבשליטתם הלוואות מזכות (ולא השותף הכללי או כלל בעלי המניות בשותף הכללי בהתאם לחלקם), וועדת הביקורת והדירקטוריון (ללא השתתפות דירקטורים מטעם בעלי המניות) החליטו לקבלת חוות דעת בעניין שווי ההטבה בגין ההלוואות המזכות, הערבויות האישיות, השעבודים וכו' שהעמידו בעלי השליטה לצורך מימון פעילות השותפות. השווי שייקבע בחוות הדעת יהווה בסיס לביצוע הקצאת מניות בשותף הכללי בגובה השווי האמור ועל בסיס שווי של 10 מיליון דולר לחברת השותף הכללי (טרם ביצע ההקצאה תינתן אפשרות לבעלי המניות האחרים לקחת חלק בהעמדת ערבויות אישיות בגין חלקם ולהשתתף בהקצאה) יצוין כי הדירקטור גיא פלג מטעם השותפות ארץ ומלואה התנגד לקביעת השווי של 10 מיליון דולר ודרש לבצע הערכת שווי.

<b>חזקת ראש העין 1/11</b>	
<b>פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט</b>	
-	<b>עבור החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:</b>
אחזקה ישירה על ידי השותפות ב- 95.282% מהחזקה. לפרטים על הסכם הסיום והפשרה שנחתם עם המשקיע והאפשרויות לשינויים בחלקו <a href="#">ראו ביאור 13ג1 בדוחות הכספיים להלן.</a>	<b>תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:</b>
שיעור ההשתתפות האפקטיבי של התאגיד המדווח בהכנסות מנכס הנפט- עד להחזר השקעה לבעלי היחידות בסכום של 42 מיליון דולר- 83.37% (בהתאם לחוק הנפט 12.5% תמלוג למדינה וללא תשלומי תמלוג לשותף הכללי בהתאם להסכם השותפות המוגבלת). לאחר החזר של 42 מיליון דולר ועד החזר השקעה של 125.6 מיליון דולר- 80.51% (בהתאם לחוק הנפט 12.5% תמלוג למדינה ו-3% תמלוג לשותף הכללי בהתאם להסכם השותפות המוגבלת). לאחר החזר של 125.6 מיליון דולר – 78.61% (בהתאם לחוק הנפט 12.5% תמלוג למדינה ו-5% תמלוג לשותף הכללי בהתאם להסכם השותפות המוגבלת).	<b>ציון החלק האפקטיבי המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט :</b>
חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט בחמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח- 49,525 אלפי דולר.	<b>סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):</b>

### **עיקר תנאי חזקת ראש העין**

1

בתנאים המיוחדים הנלווים לשטר החזקה נקבע, בין היתר, כי שטר החזקה ניתן לשם הפקת נפט בלבד וכי לא יעשו שימושים אחרים בשטח החזקה בקרקע ובתת הקרקע בתחום שטח החזקה. עוד נקבע בתנאים המיוחדים כי בעלת החזקה תפיק את הנפט בשקידה ראויה וכי תציג דו"ח התנהגות המאגר בסוף כל שנת הפקה וכן חובת ייצוג על ידי מפעיל (המפעיל כיום הינו השותף הכללי) לפרטים ראו סעיף 6.8 לעיל.

כמו כן, נקבע כי על בעלת החזקה להציג לאישור הממונה על עניני הנפט הוכחה לקיום ביטוח בהיקף שיסכה נזקים לסביבה היבשתית כתוצאה מפעולות המתבצעות במסגרת החזקה. ביטוח מתאים יהיה בתוקף במשך כל תקופת החזקה ועד להשלמת פעולות הנטישה. פוליסות הביטוח יוצגו לממונה על עניני הנפט לפני כל קידוח חדש ולפני תחילתן של פעולות התקנת ציוד הפקה ומתקניו ולפני תחילת פעולות הנטישה של החזקה. עוד נקבע בתנאים המיוחדים כי שלוש שנים לאחר תחילת ההפקה, תגיש בעלת החזקה לממונה על עניני הנפט תכנית נטישה ואומדן העלויות של ביצוע תכנית זו. העלויות יכללו איטום הקידוחים ופרוק המתקנים והצגת שהוקמו לצרכי הפקה.

גובה הערבות שתינתן לבצוע תכנית הנטישה ומועדי הפקדתה יקבעו על ידי הממונה במועד אישור תכנית הנטישה והוא רשאי לשנות את גובה הערבות במשך תקופת החזקה אם ישנו העלויות לביצוע תכנית הנטישה.

זכויות השותפות כאמור בחזקת ראש העין רשומות בשטר החזקה ובפנקס הנפט. כמו כן, קיימת התחייבות של בעלי ענין בשותפות (משפחת בן דוד), שטרם נתקבל האישור למימושה, להעביר לשותפות את זכויותיהם על פי כתב זכות סירוב ראשונה לגבי שטח ראש העין מזרח שממזרח ל"קו הירוק". הזכויות האמורות אינן

מהוות חלק מאחזקת השותפות בחזקה.  
לפרטים על תנאי החזקה החדשים שהעביר הממונה ראו בסעיף 16.7 להלן.

## **תוכניות הפיתוח שהוגשו לממונה**

2

השותפות הגישה תוכנית פיתוח של שדה מגד שהוכנה עבור השותפות ע"י חברת Baker RDS Limited ושהועברה לאישור מקדים של משרד התשתיות. ביום 30.1.2012 התקבל מכתב מאת הממונה על ענייני הנפט שכותרתו "אישור תכנית פיתוח שדה מגד".  
במכתב מודיע הממונה כי:

**"במענה לפנייתך מ-26/11/11 הריני לאשר תכנית פיתוח שדה מגד כפי שהוגשה בדו"ח של חברת Baker RDS "Meged Field-Field Development Plan" ומתייחסת לשלב פיתוח השדה הכולל הפקה בקידוח הקיים מגד-5 וקידוחים מתוכננים מגד-6 – מגד-14".**

בהתאם לתנאי החזקה על השותפות להגיש תוכנית פיתוח נוספת בתוך 16 חודש מיום קבלת תנאי החזקה (20.11.2020) או 6 חדשים מהשלמת מבחני הפקה במגד 6 לפי המאוחר מבניהם.

## **רשיון מכבי**

3

ביום 8.8.2012 הגישה השותפות בקשה לקבלת חזקה ברשיון מכבי ולא יחוד פעולות ובקשה חילונית להוספת חלק משטח רשיון מכבי (שבו להערכת השותפות משתרע שדה הנפט מגד בתוך שטח הרשיון) בתמורה להחזרת חלק משטח חזקת ראש העין (שלהערכת השותפות נמצא מחוץ לגבולות שדה מגד). ביום 26.8.2012 ביקש הממונה לקבל נתונים ועיבוד וניתוח מידע נוספים כדי שיוכל לדון בבקשה. השותפות הגישה לממונה את החומר הנוסף שבוקש, נכון למועד הדו"ח טרם התקבלה תשובת הממונה. בישיבת מועצת הנפט שהתקיימה ביום 15.1.2013 המליצה המועצה לשר להוסיף חלק משטח רשיון מכבי לחזקת ראש העין בהתאם לסעיפים 48 ו- 49 לחוק הנפט. כמו כן, לשם עמידה במגבלות השטח הקבועות בחוק, ממליצה המועצה לגרוע שטח בגודל דומה מחזקת ראש העין. השטח שעליו הומלץ כי יתווסף לחזקת ראש העין, הינו שטח שהומלץ מבחינה גיאולוגית בהתאם לעמדת גורמי המקצוע והוועדה המקצועית (ולא כל השטח שהתבקש מלכתחילה על ידי גבעות עולם).  
השותפות טרם קיבלה את החלטת השר בעניין ואת היקף השטחים שיוחלפו כאמור.

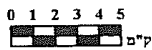
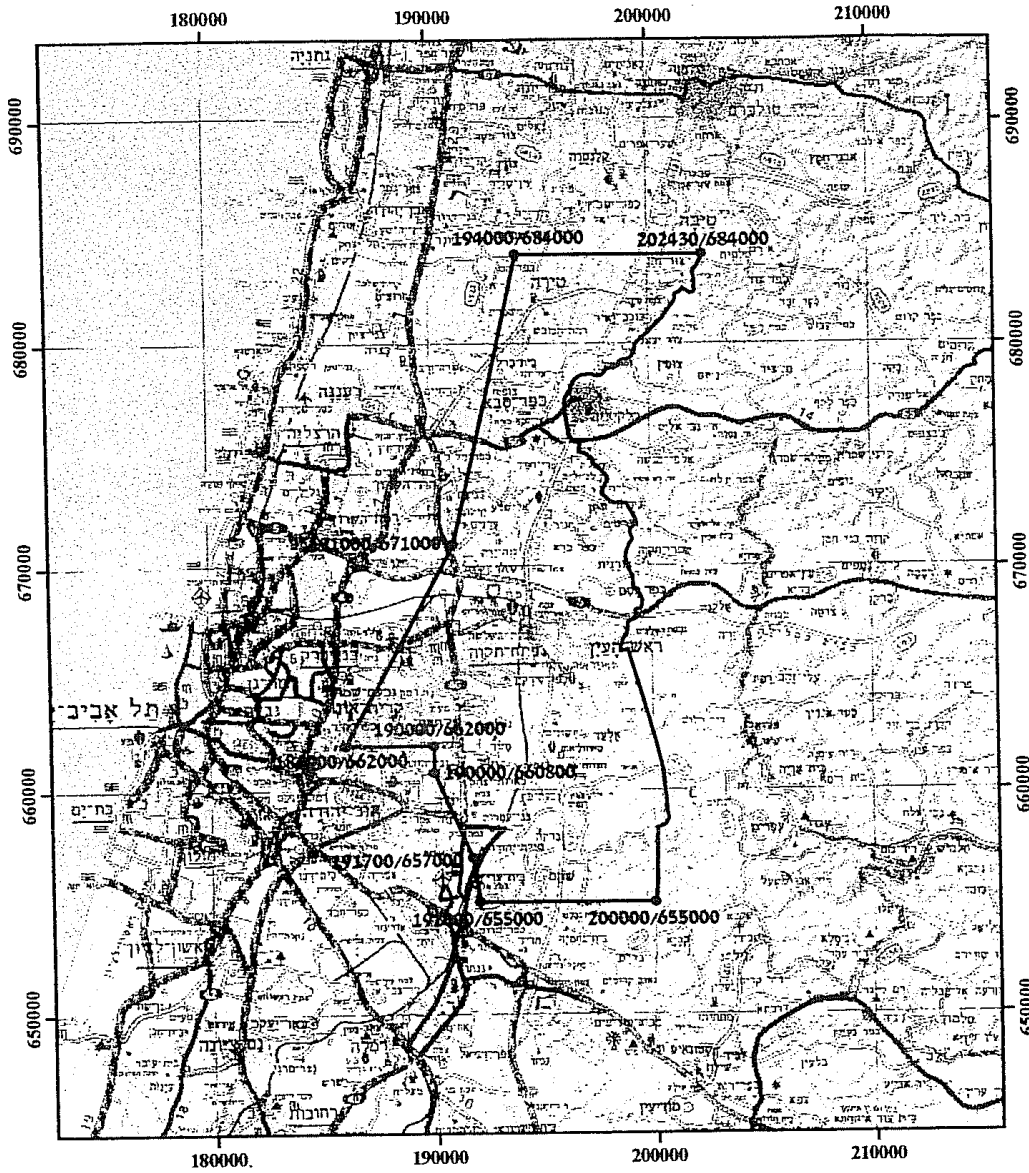
ביום 9.12.2014 התקבל מכתב מאת הממונה על ענייני הנפט בו נכתב כדלקמן:

**"הריני להודיע על פקיעתו של רשיון " מכבי" /330. הרישיון פקע ביום 15/06/13".**

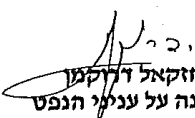
עמדת השותף הכללי והנהלת השותפות הינה כי, בקשתם להחלפת שטחים שאושרה עקרונית על ידי מועצת הנפט אמורה להיות מאושרת על ידי השר. בכוונת השותפות לפעול יחד עם המפעיל, ככל שימונה (לפרטים ראו סעיף 6.8 לעיל), מול הממונה לקבלת האישור כאמור נכון למועד הדו"ח טרם נעשתה פניה לממונה בנושא זה. למיטב ידיעת השותפות, בחודש אפריל 2017 פירסם הממונה מודעה בעניין בקשה לרישיון חיפוש נפט המשתרעת בחלקה על שטח רשיון מכבי, השותפות פנתה לממונה בנדון, ובתשובת הממונה הובהר כי במידה ומועצת הנפט תמליץ לו על הענקת הרישיון, גבולותיו ישונו כך שלא תחול חפיפה עם מאגר מגד.

להלן מובאת מפת שטח החזקה שצורפה לשטר החזקה, כמו כן ראו את מיקומי הקידוחים ואת התפרשותן של שדה מגד ברשיון ובחזקה במפה שבסעיף 2 לעיל.

חזקה I/11 "ראש העין"  
כ- 243,000 דונם



קנ"מ: 1 : 250,000

  
 דר' יחזקאל דולקמן  
 הממונה על ענפי הנפט

ירושלים, י"ט בניסן תשס"ב  
 1 באפריל 2002

(ד)

לעניין עמידה בתנאי תכנית העבודה בחזקה יודגש כי לתנאי החזקה צורפו כנספח ב' לוח זמנים כללי לפיתוח חזקת ראש העין כמתואר בשנת 2022 בטבלה זו. בשל העיכובים בקידוח מגד 6 הגישה השותפות לממונה לוח זמנים מעודכן (כמתואר בשנת 2026 בטבלה (ו) להלן).

תיאור רכיבי תכנית העבודה שטרם קוימו בתקופה	תיאור רכיבי תוכנית העבודה שקוימו בתקופה	תיאור תוכנית העבודה שנקבעה לתקופה	תקופה
<p>לא הושלם שלב השלמת הבאר וביצוע מבחני ההפקה</p> <p>בכוננת השותפות לבצע ניסיון להפקה משכבות נמוכות יותר במגד 5</p> <p>קבלת היתרי בניה במגד 5 ותב"ע במגד 6 ומגד 8</p> <p>קידוח אלכסוני מגד 8</p>	<p>סיום שלב הקדיחה בבאר</p> <p>בוצעו פעולות להשלמת הבאר</p> <p>ניסיון להחזרת הפקה מגד 5 משכבה 8.</p> <p>קידום קבלת היתרי בניה במגד 5 וקידום תב"ע במגד 6 ומגד 8</p>	<p>ביצוע קידוח עוקף מגד 6</p> <p>השלמת הבאר ומבחני הפקה מגד 6</p> <p>ניסיון להחזרת הפקה מגד 5 משכבה 8.</p> <p>קידום קבלת היתרי בניה במגד 5 וקידום תב"ע במגד 6 ומגד 8</p> <p>קידוח אלכסוני מגד 8</p>	2022
<p>סיום ביצוע ערוץ קידוח במגד 6</p> <p>ביצוע ערוץ קידוח במגד 5.</p> <p>קבלת היתרי בניה במגד 5 ותב"ע במגד 6 ומגד 8</p> <p>קידוח חדש</p>	<p>בוצע ניקוי בבאר ונקדח ערוץ קידוח לאורך של כ-330 מטרים</p> <p>קידום קבלת היתרי בניה במגד 5 בהתאם להוראות הוועדה.</p>	<p>ניקוי הבאר וביצוע ערוץ קידוח במגד 6</p> <p>ביצוע ערוץ קידוח במגד 5.</p> <p>קידום קבלת היתרי בניה במגד 5 וקידום תב"ע במגד 6 ומגד 8</p> <p>קידוח חדש</p>	2023
<p>ביצוע ערוץ קידוח במגד 6</p> <p>אטימת מקטע b8 וביצוע ערוץ קידוח במגד 5. הכנת תוכנית פיתוח שדה מגד</p> <p>קבלת היתרי בניה במגד 5 וקידום תב"ע במגד 6 ומגד 8</p>	<p>ביצוע מודל גיאומכני ע"י Schlumberger</p> <p>ביצוע Feasibility Study ע"י Schlumberger על בארות מגד 6 ומגד 5 קבלת תחזית הפקה מהבארות והכנת טיטות תוכניות קידוח</p> <p>עבודה שוטפת מול הוועדה לקידום היתר הבניה במגד 5</p>	<p>ביצוע מודל גיאומכני ע"י Schlumberger</p> <p>ביצוע Feasibility Study ע"י Schlumberger על בארות מגד 6 ומגד 5 קבלת תחזית הפקה והכנת תוכניות קידוח</p> <p>ביצוע ערוץ קידוח במגד 6</p> <p>אטימת מקטע b8 וביצוע ערוץ קידוח במגד 5.</p> <p>הכנת תוכנית פיתוח שדה מגד</p> <p>קידום קבלת היתרי בניה במגד 5 וקידום תב"ע במגד 6 ומגד 8</p>	2024

תיאור רכיבי תכנית העבודה שטרם קוימו בתקופה	תיאור רכיבי תוכנית העבודה שקוימו בתקופה	תיאור תוכנית העבודה שנקבעה לתקופה	תקופה
ביצוע ערוץ קידוח במגד 6 אטימת מקטע b8 וביצוע ערוץ קידוח במגד 5. הכנת תוכנית פיתוח שדה מגד קבלת היתרי בניה במגד 5 וקידום תב"ע במגד 6 ומגד 8	עבודה שוטפת מול הוועדה לקידום היתר הבניה במגד 5	ביצוע ערוץ קידוח במגד 6 אטימת מקטע b8 וביצוע ערוץ קידוח במגד 5. הכנת תוכנית פיתוח שדה מגד קידום קבלת היתרי בניה במגד 5 וקידום תב"ע במגד 6 ומגד 8	2025

**עמידת התאגיד בתנאי תוכנית העבודה המחייבת** (ה)

בעקבות החלטת שר האנרגיה, השותפות פעלה לעמידה בתנאים שקבע השר כאמור לעיל. לתנאי החזקה צורפו כנספח ב' לוח זמנים כללי לפיתוח חזקת ראש העין כמתואר בשנת 2022 בטבלה (ד) לעיל. בשל העיכובים בקידוח מגד 6 הגישה השותפות לאישור הממונה לוח זמנים מעודכן (כמתואר בשנת 2026 בטבלה (ו) להלן).

(i) **תכנית עבודה בפועל ומתוכננת בחזקה**

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקת ראש העין בשלוש השנים האחרונות וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות: יובהר כי המשקיע וחברת הקידוח לא השתתפו במימון בהתאם לקריאות לכסף שהעבירה השותפות. בהתאם לאמור השותפות נשאה בכל עלויות המימון אך בכוונתה לדלל את אחזקות המשקיע וחברת הקידוח בהתאם להסכם וזאת לאחר קבלת החלטת הנאמנים על שיעור האחזקות המדויק של הצדדים. מובהר כי השותף הכללי אינו מקבל דמי מפעיל וכי עם מינוי מפעיל ישולמו דמי המפעיל בהתאם להסכם שייחתם עימו.

<b>חזקת ראש העין</b>			
<b>תקופה</b>	<b>תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה / תיאור תמציתי של תוכנית העבודה המתוכננת</b>	<b>עלות כוללת בפועל / תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (אלפי דולר)</b>	<b>חלקם האפקטיבי של מחזיקי הזכויות ההונית של השותפות בעלות / תקציב (אלפי דולר). החלק האפקטיבי בתקציב כולל את חובת תשלום דמי המפעיל והנשיאה בחלקה של מילניום נוסף על שיעור השותפות בנכס הנפט.</b>
2023	סיום השלמת הבאר מגד 6	5,321	5,123
	קידום קבלת היתרי בניה במגד 5 וקידום תב"ע במגד 6 ומגד 8	11	10.5
2024	ביצוע Feasibility Study ע"י Schlumberger על בארות מגד 6 ומגד 5 והכנת תוכניות קידוח	215	207
2025	עבודה שוטפת מול הוועדה לקידום היתר הבניה במגד 5	-	-
2026	ביצוע ערוץ קידוח במגד 6 אטימת מקטע b8 וביצוע ערוץ קידוח במגד 5. קידום קבלת היתרי בניה במגד 5 וקידום תב"ע במגד 6 ומגד 8	9,000 7,770 30	8,806 7,603 29

**אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד** – הערכת השותפות כאמור לעיל לעניין עלויות ולוחות זמנים של הפעולות המתוכננות בחזקת ראש העין והעמידה בהם, הינה מידע צופה פני עתיד, המבוסס על תוכנית העבודה שהוגשה ועל החלטת שר האנרגיה והערכות ראשונות של השותף הכללי לגבי עלויות פעולות הקידוח והאופרציה. לוחות הזמנים והעלויות בפועל עשויים להיות שונים מההערכות לעיל והם מותנים, בין היתר, בהשגת המימון הנדרש, בעדכון של לוחות הזמנים בתוכנית העבודה, בהשלמת התכנון המפורט של מרכיבי הפרויקט אשר טרם בוצעו, בקבלת הצעות מקבלנים, בשינויים בשוק הספקים וחומר הגלם בעולם כגון מתכות וכיו"ב.

(ז) גילוי לעניין שיעור ההשתתפות האפקטיבי בהוצאות ובהכנסות בשדה מגד

<u>שדה מגד</u>			
<u>הסברים</u>	<u>שיעור מגולם ל- 100%</u>	<u>אחוז</u>	<u>שיעור ההשתתפות</u>
<p><u>השותפים הנוספים בחזקה (בכפוף לאישור הממונה) הינם-</u></p> <p><b>Alberta- Texas Energy Ventures Inc</b> – 2.50%<sup>9</sup></p> <p>1.218% -Daflog S.R.L</p> <p>1% <b>Millenium Quest PTY Ltd</b></p>	100%	97.753%	<p><u>החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בנכס הנפט</u></p>
<p><u>בהתאם לתשלומי התמלוג לשותף הכללי כמפורט לעיל. ראה תחשיב בטבלה להלן</u></p>	<p>א. (83.37%)</p> <p>ב. (80.51%)</p> <p>ג. (78.61%)</p>	<p>עד להחזר השקעה לבעלי היחידות בסכום של 42 מיליון דולר- <b>83.37%</b></p>	<p><u>החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בהכנסות מנכס הנפט</u></p>
<p><u>ראה תחשיב בטבלה להלן</u></p>	100%	97.459%	<p><u>החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש בנכס הנפט</u></p>

9 לפרטים על הסכם הסיוע והפשרה והסכם הגישור שנחתם עם המשקיע וחברת הקידוח ראו ביאור ג3 להלן. נכון למועד הדו"ח טרם העבירו הנאמנים את אחוז האחזקות המדויק של הצדדים בעקבות מימוש המלאי ושיעור ההשתתפות של הצדדים בקריאות לכסף שהעבירה השותפות.

(ח)

ביאור לחישוב החלק האפקטיבי המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מהחזקה

<u>שדה מגד</u>		
<u>פריט</u>	<u>אחוז לאחר החזר השקעה</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים (לרבות ניכוי הוצאות ואחרים) (הפניה לתיאור ההסכם)</u>
<u>הכנסות שנתיות תיאורטיות של נכס נפט</u>	100%	
<u>פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר התגלית) ברמת נכס הנפט:</u>		
<u>המדינה</u>	(12.5%)	בהתאם לחוק הנפט
<u>חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים-תמלוג לשותף הכללי</u>	א. (0%) ב. (3%) ג. (5%)	בהסכם השותפות המתוקן נקבע כי התמלוג שישולם לשותף הכללי יעמוד על- א. עד להחזר השקעה לשותף המוגבל בסך 42 מיליון \$ תמלוג העל לא ישולם ויעמוד על 0%. ב. מתחילת השנה שהחזר ההשקעה לשותף המוגבל יעמוד על מעל 42 מיליון \$ - ישולם תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 3% ג. לאחר החזר השקעה של 125.6 מיליון \$ ישולם תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 5% מפי הבאר
<u>סה"כ</u>	א. (12.5%) ב. (15.5%) ג. (17.5%)	בהתאם לתשלומי התמלוג לשותף הכללי כמפורט בשורה מעל.
<u>הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט</u>	א. (87.5%) ב. (84.5%) ג. (82.5%)	בהתאם לתשלומי התמלוג לשותף הכללי כמפורט לעיל.
<u>חלק המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)</u>	97.459%	התחשיב נעשה טרם קבלת שיעור האחזקות של הצדדים מהנאמנים וטרם דילולו חלקם של המשקיע וחברת הקידוח. בהתאם להסכם הגישור (טרם ביצוע הדילולים כאמור לעיל) המשקיע מחזיק 2.5%, חברת הקידוח 1.218% וחברת מילניום מחזיקה ב-1% מהחזקה.
<u>סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות האפקטיבי, ברמת נכס הנפט</u>	א. (83.37%) ב. (80.51%) ג. (78.61%)	בהתאם לתשלומי התמלוג לשותף הכללי כמפורט לעיל.

החיפוש, הפיתוח וההפקה בחזקה

<u>חזקת ראש העין 1/11</u>		
<u>הסבר תמציתי כיצד מחושב התמלוגים או התשלום (וכן הפניה לתיאור ההסכם)</u>	<u>אחוז</u>	<u>פריט</u>
	100%	<u>הוצאות תיאורטיות במסגרת תוכנית העבודה של נכס הנפט (ללא תמלוגים האמורים)</u>
<u>פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:</u>		
בהתאם להסכם השותפות המוגבלת המתוקן ככל שימונה מפעיל במקום השותף הכללי הוא יהיה זכאי לדמי מפעיל של עד 4%.	100%	<u>המפעיל</u>
	100%	<u>סה"כ שיעור ההוצאות האפקטיבי ברמת נכס נפט</u>
השותפות מחזיקה ב-95.56% מחזקת ראש העין המשקיע מחזיק 2.50%, חברת הקידוח- 1.218% (ההעברות הנ"ל כפופות לאישור הממונה. התחשיב נעשה טרם קבלת שיעור האחזקות של הצדדים מהנאמנים וטרם דילולו חלקם של המשקיע וחברת הקידוח) וחברת מילניום מחזיקה ב-1% מהחזקה. השותפות נשאה בשנת הדיווח גם בחלקם של שאר השותפים בחזקה. כמו כן השותפות נשאה בחלקה של מילניום בהוצאות קידוח מגד 5 והמבחנים ובהוצאות קידוח מגד 6 והשלב הראשון בקידוח מגד 8 לפרטים ראו ביאור סעיף 13.7 להלן.	97.459%	<u>חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)</u>
	97.459%	<u>סה"כ חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההוצאות האפקטיבי, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)</u>
<u>פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות. (האחוזים להלן יחושבו בהתאם לחלקה של השותפות בנכס הנפט): אין תשלומים כאמור בשותפות</u>		
	97.459%	<u>החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש בנכס הנפט.</u>

**תגמולים ותשלומים ששולמו (באלפי דולר) במהלך פעילות חיפוש, פיתוח והפקה בנכס הנפט**

(י)

<u>מתוכו, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למדינה</u>	<u>מתוכו, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל</u>	<u>סה"כ חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט<sup>[1]</sup></u>	
<u>17</u>	<u>261</u>	<u>18,604</u>	<u>תקציב שהושקע בפועל בשנת 2022 (לרבות התשלומים האמורים)</u>
<u>0</u>	<u>152</u>	<u>6,590</u>	<u>תקציב שהושקע בפועל בשנת 2023 (לרבות התשלומים האמורים)</u>
<u>0</u>	<u>0</u>	<u>1,308</u>	<u>תקציב שהושקע בפועל בשנת 2024 (לרבות התשלומים האמורים)</u>
<u>0</u>	<u>0</u>	<u>1,336</u>	<u>תקציב שהושקע בפועל בשנת 2025 (לרבות התשלומים האמורים)</u>

**(יא) תיאור הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט**

ביום 2.9.2018 אישרה האספה הכללית את הסכם התפעול והסכם למכירת 40% מהחזקה בתמורה ל-50 מיליון דולר לחברת Alberta Texas- Energy Ventures Inc ( "המשקיע" ) וכן את הסכם התפעול המשותף לפיו חברה מטעם המשקיע תמונה למפעיל. המשקיע לא עמד בתשלומים שנקבעו בהסכמים והצדדים חתמו על הסכמי ביניים. בעקבות דרישת הממונה העבירה השותפות 12% מהחזקה על שם המשקיע. ביום 24.6.2020 חתמה השותפות על הסכם סיום ופשרה עם המשקיע לפיו סוכם על הקטנת חלקו של המשקיע בחזקה, מינוי גבעות עולם כמפעיל, נקודות שיהוו בסיס להסכם תפעול משותף חדש ועל ביטול ההסכמים שנחתו בין הצדדים. המשקיע לא שילם באופן שוטף את כל התשלומים עבור פעולות הקידוח שבוצעו באתר מגד 8 בהן היה אמור לשאת וביום 5.4.2020 הוגשה בקשה לאכיפת שעבוד מלאי השותפות ע"י חברת Daflog SRL (להלן "חברת הקידוח") הצדדים הופנו על ידי בית המשפט להליך גישור ובמסגרתו הגיעו להסכמות וחתמו ביום 24.12.2020 על ההסכמים הבאים (ליתר הרחבה על ההסכמים [ראו בביאור 3 בדוחות הכספיים להלן](#))-

[1] לרבות עלויות חיפוש שובגין משולמים לתשלומים למפעיל. בשנת 2021 השותפות נשאה בפועל בכל סכום ההשקעה ולכן יתר המשקיעים בחזקה דוללו בהתאם (למעט מילניום שאיתה קיים הסכם נשיאה בעלויות). לפיכך ההשקעה בנכס הנפט מוצגת בסכום המלא.

## א. הסכם הגישור

1. הצדדים חתמו על הסכם גישור שמטרתו להביא לתשלום החוב של המשקיע לחברת הקידוח ולסילוק של כל טענות הצדדים זה כנגד זה ביחס לחוב ולשעבוד מלאי השותפות.
2. בהסכם נקבע כי החוב ישולם באופן הבא –
  - א. המשקיע ישלם לחברת הקידוח סך כולל של \$650,000 בפריסה לתשלומים שתסתיים עד חודש מרץ 2021 ויהיה זכאי לאחר ביצוע תשלומים אלו ל-0.52% בחזקה; בהסכם הסיום והפשרה שנחתם עם המשקיע הוסכם העיקרון שתשלומים שישולמו ע"י המשקיע לבעלי החובות בגין קידוח מגד 8, הן בכסף והן בשווה כסף, יזכו את המשקיע באחוז בחזקה לפי מפתח הרכישה 1% עבור 1.25 מיליון \$ (להלן: "נוסחת הבסיס").
  - ב. יתרת החוב תשולם על דרך העברה של 1.218% מהזכויות בחזקה שמוחזקות על ידי המשקיע לחברת הקידוח (העברה זו נחשבת כתשלום של המשקיע בגין הוצאות קידוח מגד 8 ולכן תזכה אותו בד בבד לקבלת 1.218% בחזקה מהשותפות);
  - ג. חברת הקידוח תהא רשאית לממש את המלאי שותפות ששועבד,
  - ד. השעבוד הסתיים ב-30.9.2021 ולאחר מכן כל ציוד שלא נמכר (חברת הקידוח מימשה ציוד בסכום של כ-1,156 אלפי דולר) הוחזר לשותפות ללא תמורה.

3. הצדדים ישתתפו בקריאות לכסף שיוציא השותף הכללי כמפעיל, כאשר בהסכם הגישור נקבעו מועדים ספציפיים ביחס לשתי הקריאות הראשונות- דצמבר 2020 (השותפות שלחה קריאה לכסף לצדדים בסכום של 3.5 מיליון דולר דהיינו על המשקיע להשתתף בסכום של 87,500 דולר (סכום זה הועבר לשותפות בחודש פברואר 2021) ועל חברת הקידוח להשתתף בסכום של 42,630 דולר (הסכום לא שולם) השותפות שלחה קריאות לכסף לצדדים בהתאם להשקעות שביצעה בפועל בסכום כולל של כ-51 מיליון דולר. בהסכם נקבע כי אי השתתפות אחד הצדדים תביא לדילולו לפי שוויה של השותפות בבורסה במועד הקריאה לכסף. נכון למועד הדו"ח המשקיע וחברת הקידוח לא העבירו את חלקם בגין דרישות התשלום שהעבירה השותפות ובכוננת השותפות לדלל את חלקם בהתאם למנגנון האמור לעיל.
4. נקבע מנגנון התחשבות, לפיו כל העברה של זכויות בחזקה (למעט ההעברה הראשונית של 9.5% מהמשקיע לשותפות שנחתמה ותוגש לאישור הממונה באופן מיידי) תירשם "על הנייר" בתיאום של שלושת הצדדים, כאשר רק ביום 30.9.2021 תבוצע התחשבות סופית ע"י הנאמנים של הצדדים ויוגשו בקשות מתאימות לממונה לביצוע העברות הזכויות השונות בין הצדדים. נכון למועד הדו"ח טרם התקבלה החלטת הנאמנים בנדון וטרם הוגשו הבקשות המתאימות לממונה.
5. כמו כן נקבע מנגנון של יישוב סכסוכים, אשר יופנו לבוררות מהירה אצל המגשר.

## ב. הסכם האופציה

1. השותפות קיבלה אופציה לפיה תהא רשאית לרכוש את כל הזכויות של המשקיע וחברת הקידוח עד ליום 15.10.2021 לפי "נוסחת הבסיס". השותפות לא מימשה את האופציה האמורה.

## ג. הסכם הנאמנות

1. לצורך הוצאה לפועל של מנגנון ההתחשבות שבהסכם הגישור בגין החלקים בחזקה שיועברו לכל אחד מהצדדים בעקבות תשלומים שיבצע המשקיע ו/או בעקבות מלאי שתרכוש השותפות מחברת הקידוח (ראו בסעיף א(4) לעיל), הוסכם כי עורכי הדין של הצדדים ישמשו כנאמן משותף לביצוע הרישומים הנדרשים במהלך תקופת הסכם הגישור ועד למועד ההתחשבות הסופית ביום

30.9.2021, כאשר נקבע בהסכם כי כל רישום של פעולה תבוצע בהסכמה מלאה. ההעברות של חלקים מהחזקה יבוצעו על ידי הנאמנים לאחר סיום ההתחשבות. נכון למועד הדו"ח טרם העבירו הנאמנים את שיעור האחזקות הסופי של כל אחד מהצדדים.

2. כמו כן נקבע מנגנון יישוב סכסוכים, לפיו אי הסכמה של אחד הצדדים תובא בפני המגשר.

השותפות מבקשת להבהיר כי בהתאם לאמור לעיל העברת חלקים מהחזקה למשקיע או לחברת הקידוח אמורה הייתה להיעשות ביום 30.9.2021 בדרך של הגשת בקשות העברה מתאימות לאישור הממונה על ענייני הנפט ובכפוף לאישורו.

בקשות העברה אלו יהיו בהתאם למנגנון ההתחשבות כמתואר לעיל ויעוברו לאישור הממונה רק לאחר הסכמת כל הנאמנים כאמור בסעיף ג(1) לעיל. נכון למועד הדו"ח טרם התקבלה החלטת הנאמנים בנדון וטרם הוגשו הבקשות המתאימות לממונה.

#### ד. הסכם התפעול המשותף ("**Joint Operating Agreement**" או "**JOA**")<sup>10</sup>.

1. הסכם זה מחליף ומבטל את הסכם התפעול המשותף הקודם שנחתם כאמור לעיל עם המשקיע. בהסכם נקבע כי זכויות הצדדים הינם השותפות (95.282%), המשקיע (2.50%), חברת הקידוח (1.218%) וחברת מילניום (1%). מובהר כי ההסכם כולל הצהרה של השותפות, חברת הקידוח והמשקיע כי הם מחויבים להסכם גם במידה ומילניום לא תחתום על הסכם התפעול. מטרת ההסכם היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי החזקה.

#### א. תוקף ההסכם

ההסכם יעמוד לתוקף ממועד חתימתו ועד (1) מועד פקיעת החזקה ושחרור כל העובדים והציוד וחתימת הצדדים על הסכם סיום (לרבות החלטה משותפת על החזרת החזקה). (2) הודעת השותפות על צירוף משקיע לחזקה או מינוי מפעיל אחר והחלטה על החלפת הסכם התפעול ובתנאי שזכויות המשקיע וחברת הקידוח לא יפגעו.

#### ב. אופן ההתחשבות

אלא אם כן נקבע אחרת ב-JOA, כל הזכויות והאינטרסים בנכסי הנפט, ברכוש המשותף ובכל הפחמימנים (Hydrocarbons) שיופקו מהם, יהיו בכפוף לתנאי נכסי הנפט והכללים החלים עליהם ובהתאם לשיעורי השתתפות הצדדים בנכסי הנפט. כמו כן, התחייבויות הצדדים על-פי ה-JOA ותנאי נכסי הנפט וכל חביונות והוצאות שהוצאו או נתחייבו על-ידי המפעיל בקשר עם הפעולות המשותפות וכל ההכנסות, יישאו בהם הצדדים, בינם בין עצמם, בהתאם לשיעורי ההשתתפות שלהם בחזקה. כל צד ישלם במועד, את חלקו בקריאות לכסף שישלח המפעיל. תשלומים על-ידי צד של חיוב כלשהו על-פי ה-JOA אינם שוללים את זכותו לחלוק על אותו חיוב לאחר מכן.

#### ג. זהות המפעיל, זכויותיו וחובותיו

בכפוף לתנאי ה-JOA מונתה השותפות למפעיל אשר הוקנו לו כל הסמכויות והחובות בקשר לניהול ענייני העסקה המשותפת. המפעיל אחראי באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות. המפעיל רשאי להעסיק קבלני משנה ו/או סוכנים לביצוע פעולות משותפות כאמור. המפעיל יהיה אחראי, בין היתר, להכנת תוכניות העבודה, התקציבים

<sup>10</sup> השותפות העבירה את הסכם התפעול המשותף לחתימתה של חברת מילניום המחזיקה ב-1% מהחזקה ונכון למועד הדו"ח לא התקבלה חתימתה. מובהר כי למיטב הבנת השותפות, אין לה חשיפה כתוצאה מאי חתימתה של מילניום על הסכם התפעול, וכן אין לכך השלכות על הכנסות השותפות ו/או להגבלת פעולותיה של השותפות בחזקה לפרטים ראו בסעיף 7.2.4 בתשקיף המדף מיום 30.8.2020. מילניום טוענת כי על פי ההסכם עם השותפות, עד השלמת באר מגד 8 היא אינה צריכה לשאת בהוצאות כמו גם בהכנסות. השותפות בוחנת את העמדה ותחליט כיצד לפעול בעניין.

וההרשאות לתשלום, לייצג את הצדדים מול הרשויות, לביצוע תוכנית העבודה על-פי אישור ועדת התפעול, לתכנון ולהשגת כל האישורים והחומרים הדרושים לביצוען ומתן שירותי ייעוץ ושירותים טכניים כנדרש לצורך ביצוע יעיל של התפעול המשותף ולקביעת נהלים ותוכניות בטיחות. בניהול הפעולות המשותפות יהיה המפעיל חייב, בין השאר, לבצע את הפעולות המשותפות בהתאם לתנאי נכסי הנפט והכללים החלים עליהם, ה-JOA והוראות ועדת התפעול. המפעיל יבצע את תפקידיו בשקיפה ראויה ובהתאם לנהלים מקובלים בתחום הנפט. המפעיל ידאג לכיסוי ביטוחי כנדרש, בשטר החזקה, בחוק או כפי שידרשו הרשויות, ביטוח צד ג' וביטוחים שידרש לרכוש בהתאם להחלטת וועדת התפעול עבור כל השותפים בחזקה. המפעיל, לאחר קבלת הודעה מוקדמת סבירה, ירשה לנציגי כל צד בכל זמן סביר ועל חשבונם ואחריותם גישה לפעולות להשקיף על הפעולות המשותפות, לבחון כל רכוש משותף ולנהל ביקורת פיננסית בהתאם להוראות כללי ההתחשבות הקבועים ב-JOA. כמו כן, המפעיל יעביר לבעלי החזקה מידע והעתקים של דוחות ומסמכים שיופקו באופן שוטף לצורך תפעול החזקה כמפורט בהסכם. המפעיל יהיה האחראי הבלעדי לכל נזק שיגרם כתוצאה מאי ביצוע חובותיו על פי ההסכם וישפה את שאר הצדדים להסכם מפני כל נזק, הפסד או תביעה הנובעים ממעשים שביצע ברמאות, בזדון, רשלנות וכדומה. כמו כן נקבעו, בין היתר, ההוראות הבאות לגבי המפעיל-

#### 1. התקשרות בחוזים עם צדדי ג'

ב-JOA נקבעו הוראות שונות שעניינן אופן התקשרות המפעיל בחוזים עם צדדי ג' על-פי תקציבים מאושרים (לרבות חובות לביצוע בדיקת נאותות ליכולת העמידה של הספק בדרישות האופרציה, התקשרות בחוזים מול המפעיל בלבד ופקיעת החוזים עם סיום הסכם התפעול, חיוב הספקים בהעמדת פוליסות ביטוח נדרשות, הכללת סעיף בהסכמים השוללת מהספקים כל זכות בחזקה (למעט המשקיע או חברת הקידוח) והחלת חובות על הספקים בהתאם לחוקים לתקנות ולכללים הרלוונטיים), בכפוף לתנאי נכסי הנפט והתקציב המאושר, המפעיל יקבע את מספר העובדים ומספר הקבלנים, יבחר אותם ויקבע את שעות עבודתם ואת התמורה שתשולם להם בקשר לפעולות המשותפות.

#### 2. שכר

המפעיל זכאי להחזר כל ההוצאות שיוציא בקשר למילוי תפקידו כמפעיל בחזקה והפעולות השוטפות הנדרשות ועבור ביצוע ה"פעולות המשותפות" שהוגדרו בהסכם התפעול ככל הפעולות שאותם יבצע המפעיל בהתאם להסכם התפעול (COST). המפעיל ישלח לצדדים קריאות לכסף בהתאם לתוכנית העבודה ובמקרים דחופים גם שלא בהתאם לתוכנית העבודה.

כל ההכנסות שיתקבלו ישמשו בראשונה לכיסוי הוצאות המפעיל (COST) ולאחר מכן יחולקו לצדדים לפי שיעור אחזקתם בחזקה. חלוקת הרווחים תהיה בתנאי שיהיו רווחים ראויים לחלוקה.

#### 3. קריאות לכסף ודילול

המפעיל יודיע לצדדים 60 יום לפני כל קריאה לכסף. על כל צד להודיע תוך 30 יום האם בכוונתו להשתתף. כל תשלום של קריאה לכסף על ידי הצדדים יהיה כפוף לכך שהקריאה לכסף תתבצע בפועל ושהשותפות תשלם את חלקה. צד שלא ישתתף בקריאה לכסף ולא יתקן זאת בתוך 30 יום ידולל בהתאם לשווי השותפות בבורסה במועד הקריאה לכסף ולאחר הדילול לא ייחשב יותר כצד לא משלם. כמו כן לא יוכל להעביר את חלקו בחזקה כל עוד ייחשב כצד לא משלם.

#### 4. מעמד ספק שירותים מיוחד למשקיע

ב-JOA נקבע כי כל עוד יחזיק המשקיע מעל חצי אחוז בחזקה יהיה למשקיע מעמד של ספק שירותים מיוחד ויוכל להציע את שירותיו למפעיל בתחומי מומחיותו (המפעיל יודיע למשקיע 10 ימים מראש על כוונה לקבל שירותים בתחומי מומחיותו) והמשקיע יהיה רשאי להגיש צעה למתן השירותים. המפעיל ישקול את ההצעה בתום לב בתנאי שרמת ואיכות השירותים תהיה כמקובל בתעשייה ושההתקשרות תיעשה בתנאי שוק בדומה לעסקה עם צד ג' לא תלוי ("arm's length transaction").

#### ד. ועדת תפעול (Operating Committee)

תפקיד ועדת תפעול להכווין, להורות ולפקח על הפעולות המשותפות - על פי הוראות ה-JOA ולהמליץ לצדדים בהחלטות המקצועיות. ועדת התפעול תורכב מ-8 נציגים של השותפות (הנציגים מטעם השותפות הינם שני דירקטורים, נציגים מחברת היעוץ המקצועי השוטף של השותפות וכן נציגים של החברות המבצעות את האופרציה בפועל, מהנדס מאגרים המועסק ישירות על ידי השותפות ושני משקיפים), נציג אחד של המשקיע (כל עוד יחזיק לפחות בחצי אחוז בחזקה) ונציג אחד של חברת הקידוח (כל עוד תחזיק לפחות בחצי אחוז בחזקה). יו"ר הוועדה ימונה על ידי השותפות. לכל נציג תהיה זכות הצבעה המשקפת את שיעור האחזקות של הצד שמינה אותו (הצדדים להסכם יוכלו לקבוע את שיעור כח ההצבעה של כל נציג מטעמם). ההצבעות יתבצעו לאחר שכל צד להסכם יקבל את המלצות וועדת התפעול וינחה את נציגיו בוועדה כיצד להצביע. ההחלטות יתקבלו ברוב קולות (בהתאם לכח ההצבעה שנקבע לכל נציג כאמור) ויחייבו את הצדדים. כמו כן, נקבעו בהסכם סדרי הליכים והפרוצדורה לזימון ישיבות ועדת התפעול כאשר נקבעה לכל הפחות חובת קיום פגישה בכל רבעון, הדיון בהן וכן הליכים והסדרים לקבלת החלטות בכתב. כמו כן נקבע כי ועדת התפעול תקבל החלטות לגבי אטימת או נטישת בארות וכן לגבי ציוד או מתקנים שעלותם מעל 250 אלף דולר ובהחלטות לגבי החזרת חלקים מהחזקה (החלטה כזו תדרוש הסכמה של כל צד המחזיק מעל 2% בחזקה).

#### ה. העברת זכויות ושינוי שליטה

החל מיום 1.1.2021 הצדדים יהיו רשאים למכור או להעביר את זכויותיהם בחזקה בכפוף להסכמת ועדת התפעול שלא תדחה את הבקשה כל עוד נעשתה בהתאם להוראות ההסכם ולמעט במקרים חריגים בהן תשוכנע הוועדה כי זהות הנעבר עלולה לפגוע בחזקה או מתחרה של הצדדים או שלנעבר אין יכולות כספיות מספיקות או בעל עבר פלילי או מוניטין בעייתי. על אף האמור המשקיע וחברת הקידוח יוכלו לבצע העברות לחברות בנות והמשקיע יוכל להעביר את חלקו לשתי חברות קשורות שצוינו בנספח להסכם. הצדדים יוכלו לשעבד את חלקם בחזקה בתנאי שיישארו מחויבים לכל האמור בהסכם, שיתקבלו לשעבוד כל האישורים הנדרשים ושהצד המשעבד יוודא כי בעל השעבוד מחויב לקיום תנאי ההסכם.

לשותפות ניתנה זכות הצעה ראשונה לכל העברה של מי מהצדדים. עוד נקבע כי כל עוד השותפות תחזיק מעל 80% בחזקה תוכל לחייב את שאר הצדדים למכור את כל חלקם בחזקה ככל ותתקשר בעסקה למכירת החזקה בתנאי שהמכירה תיעשה במחיר שווה לכל הצדדים בהתאם לחלקם היחסי.

#### ו. פרישה מה-JOA

ה-JOA כולל הוראות המסדירות את נושא אפשרות הפרישה (Withdrawal), מלאה או חלקית, של צד מכל נכס הנפט שהוא משתתף בו ומה-JOA החל עליו וקובעות את המקרים בהם הפרישה אפשרית וזכויותיו וחובותיו של הצד הפורש כלפי השותפים האחרים בחזקה. צד המבקש לפרוש מה-JOA או מנכסי הנפט, חייב להודיע על החלטתו ליתר הצדדים, הודעה כאמור תהא בלתי מותנית ובלתי חוזרת מיד עם מסירתה, תחת תנאים הקבועים ב-JOA. בתוך 30 יום מיום מסירת הודעת הפרישה יהיו יתר הצדדים ל-JOA זכאים למסור הודעת פרישה גם הם. במקרה שכל הצדדים ימסרו הודעת פרישה, הם יפעלו לסיום ה-JOA ויתר התחייבויותיהם הקשורות לפרויקט ולנכסי הנפט. במקרה ולא כל הצדדים יחליטו לפרוש כאמור לעיל, יפעל הצד הפורש להעביר במהירות האפשרית את זכויותיו לשותפים שבחרו שלא לפרוש (להלן: "השותפים הנשארים"). העברת זכויות כאמור תהיה ללא כל תמורה, כאשר הצד הפורש נושא בכל ההוצאות המתחייבות מעצם פרישתו כאמור לעיל, למעט אם הוחלט אחרת וכן בכל ההוצאות וההתחייבויות שאושרו טרם מתן הודעתו למעט במקרה בו הצביע נגד אישור ההוצאה בוועדת התפעול ומסר הודעת פרישה. העברת הזכויות לשותפים הנשארים תתחלק בהתאם לשיעור אחזקותיהם אלא אם כן יסכמו אחרת.

## ז. תמלוג לשותף הכללי

בהסכם נקבע חובת תשלום תמלוג לשותף הכללי מחלקם של המשקיע וחברת הקידוח באותו השיעור שהשותפות משלמת (לפרטים ראו בסעיף 9.1.1 בהסכם השותפות שפורסם בדו"ח מיידי מיום 24.8.2020).

## ח. הוראות נוספות

ה- JOA כולל, בין היתר, הוראות הנוגעות לסודיות, אופן נטישת הקידוח, כח עליון, מיסוי נפרד של כל אחד מהצדדים, הדין הישראלי חל על ההסכם וסמכות שיפוט לבית המשפט המחוזי בתל אביב, הוראות כי הצדדים אינם שותפים או מאוגדים יחד, אופן מתן ההודעות, ועוד.

בחודש דצמבר 2020 הדירקטוריון אישר את הסכם התפעול.

## ט. הבהרה בעניין המפעיל וועדת התפעול

בהסכם השותפות (לפרטים ראו בסעיף 9.1.2 בהסכם השותפות בדו"ח מיום 24.8.2020) נקבע כי – "השותף הכללי מצהיר ומתחייב כי יפעל לאיתור מפעיל מקצועי בינלאומי שימונה על ידי האסיפה הכללית בהסכמת השותף הכללי. עד למינוי מפעיל חיצוני כאמור, הדירקטוריון ימנה וועדת תפעול מקצועית ובלתי תלויה, בעלת סמכויות נרחבות אשר חבריה יאושרו בהסכמת הדירקטוריון פה אחד, ובתקופה זו השותף הכללי ימשיך להיות מוגדר כמפעיל ויעשה זאת תוך ויתור על דמי המפעיל בסך 4.5%, וזאת עד לכניסת מפעיל בפועל."

עוד נקבע בסעיף 9.1.2 בהסכם השותפות בעניין ועדת התפעול כ-:

"עד למינוי מפעיל חיצוני כאמור, הדירקטוריון ימנה וועדת תפעול מקצועית ובלתי תלויה, בעלת סמכויות נרחבות אשר חבריה יאושרו בהסכמת הדירקטוריון פה אחד (להלן: "ועדת התפעול"). ועדת התפעול תאויש על-ידי 3 אנשי מקצוע לפחות, בעלי מומחיות בתחום הפעילות של השותפות וכן ע"י שני דירקטורים (אחד מהם דח"ץ). המפקח יזומן לישיבות הוועדה כמשקיף.

בעניין תפקיד וסמכויות וועדת התפעול נקבע כ-:

"תפקיד וועדת התפעול יהיה, בין היתר, לפקח על עבודת מנהל הקידוח וכן לתת למנהל הקידוח מענה וייעוץ שוטף בנושאים מקצועיים. וועדת התפעול תסייע ותבדוק את תכניות הקידוח ואת תקציב הקידוח. כמו כן תעניק הוועדה ייעוץ שוטף להנהלת השותפות ולדירקטוריון בנוגע לפיתוח השדה, האופרציה השוטפת ותכין תקציב מפורט. כמו כן, תשמש כגורם מפקח עבור הדירקטוריון והנהלת השותפות על ביצוע פעולות האופרציה, כאמור."

1. כמפורט בסעיף 1(ג) לעיל בהסכם ה-JOA החדש נקבע כי המפעיל אחראי באופן בלעדי לניהול הפעולות המשותפות וכי ועדת התפעול תורכב מ-8 נציגים של השותפות נציג אחד של המשקיע (כל עוד יחזיק לפחות בחצי אחוז בחזקה) ונציג אחד של חברת הקידוח (כל עוד תחזיק לפחות בחצי אחוז בחזקה). יו"ר הוועדה ימונה על ידי השותפות. לכל נציג תהיה זכות הצבעה המשקפת את שיעור האחזקות של הצד שמינה אותו (הצדדים להסכם יוכלו לקבוע את שיעור כח ההצבעה של כל נציג מטעמם). ההצבעות יתבצעו לאחר שכל צד להסכם יקבל את המלצות וועדת התפעול וינחה את נציגיו בוועדה כיצד להצביע. ההחלטות יתקבלו ברוב קולות (בהתאם לכח ההצבעה שנקבע לכל נציג כאמור) ויחייבו את הצדדים.

2. כמפורט בסעיף 1(ד) בהסכם התפעול נקבע כי תפקיד ועדת תפעול להכווין, להורות ולפקח על הפעולות המשותפות - על פי הוראות ה-JOA ולהמליץ לצדדים בהחלטות המקצועיות. כמו כן, נקבעו בהסכם סדרי ההליכים והפרוצדורה לזימון ישיבות ועדת התפעול כאשר נקבעה לכל הפחות חובת קיום פגישה בכל רבעון, הדין בהן וכן הליכים והסדרים לקבלת החלטות בכתב. כמו כן נקבע כי ועדת התפעול תקבל החלטות לגבי אטימת או נטישת בארות וכן לגבי ציוד או מתקנים שעלותם מעל 250 אלף דולר ובהחלטות לגבי החזרת

3. חלקים מהחזקה (החלטה כזו תדרוש הסכמה של כל צד המחזיק מעל 2% בחזקה). לאחר ההחלטה על החזרת החזקה לשותפות פעלה במישרין ובאמצעות המשקיע וגורמים נוספים לאיתור מפעיל לחזקה. בשל השלכות גלובליות על מחירי הנפט ועל המצב הכלכלי בעולם שנבעו ממגפת הקורונה שפרצה במקביל לתקופה זו, בשל העיכובים והתקלות בביצוע ערוצי הקידוח במגד 6 ובשל המצב הביטחוני היה קושי לצרף משקיעים ו/או מפעיל לחזקה והשותפות לא הצליחה לצרף מפעיל חיצוני. נכון למועד הדו"ח השותפות ממשיכה לנהל מגעים לצירוף מפעיל ו/או משקיעים.

4. השותפות מבקשת להבהיר כי וועדת התפעול הינה גורם מייעץ למפעיל וגורם המפקח על פעילות האופרציה ועבודת מנהל הקידוח ומלווה את עבודתו באופן שוטף ומייעצת בהתאם לצורך. לשותפות רוב מוחלט בוועדת התפעול כך שלמשקיע ולחברת הקידוח המחזיקים ביחד כ-2% מכח ההצבעה, אין השפעה דה פקטו במהלך ההצבעות על ההחלטות<sup>11</sup>. כמו כן ההצבעות יתבצעו לאחר שכל צד להסכם יקבל את המלצות וועדת התפעול וינחה את נציגיו בוועדה כיצד להצביע. המשמעות הינה שרק החלטות הדורשות את אישור המפעיל (להבדיל מהחלטות אופרציה שוטפות שמקבל מנהל הקידוח במהלך הפעילות בעצמו ו/או לאחר התייעצות עם וועדת התפעול) יתקבלו בפועל (לאחר קבלת המלצות ועדת התפעול) על ידי דירקטוריון השותף הכללי.

מובהר כי תכנון האופרציה במהלך הפעילות נעשה בישיבות יומיות המתקיימות באתר הקידוח, וכן כמתבקש בהתאם להתפתחות האופרציה. בישיבות אלו לוקחים חלק נציגי השותפות (המנכ"ל ונציגים נוספים בהתאם לצורך), מנהל הקידוח ומומחים מטעם החברות המבצעות את האופרציה.

עוד יצוין כי ועדת התפעול איננה מקיימת ישיבות שוטפות ופעילה בעיקר לקראת ובמהלך פעילות אופרציה באתרי הקידוח. בהתאם להוראות הסכם השותפות המוגבלת, ועדת התפעול הייתה פעילה בתקופת האופרציה הקודמת במגד 6 ובמגד 5 בשנים 2022-2023 (החברים בה היו מנהל הקידוחים לשעבר, מהנדס המאגרים, נציג מחברת הליבורטון שהשתתפה בפעילות המנכ"ל ודח"צ). השותפות הבהירה בדיווח מיום 4.2.2025 כי תוקם ועדת התפעול (ועדת התפעול מתכנסת ומקיימת ישיבות בהתאם לצורך בזמני פעילות, ובמידה ויש חריגות מהותיות מתוכנית הקידוח המקורית וכן בודקת את תוכניות הקידוח לפני העברתם לממונה). חברי הוועדה הינם קן סטנלי (יו"ר), גיאופיזיקאי מטעם קן סטנלי, מהנדס מאגרים, המנכ"ל ומר משה פולט הדח"צ, נציג של חברת אלברטה (כל עוד תחזיק מעל חצי אחוז בחזקה) ועו"ד אגדי תורתי המפקח כמשקיף ואנשי מקצוע נוספים בהתאם לצורך. הוועדה תקיים ישיבות סדירות ותלווה את פעילות האופרציה. ועדת התפעול תדון בכל הנושאים המקצועיים הקשורים לאופרציה והקידוחים במגד 6 ו 5, ותפעל להכווין, להורות ולפקח על הפעולות המקצועיות ותקבל את כל ההחלטות הנדרשות בהקשר זה. כפי שסוכם בהסכם התפעול המשותף.

לקן סטנלי ניסיון רב של מעל 40 שנה בניהול קידוחים ולמיטב ידיעת השותפות קן סטנלי היה חלק מרכזי בצוות המוביל של חברת נובל אנרג'י אשר אחראי על פיתוח וניהול שדות הגז שהתגלו מול חופי ישראל – מארי B, תמר, לווייתן ואפרודיטה בקפריסין. השותפות סבורה שמינוי גורם מקצועי בכיר ומנוסה לתפקיד מנהל הקידוחים של פרויקט מגד וכאחראי לביצוע האופרציה הקרובה של ערוצי הקידוח במגד 6 ובמגד 5 ושני קידוחים נוספים אשר למעשה ישמש דה פקטו כ"מפעיל" בפרוייקט מהווה גורם משמעותי להצלחת הפרוייקט. השותפות רואה במינוי של מר סטנלי לתפקיד מנהל הקידוחים שלב ראשון במינוי מפעיל כאמור בהסכם השותפות. עוד יובהר, כי בכפוף לתוצאות פעולות האופרציה במגד 6 ובמגד 5 בכוננת השותפות לשקול את מינוי חברת Texas Energy LLC שבבעלות קן סטנלי לתפקיד המפעיל בצורה רשמית וזאת לאחר קבלת אישור הממונה למינוי.

<sup>11</sup> ב- JOA החדש נקבע כי לגבי החלטות על החזרת חלקים מהחזקה נדרשת הסכמה של כל צד המחזיק מעל 2% בחזקה. כמו כן תידרש הסכמת כל הצדדים לשינוי המועדים שנקבעו לעיתוי ישיבות ועדת התפעול לבקשת צד שאינו המפעיל וכן לדיון בנושאים שאינם על סדר היום ולכל שינוי של ההסכם.

## י. קריאות לכסף

השותפות העבירה למשקיע ולחברת הקידוח קריאות לכסף בהתאם למועדים בהם השקיעה כספים בקידוח. המשקיע וחברת הקידוח לא העבירו את חלקם (מלבד קריאה לכסף אחת שהעביר המשקיע), בהתאם להסכם הגישור (לפרטים ראו סעיף 8(יא) (ג) לעיל), לאחר קבלת ההתחשבות הסופית מהנאמנים בכוונת השותפות לדלל את חלקם של המשקיע וחברת הקידוח בגין אי תשלומים אלו. להלן פירוט של הקריאות לכסף שהעבירה השותפות (המשקיע שילם את חלקו בגין הקריאה לכסף הראשונה בלבד וחברת הקידוח לא שילמה את חלקה בקריאות לכסף שהועברו).

תאריך הקריאה לכסף	סכום הקריאה לכסף	דילול חלק המשקיע	דילול חלק חברת הקידוח
07.10.20	\$ 5,000,000	0.78%	0.00%
06.12.20	\$ 3,500,000	0.00%	0.19%
07.02.21	\$ 3,600,000	0.18%	0.07%
16.04.21	\$ 1,850,000	0.08%	0.03%
20.05.21	\$ 1,011,786	0.06%	0.02%
27.06.21	\$ 758,589	0.06%	0.03%
29.09.21	\$ 2,611,253	0.10%	0.04%
04.11.21	\$ 2,294,085	0.06%	0.02%
12.12.21	\$ 3,080,610	0.07%	0.02%
02.05.22	\$ 6,440,495	0.15%	0.04%
05.02.23	\$ 7,981,561	0.26%	0.07%
15.08.23	\$ 10,046,412	0.78%	0.21%
31.12.24	\$ 3,082,843	0.24%	0.065%
2025	\$ 2,353,865	0.08%	0.022%

5. באחוז אחד מהזכויות בחזקה מחזיקה חברה זרה שמנהל הקידוחים לשעבר ואחיו בעלי מניות בה. על פי החלטת דירקטוריון השותף הכללי מיום 30.11.05 החברה האמורה הייתה פטורה מתשלום חלקה בהוצאות עד לאחר השלמת קידוח מגד 5. לאחר סיום שלב הקידוח, ביום 15 בינואר 2010 האריך השותף הכללי את הפטור גם לתקופת המבחנים. בין השותפות לבין החברה האמורה נחתם ביום 21.4.2013 הסכם שענינו בהסדר שלפיו בגין התקופה שמינוי 2011 ועד סיום הקידוח שיבוצע אחרי קידוח מגד 6 (החברה האמורה זכאית להפסיק את ההסדר קודם לכן) לא תהיה החברה האמורה זכאית, בתקופת ההסדר, להשתתף

בהכנסות (לרבות הכנסות שכבר נצברו לזכותה) ולא תהיה חייבת להשתתף בהוצאות. להבהרות נוספות ועמדת השותפות בעניין הסכמים אלו ראו סעיף 13.7 להלן.

**דו"ח רזרבות ומשאבים מותנים ליום 31.12.2025** (יב)

נתוני כמויות

על-פי דוח (להלן: "דו"ח הרזרבות") שהוכן על-ידי Netherland and Sewell & Associates, Inc. (להלן: "NSAI"), ואשר הוכן על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), רזרבות הנפט (crude oil) בשדה מגד (המשאבים שבדו"ח הרזרבות מתייחסים רק למשאבים שבזכויות הנפט הקיימות של השותפות) באלפי חביות נכון ליום 31.12.2025, הינן כמפורט להלן:

קטגוריית רזרבות	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	חלק השותפות (Net) 12 MBBL
רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)	0	0
רזרבות צפויות (Probable Reserves)	2,514	2,460
סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	2,514	2,460
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	7,839	7,670
סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	10,353	10,130

אזהרה – 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).

בדו"ח הרזרבות מציינת NSAI כי רזרבות הנפט בשדה מגד סווגו בשלב בשלות של Approved for development.

עוד מציינת NSAI הנתונים שהתקבלו מקידוח מגד 6 וממבחני ההפקה שבוצעו במקטע 1 בבאר נלקחו בחשבון בהכנת הדו"ח וכי בכל קידוח הוחלט לסווג את מקטע 8B (המקטע ממנו הפיקה השותפות נפט בבאר מגד 135) ואת מקטע 1 כרזרבות (כאשר הרזרבות שסווגו למקטע 1 הופחתו משמעותית בשל ההפקה המשולבת של נפט ומי תצורה במקטע 1 בקידוח מגד 6 והימצאות נקודת המגע נפט מים במקטע 1 ובמיקום גבוה יותר

12 החישוב נעשה אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי כמפורט בטבלאות התזרים להלן (בהסכם השותפות נקבע כי עד להחזר השקעה לשותף המוגבל בסך 42 מיליון \$ תמלוג העל לא ישולם ויעמוד על 0%. מתחילת השנה שהחזר השקעה לשותף המוגבל יעמוד על מעל 42 מיליון \$ - ישולם תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 3%. לאחר החזר השקעה של 125.6 מיליון \$ ישולם תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 5% מפי הבאר. כמו כן בשנים בהן יחולק לשותף המוגבל סכום כפול מכך, יהי השותף הכללי זכאי לתמלוג על נוסף בגובה 4%.

13 לפרטים בדבר תוצאות מבחני ההפקה בבאר מגד 5 ראו בסעיף 9.1 לעיל.

מהמצופה) ואת שאר המקטעים (2,3,4,5,6,7 ו-8A) כמשאבים מותנים. לגבי באר מגד 5, היות ובוצע ניסיון להחזרת הפקה משכבה 8B אשר לא צלח, דוללו הרזרבות ממקטע זה לגבי באר מגד 5 בדוח. כמו כן גז נלווה לא סווג לקטגוריית הרזרבות אלא לקטגוריית המשאבים המותנים מאחר ונדרשים תשתית מתאימה ותיאום נוסף מול הרשויות.

עוד מציינת NSAI כי קטגוריית הרזרבות מורכבת מ-"רזרבות מוכחות, מפותחות ולא מפיקות" proved (developed non-producing) ו-"רזרבות מוכחות ולא מפותחות" (proved undeveloped) להסבר המונחים ראו במילון המונחים להלן.

לקטגוריית הרזרבות 1P לא סווגו רזרבות מאחר שלהערכת מעריך הרזרבות אין ערך כלכלי להפקתן. כמפורט בטבלאות התזרים המהוון הנכללות בסוף דוח הרזרבות המצ"ב (טבלאות 1, 3 ו-5), מספר הבארות המפיקות שנלקחו בחשבון בכ"א מקטגוריית הרזרבות הינה כמפורט להלן:

קטגוריה	מספר בארות מפיקות	פירוט בארות
רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)	1	באר מגד 5 הפקה משכבה 1 בלבד.
רזרבות צפויות (Probable Reserves)	2	עוד 2 בארות חדשות באזור הליבה (מגד 9 ומגד 10. קידוח מגד 6 אינו מסווג כרזרבות מכיוון שבשלב זה שכבות הפקה המיועדות לביצוע מבחנים הינן בעיקר שכבות 2-7 שלגביהן לא סווגו רזרבות (רזרבות סווגו למקטעים 8 ו-1 בלבד) והן מסווגות כמשאבים מותנים)
סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	3	בארות 1P ובארות 2P.
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	10	באר מגד 8*, באר מגד 7 ועוד 8 בארות נוספות שאין לגביהן תוכנית פיתוח.
סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	13	בארות 3P ובארות 2P.

\* באר מגד 8 מתוכננת כקידוח אלכסוני שבהתאם לכללי הערכת הרזרבות תגיע לשכבת מטרה שבאזור השאיבה של באר מגד 5. אי לכך ציינה NSAI כי על פי כללי PRMS יש לסווג את הבאר בקטגוריית 3P.

המשאבים המותנים סווגו בשלב בשלות של הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending). המשאבים המותנים בשדה מגד, נכון ליום 31.12.2025, הינם כמפורט להלן:

## נפט

קטגוריית המשאבים המותנים	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	חלק השותפות (Net) <sup>14</sup> MBBL
אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)	5,672	4,851
האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	15,811	13,231
האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	36,554	29,575

משאבי הנפט האמורים מותנים בצבירת נתונים טכניים נוספים ובקידוחי פיתוח שבהם יושגו כמויות וקצבי הפקה מספקים להפקה מסחרית. להערכות לגבי הכמויות שיתקבלו מכל מקטע בנפרד (כולל ממקטעים 8 ו-1 שסווגו גם כרזרבות) ראו בטבלה בעמוד 3 של דו"ח הרזרבות<sup>15</sup>.

## גז נלווה

קטגוריית המשאבים המותנים	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MMCF	חלק השותפות (Net) <sup>16</sup> MMCF
אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)	10,729	9,177
האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	34,132	28,563
האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	91,024	73,644

משאבי הגז הנלווה האמורים הינם בתנאי טמפרטורה ולחץ סטנדרטיים ומותנים בהסרת מגבלות תשתית ורגולציה. להערכות לגבי הכמויות שיתקבלו מכל מקטע בנפרד ראו בטבלה בעמוד 3 של הדו"ח. אזהרה - אין ודאות כי יהא זה אפשרי מבחינה מסחרית להפיק שיעור כלשהו מהמשאבים המותנים. עוד יצוין בהקשר למשאבים המותנים כי על פי הסבר שנתקבל מ NSAI גם מקטעים 6 ו-7 בקידוח מגד 5 סווגו לקטגוריה זו מאחר ובמקטע 6 בוצע מבחן בהצלחה והוחדר פרופנט למקטעים אלו אך התקבלו שיעורי זרימה נמוכים.

כמו כן מציינת NSAI כי בהערכות לגבי המשאבים המותנים לא נלקחה בחשבון האפשרות של אי עמידה בהתניות האמורות וכי היא לא ביצעה תחשיב כלכלי לכדאיות ההפקה של המשאבים המותנים לפיכך אין ודאות בשלב זה לגבי כדאיות ההפקה.

להערכת השותף הכללי בקידוחים עתידיים לא צפויים, בשלב זה, פרקי זמן נוספים למעבר מקטגוריית המשאבים לרזרבות שכן המקטעים שסווגו כמשאבים מותנים (מקטעים 2 עד 8A כאמור לעיל) נמצאים באותן בארות קידוח שבהן מצויים מקטעים 1 ו-8B (שסווגו כרזרבות) המצריכים ממילא את קדיחתן של אותן בארות קידוח (מקטע 1 הינו המקטע הנמוך ביותר מבין המקטעים שסווגו כמשאבים מותנים או רזרבות). למעבר מקטגוריית המשאבים לקטגוריית הרזרבות, צפויות עלויות נוספות שייקבעו בהתאם לסוג המבחנים ופעולות

17 אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי

15 כמויות הנפט שסווגו כמשאבים מותנים ממקטעים 1 ו-8b הינם בנוסף לכמויות הנפט שסווגו לקטגוריית הרזרבות ממקטעים אלו.  
16 אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי לפרטים על מתווה ההסדר לפיו, בין היתר, יופחתו שיעורי התמלוג לשותף הכללי ראו בסעיף 1 (ח) בדוח הדירקטוריון להלן.

ההמרצה שיבוצעו בכל מקטע בכל באר לפרטים ראו בסעיף (7) בפסקה העוסקת בחישוב התזרים המהוון להלן.

להערכת השותף הכללי לא צפויים קשיים במכירת הנפט שיופק מהמשאבים המותנים לאור היקפי הצריכה המקומית והעולמית והיותו של הנפט Commodity (סחורה הנמכרת במחירים דומים בכל העולם). לגבי הגז שיופק מהמשאבים המותנים יש להביא בחשבון כי גודלו של שוק הגז המקומי מוגבל (אין אפשרות מעשית לייצוא) ולאור כמות הגז שנמצאו בקידוחים הימיים, התחרות הקיימת והתקשרויות שכבר נעשו או שיעשו עם צרכנים גדולים יובילו לתחרות עסקית בין מפיקי הגז. השותף הכללי מעריך כי ניתן יהיה למצוא רוכשים לגז שיופק בהתאם לתנאי השוק התחרותי.

הפרמטרים הבסיסיים ששימשו לחישוב התרחישים השונים מובאים בטבלאות שבעמוד האחרון בדו"ח הרזרבות.

בדוח ציינה NSAI, בין היתר, מספר הנחות והסתייגויות ובכלל זה כי:

- (1) ההערכות לא הותאמו לסיכון<sup>17</sup>;
- (2) היא לא ביקרה בשדה הנפט וכן לא בדקה או ווידאה את מצבם המכני תפעולי של המתקנים והבארות ואת הזכויות החוזיות, הסוג או הרמה המעשיים של האינטרסים שבבעלותה של השותפות;
- (3) היא לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה ולפיכך לא כללה בהערכה עלויות בקשר לחשיפה כאמור. יחד עם זאת, צוין כי נכון למועד הדו"ח הרזרבות לא ידוע למעריך על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות הרזרבות או המשאבים המותנים המוערכים בדו"ח או על מסחריותן;
- (4) חלק ניכר מהרזרבות והמשאבים הינם באזורים לא מפותחים ועל כן הם מבוססים על הערכות של גודל מאגר ויעילות ההפקה (recovery efficiencies) תוך אנלוגיה למאגרים עם מאפיינים גאולוגיים ומאפייני מאגר דומים;
- (5) הערות כלליות לגבי טיבן של הערכות ואי הוודאות האינהרנטית הגלומה בהן בכלל ובתעשיית הנפט בפרט, ועל כך שהערכות יכולות להשתנות כתוצאה מתנאי שוק, פעולות שיבוצעו, שינויי רגולציה, שינויי מחיר, או ביצועי המאגר בפועל;
- (6) ההערכות בוצעו בעזרת מתודות הנדסיות, גאולוגיות וגיאופיזיות מקובלות ושיטות הערכה המקובלות עפ"י ה- PRMS ולימוד מממצאים בקידוחים דומים;
- (7) שפיתוח המאגר יבוצע בהתאם לתוכניות פיתוח קיימות, שהמאגר יפותח באופן זהיר, שתקנות ממשלתיות, אם יותקנו כאלה, לא ישפיעו על יכולת הניצול של הרזרבות והמשאבים המותנים, וכן שתוכניות המעריך לגבי הפקה עתידית יהיו עקביות עם ביצוען בפועל;
- (8) פרופיל ההפקה שיתקבל בפועל בכל קטגוריה עשוי להיות שונה מהמוערך (המעריך לא ביצע מבחני רגישות לפרופיל ההפקה) ועשוי להשליך על הכדאיות הכלכלית של הפקת הרזרבות או המשאבים המותנים;
- (9) לא נלקחו בחשבון טכניקות הפקה משופרות.

כמו כן, ביחס לחישוב התזרים המהוון, המפורט להלן, ציינה NSAI, בין היתר, כי:

- (1) החישוב הוכן על בסיס מחירים שסופקו להם על ידי השותפות המשקפים עליה במחירי הנפט

17 היינו: ההערכות בדוח, כמקובל בהערכות רזרבות על פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), אינן מותאמות לשקף סיכונים חיצוניים שאינם קשורים באופן ישיר להיקף המאגר ויכולת ההפקה ממנו (כגון סיכונים בטחוניים, סיכונים מסחריים וכדומה).

(בתחזית המחירים נעשה שימוש בהנחות המבוססות על תחזית המחירים שפורסמה ע"י ה- EIA בניכוי ההנחה לחבית הקיימת בהסכם מכירת הנפט של השותפות. לפי נתוני התחזית מחיר חבית ברנט Brent (בניכוי ההנחה האמורה) בגובה 77 דולר לחבית בשנת 2026 ו- 62 דולר לחבית בשנת 2027, ועליה הדרגתית לפי תחזית ממוצע מחירים בשנים לאחר מכן). להערכת השותף הכללי אומדן המחירים הצפויים האמור מגלם את התחזית שלו לעתיד במועד דו"ח זה. אומדן זה נעשה בשל התנודתיות במחירה של חבית נפט שהינה Commodity הכפופה לצריכה ושיעורי ההפקה העולמיים ולהחלטות פוליטיות ואסטרטגיות שאין דרך לצפותם. לפיכך השותף הכללי סבור כי בתקופת ההפקה משדה מגד יהיו תקופות בהן שער החבית יהיה גבוה מהאומדן הצפוי ותקופות בהן המחיר יהיה נמוך מהאומדן הצפוי, אך לא ניתן להעריך או לחזות תקופת אלו ואת משכן (למבחי הרגישות למחיר הנפט של נתוני התזרים המהוון ראו בטבלאות להלן). בהתבסס על תחזיות ה- EIA בשנתיים הקרובות ולשנים שלאחר מכן (המחיר החוזי נגזר מהמחיר העולמי לחבית נפט, לפרטים ראו בסעיף 7.9 לעיל) ועל התנודתיות האמורה במחיר חבית הנפט, אומדן המחיר הצפוי מגלם את התחזית השותף הכללי לעתיד במועד דו"ח זה.

- (2) אין לראות בתזרים המזומנים וגם בתזרים המהוון מחיר שוק הוגן לנכס הנפט.
- (3) עלויות ההפעלה ועלויות ביצוע הקידוחים שנלקחו בחשבון התקבלו מהשותפות ו- NSAI מציינת כי למיטב הערכה העלויות סבירות.
- (4) הוצאות הנטישה התקבלו מהשותפות מבלי שנלקח בחשבון כל ערך לציוד הנותר בקידוח.
- (5) בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות (23% משנת 2023 ואילך) והיטל רווחי הנפט אשר יחול על השותפות בכל אחת מהשנים הכלולות בתזרים המהוון.
- (6) עוד יצוין, כי בתזרים המהוון נלקחו בחשבון התמלוגים ודמי מפעיל כמפורט בסעיף 12.8 (ח). יש להדגיש כי חישובי ההיטל שיחול בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "החוק"), נעשו על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק כפי שמבינה ומפרשת אותן השותפות, אך לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על ידי בית המשפט, אם וכאשר תובאנה סוגיות אלו להכרעתו. נכון להיום, סוגיות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו לפני יום תחילת החוק, ועל בסיס ההנחות הבאות: המיזם יבחר לדווח בדולר ארה"ב לפי סעיף 13(ב) לחוק, שיעור האינפלציה בארה"ב בשנים הבאות יעמוד על 4.0%, כל התשלומים של המיזם (עלויות ההפעלה וההשקעות, לרבות דמי המפעיל) יוכרו על ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל ולצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז.
- (7) בתזרים המהוון המיוחס לחלק השותפות מן הרזרבות שבשדה מגד (דהיינו מקטעים 1 ו- 8B בכל באר), העלות לקדיחת הבאר ופעולות ההמרצה עומדת על כ- 23.6 מיליון דולר. יחד עם זאת בכוונת השותף הכללי להתמקד בקידוחים הבאים גם במקטעים 2 עד 7 (שסווגו כאמור לקטגוריית המשאבים המותנים ונתוני ההפקה מהם אינם כלולים בתחשיב התזרים המהוון) מתוך מטרה לבצע בהם פעולת המרצה מוצלחת, ולהגיע גם בהם להפקה יציבה. העלות של פעולות ההמרצה שיבוצעו במקטעים אלו תקבע בהתאם לסוג פעולת ההמרצה שיבוצע בכל מקטע. מאחר ותוספת העלות בגין פעולות ההמרצה מיועדת למטרה של הגעה להפקה יציבה גם במקטעים שסווגו למשאבים המותנים, תוספת זו איננה כלולה בתזרים המהוון של הרזרבות, אך היא תיכלל בתקציבים המיועדים לקידוחי מגד 6, 7 ו-8 כמפורט בסעיף 9.3 (ד) להלן.

**אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד –** הערכות NSAI בדבר הרזרבות והמשאבים המותנים בשדה מגד ובדבר המטרה להגיע להפקה יציבה גם ממקטעים שסווגו כמשאבים מותנים, הינם מידע צופה פני עתיד. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי ואחר, שנתקבלו מהקידוחים והינם בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהם לא קיימת כל וודאות. כמויות הנפט והגז הנלווה, שיופקו בפועל, ומחירי הנפט עשויים להיות שונים מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק 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 חיפוש והפקה של נפט וגז, לרבות כתוצאה מהמשך ההפקה מהמאגר וכתוצאה מתנאים תפעוליים ו/או תנאי שוק ו/או תנאים רגולטוריים.

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

#### נתוני תזרים מהוון

בטבלאות להלן ניתנת הערכה של התזרים המהוון באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה בשיעור מס חברות) המיוחס לחלק השותפות מן הרזרבות שבשדה מגד, לכל אחת מקטגוריות הרזרבות המפורטות לעיל (התזרים נערך בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל):

זרבות מוכחות																
תזרים מהוון לאחר מסים					מסים			תמלוגים					מכירות			
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	תזרים לפני מסים (מהוון ב- 10%)	תזרים לפני מסים (מהוון ב-0%)	עלויות תפעול	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	תמלוג-על לשותף הכללי	תמלוגי מדינה	הכנסות	מכירות (BBL) (100%)	
(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,432)	(1,468)	-	-	(1,399)	(1,468)	-	1,468	-	-	-	-	-	2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2027
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2030
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2032
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2033
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2034
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2035
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2036
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2039
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2040
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2041
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,432)	(1,468)	-	-	(1,399)	(1,468)	-	1,468	-	-	-	-	-	סה"כ

רזרבות צפויות																
תזרים מהוון לאחר מסים				מסים				תמלוגים					מכירות			
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	תזרים לפני מסים (מהוון ב- 10%)	תזרים לפני מסים (מהוון ב-0%)	עלויות תפעול	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	תמלוג-על לשותף הכללי	תמלוגי מדינה	הכנסות	מכירות (BBL) (100%)	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2027
(16,711)	(18,588)	(20,772)	(23,334)	(26,361)	-	-	(20,772)	(26,361)	-	-	26,361	-	-	-	-	2028
1,779	2,064	2,412	2,838	3,367	-	-	2,412	3,367	8,661	-	19,830	-	4,551	36,409	481,349	2029
11,668	14,131	17,260	21,279	26,503	610	-	17,657	27,113	9,700	-	-	-	5,259	42,072	554,085	2030
5,325	6,730	8,594	11,100	14,516	4,336	-	11,161	18,852	7,640	-	-	941	3,919	31,352	409,900	2031
3,145	4,148	5,537	7,493	10,289	3,073	-	7,192	13,362	6,121	-	-	692	2,882	23,056	303,509	2032
1,904	2,620	3,657	5,184	7,475	2,233	-	4,750	9,708	4,998	-	-	522	2,175	17,403	224,935	2033
1,118	1,606	2,343	3,479	5,267	1,573	-	3,043	6,841	4,168	-	-	391	1,629	13,028	166,852	2034
634	950	1,449	2,254	3,583	1,070	-	1,881	4,653	3,554	-	-	291	1,214	9,713	123,877	2035
343	536	855	1,393	2,326	695	-	1,110	3,021	3,100	-	-	217	905	7,243	92,053	2036
173	281	469	801	1,404	419	-	609	1,823	2,763	-	-	163	678	5,428	68,464	2037
72	123	214	382	704	210	-	278	914	2,513	-	-	122	507	4,055	50,965	2038
16	29	52	98	189	56	-	68	245	2,327	-	-	91	381	3,045	37,971	2039
(209)	(387)	(737)	(1,447)	(2,935)	-	-	(737)	(2,935)	-	2,935	-	-	-	-	-	2040
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2041
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
9,257	14,243	21,332	31,520	46,325	14,276	-	28,650	60,601	55,546	2,935	46,191	3,430	24,100	192,804	2,513,960	סה"כ

רזרבות מוכחות + צפויות																
תזרים מהוון לאחר מסים					מסים			תמלוגים					מכירות			
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	תזרים לפני מסים (מהוון ב-10%)	תזרים לפני מסים (מהוון ב-0%)	עלויות תפעול	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	תמלוג-על לשותף הכללי	תמלוגי מדינה	הכנסות	מכירות (BBL) (100%)	
(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,432)	(1,468)	-	-	(1,399)	(1,468)	-	1,468	-	-	-	-	-	2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2027
(16,711)	(18,588)	(20,772)	(23,334)	(26,361)	-	-	(20,772)	(26,361)	-	-	26,361	-	-	-	-	2028
1,779	2,064	2,412	2,838	3,367	-	-	2,412	3,367	8,661	-	19,830	-	4,551	36,409	481,349	2029
11,668	14,131	17,260	21,279	26,503	610	-	17,657	27,113	9,700	-	-	-	5,259	42,072	554,085	2030
5,325	6,730	8,594	11,100	14,516	4,336	-	11,161	18,852	7,640	-	-	941	3,919	31,352	409,900	2031
3,145	4,148	5,537	7,493	10,289	3,073	-	7,192	13,362	6,121	-	-	692	2,882	23,056	303,509	2032
1,904	2,620	3,657	5,184	7,475	2,233	-	4,750	9,708	4,998	-	-	522	2,175	17,403	224,935	2033
1,118	1,606	2,343	3,479	5,267	1,573	-	3,043	6,841	4,168	-	-	391	1,629	13,028	166,852	2034
634	950	1,449	2,254	3,583	1,070	-	1,881	4,653	3,554	-	-	291	1,214	9,713	123,877	2035
343	536	855	1,393	2,326	695	-	1,110	3,021	3,100	-	-	217	905	7,243	92,053	2036
173	281	469	801	1,404	419	-	609	1,823	2,763	-	-	163	678	5,428	68,464	2037
72	123	214	382	704	210	-	278	914	2,513	-	-	122	507	4,055	50,965	2038
16	29	52	98	189	56	-	68	245	2,327	-	-	91	381	3,045	37,971	2039
(209)	(387)	(737)	(1,447)	(2,935)	-	-	(737)	(2,935)	-	2,935	-	-	-	-	-	2040
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2041
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0
7,917	12,874	19,933	30,088	44,857	14,276	-	27,251	59,133	55,546	4,403	46,191	3,430	24,100	192,804	2,513,960	סה"כ

רזרבות אפשריות																
תזרים מהוון לאחר מסים				מסים				תמלוגים					מכירות			
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	תזרים לפני מסים (מהוון ב- 10%)	תזרים לפני מסים (מהוון ב-0%)	עלויות תפעול	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	תמלוג-על לשותף הכללי	תמלוגי מדינה	הכנסות	מכירות (BBL) (100%)	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2026
(16,941)	(18,058)	(19,303)	(20,698)	(22,270)	-	-	(19,303)	(22,270)	1,001	-	23,078	-	258	2,068	34,192	2027
894	994	1,111	1,248	1,410	-	-	1,111	1,410	6,306	-	13,299	-	3,002	24,016	316,463	2028
895	1,039	1,214	1,429	1,695	-	-	1,214	1,695	5,860	-	19,594	-	3,878	31,027	410,198	2029
(4,243)	(5,139)	(6,277)	(7,739)	(9,639)	(610)	-	(6,674)	(10,248)	8,056	-	39,660	-	5,353	42,820	563,933	2030
1,786	2,257	2,883	3,723	4,869	(4,336)	-	316	533	10,614	-	39,660	128	7,276	58,212	761,073	2031
2,511	3,312	4,421	5,982	8,214	250	-	4,555	8,464	12,942	-	37,909	2,106	8,774	70,196	924,043	2032
2,407	3,313	4,624	6,554	9,450	2,823	-	6,005	12,272	14,613	-	41,175	2,416	10,068	80,545	1,041,031	2033
6,924	9,942	14,506	21,542	32,613	9,741	-	18,839	42,354	15,040	-	6,767	9,005	10,452	83,620	1,070,914	2034
3,625	5,431	8,285	12,890	20,490	6,120	-	10,760	26,611	11,651	-	-	18,932	8,171	65,365	833,678	2035
3,256	5,090	8,118	13,231	22,084	6,597	-	10,543	28,681	8,424	-	-	4,738	5,978	47,821	607,764	2036
1,973	3,219	5,367	9,164	16,060	4,797	-	6,970	20,857	5,976	-	-	3,439	4,325	34,597	436,422	2037
1,071	1,823	3,178	5,685	10,462	3,125	-	4,128	13,587	4,202	1,468	-	2,479	3,105	24,840	312,200	2038
625	1,110	2,022	3,789	7,321	2,187	-	2,626	9,508	2,942	1,468	-	1,799	2,245	17,962	224,020	2039
602	1,115	2,125	4,171	8,462	1,651	-	2,539	10,113	4,061	(2,935)	-	1,288	1,790	14,317	177,445	2040
(55)	(106)	(211)	(435)	(926)	-	-	(211)	(926)	3,112	4,403	-	-	941	7,530	92,908	2041
(215)	(433)	(902)	(1,943)	(4,346)	-	-	(902)	(4,346)	2,251	4,403	-	-	330	2,638	32,613	2042
(242)	(509)	(1,107)	(2,500)	(5,871)	-	-	(1,107)	(5,871)	-	5,871	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
4,874	14,400	30,053	56,092	100,078	32,345	-	41,408	132,423	117,052	14,677	221,141	46,333	75,947	607,573	7,838,896	סה"כ

זרבות מוכחות + צפויות + אפשריות																
תזרים מהוון לאחר מסים					מסים			תמלוגים					מכירות			
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	תזרים לפני מסים (מהוון ב-10%)	תזרים לפני מסים (מהוון ב-0%)	עלויות תפעול	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	תמלוג-על לשותף הכללי	תמלוגי מדינה	הכנסות	מכירות (BBL) (100%)	
(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,432)	(1,468)	-	-	(1,399)	(1,468)	-	1,468	-	-	-	-	-	2026
(16,941)	(18,058)	(19,303)	(20,698)	(22,270)	-	-	(19,303)	(22,270)	1,001	-	23,078	-	258	2,068	34,192	2027
(15,818)	(17,594)	(19,661)	(22,086)	(24,952)	-	-	(19,661)	(24,952)	6,306	-	39,660	-	3,002	24,016	316,463	2028
2,674	3,103	3,626	4,267	5,061	-	-	3,626	5,061	14,521	-	39,424	-	8,429	67,436	891,547	2029
7,424	8,992	10,983	13,540	16,865	-	-	10,983	16,865	17,756	-	39,660	-	10,612	84,893	1,118,018	2030
7,112	8,987	11,476	14,823	19,385	-	-	11,476	19,385	18,255	-	39,660	1,069	11,195	89,564	1,170,972	2031
5,657	7,459	9,958	13,475	18,503	3,323	-	11,747	21,826	19,063	-	37,909	2,798	11,657	93,252	1,227,552	2032
4,312	5,933	8,281	11,738	16,925	5,055	-	10,754	21,980	19,612	-	41,175	2,938	12,244	97,948	1,265,966	2033
8,042	11,547	16,849	25,021	37,880	11,315	-	21,882	49,195	19,209	-	6,767	9,396	12,081	96,648	1,237,766	2034
4,259	6,381	9,734	15,144	24,073	7,191	-	12,642	31,263	15,206	-	-	19,224	9,385	75,078	957,555	2035
3,599	5,627	8,973	14,624	24,410	7,291	-	11,653	31,701	11,524	-	-	4,956	6,883	55,064	699,817	2036
2,146	3,500	5,836	9,965	17,464	5,217	-	7,579	22,680	8,739	-	-	3,602	5,003	40,025	504,886	2037
1,143	1,946	3,392	6,067	11,165	3,335	-	4,405	14,500	6,714	1,468	-	2,601	3,612	28,895	363,165	2038
641	1,138	2,074	3,887	7,510	2,243	-	2,694	9,753	5,269	1,468	-	1,891	2,626	21,007	261,991	2039
393	728	1,388	2,724	5,526	1,651	-	1,802	7,177	4,061	-	-	1,288	1,790	14,317	177,445	2040
(55)	(106)	(211)	(435)	(926)	-	-	(211)	(926)	3,112	4,403	-	-	941	7,530	92,908	2041
(215)	(433)	(902)	(1,943)	(4,346)	-	-	(902)	(4,346)	2,251	4,403	-	-	330	2,638	32,613	2042
(242)	(509)	(1,107)	(2,500)	(5,871)	-	-	(1,107)	(5,871)	-	5,871	-	-	-	-	-	2043
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2044
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2045
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2046
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2047
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
12,791	27,275	49,986	86,180	144,936	46,621	-	68,659	191,556	172,598	19,081	267,333	49,763	100,047	800,377	10,352,856	סה"כ

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הנפט וכמות הנפט) ליום 31.12.2025:

שוי נכחי בהון של 20%	שוי נכחי בהון של 15%	שוי נכחי בהון של 10%	סה"כ	רגישות / קטגוריה	שוי נכחי בהון של 20%	שוי נכחי בהון של 15%	שוי נכחי בהון של 10%	סה"כ	רגישות / קטגוריה
<b>קיטון במחיר הנפט בשיעור של 10%</b>					<b>גידול במחיר הנפט בשיעור של 10%</b>				
(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,468)	זרבות מוכחות 1P (Proved Reserves)	(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,468)	זרבות מוכחות 1P (Proved Reserves)
4,633	8,472	13,995	33,596	זרבות צפויות (Probable Reserves)	13,809	19,946	28,611	59,051	זרבות צפויות (Probable Reserves)
3,293	7,103	12,596	32,129	סה"כ זרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	12,469	18,577	27,212	57,584	סה"כ זרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
(6,476)	(278)	10,543	61,816	זרבות אפשריות (Possible Reserves)	15,840	28,685	49,199	138,343	זרבות אפשריות (Possible Reserves)
(3,182)	6,826	23,139	93,944	סה"כ זרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	28,310	47,262	76,411	195,927	סה"כ זרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
<b>קיטון במחיר הנפט בשיעור של 15%</b>					<b>גידול במחיר הנפט בשיעור של 15%</b>				
(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,468)	זרבות מוכחות 1P (Proved Reserves)	(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,468)	זרבות מוכחות 1P (Proved Reserves)
2,297	5,561	10,301	27,204	זרבות צפויות (Probable Reserves)	16,086	22,797	32,250	65,414	זרבות צפויות (Probable Reserves)
957	4,193	8,902	25,736	סה"כ זרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	14,746	21,428	30,851	63,947	סה"כ זרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
(12,388)	(7,870)	546	42,712	זרבות אפשריות (Possible Reserves)	21,268	35,769	58,713	157,414	זרבות אפשריות (Possible Reserves)
(11,432)	(3,677)	9,448	68,449	סה"כ זרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	36,013	57,198	89,564	221,361	סה"כ זרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
<b>קיטון במחיר הנפט בשיעור של 20%</b>					<b>גידול במחיר הנפט בשיעור של 20%</b>				
(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,468)	זרבות מוכחות 1P (Proved Reserves)	(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,468)	זרבות מוכחות 1P (Proved Reserves)
(40)	2,651	6,607	20,811	זרבות צפויות (Probable Reserves)	18,362	25,648	35,890	71,777	זרבות צפויות (Probable Reserves)
(1,380)	1,282	5,207	19,343	סה"כ זרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	17,022	24,280	34,490	70,310	סה"כ זרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
(18,386)	(15,558)	(9,548)	23,609	זרבות אפשריות (Possible Reserves)	26,604	42,751	68,104	176,217	זרבות אפשריות (Possible Reserves)
(19,766)	(14,277)	(4,341)	42,953	סה"כ זרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	43,626	67,031	102,595	246,527	סה"כ זרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	סה"כ	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהון של 20%	שוי נוכחי בהון של 15%	שוי נוכחי בהון של 10%	סה"כ	רגישות / קטגוריה
<b>קיסון בכמות הנפט בשיעור של 10%</b>					<b>גידול בכמות הנפט בשיעור של 10%</b>				
(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,468)	זרבות מוכחות 1P (Proved Reserves)	(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,468)	זרבות מוכחות 1P (Proved Reserves)
5,647	9,735	15,598	36,364	זרבות צפויות (Probable Reserves)	12,820	18,706	27,029	56,286	זרבות צפויות (Probable Reserves)
4,308	8,367	14,199	34,897	סה"כ זרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	11,480	17,338	25,630	54,818	סה"כ זרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
(3,906)	3,048	14,964	70,477	זרבות אפשריות (Possible Reserves)	13,427	25,522	44,929	129,679	זרבות אפשריות (Possible Reserves)
401	11,415	29,163	105,374	סה"כ זרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	24,908	42,859	70,558	184,498	סה"כ זרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
<b>קיסון בכמות הנפט בשיעור של 15%</b>					<b>גידול בכמות הנפט בשיעור של 15%</b>				
(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,468)	זרבות מוכחות 1P (Proved Reserves)	(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,468)	זרבות מוכחות 1P (Proved Reserves)
3,819	7,458	12,709	31,371	זרבות צפויות (Probable Reserves)	14,602	20,938	29,878	61,266	זרבות צפויות (Probable Reserves)
2,479	6,090	11,310	29,903	סה"כ זרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	13,262	19,569	28,478	59,799	סה"כ זרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
(8,456)	(2,798)	7,258	55,690	זרבות אפשריות (Possible Reserves)	17,652	31,031	52,321	144,480	זרבות אפשריות (Possible Reserves)
(5,977)	3,291	18,567	85,593	סה"כ זרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	30,914	50,600	80,799	204,279	סה"כ זרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
<b>קיסון בכמות הנפט בשיעור של 20%</b>					<b>גידול בכמות הנפט בשיעור של 20%</b>				
(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,468)	זרבות מוכחות 1P (Proved Reserves)	(1,340)	(1,369)	(1,399)	(1,468)	זרבות מוכחות 1P (Proved Reserves)
1,990	5,180	9,818	26,367	זרבות צפויות (Probable Reserves)	16,384	23,170	32,726	66,247	זרבות צפויות (Probable Reserves)
650	3,811	8,418	24,899	סה"כ זרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	15,044	21,801	31,327	64,779	סה"כ זרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
(13,058)	(8,700)	(502)	40,912	זרבות אפשריות (Possible Reserves)	21,869	36,526	59,684	159,155	זרבות אפשריות (Possible Reserves)
(12,407)	(4,889)	7,916	65,811	סה"כ זרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	36,913	58,327	91,011	223,934	סה"כ זרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

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. כמו-כן, יובהר כי נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל מבוססים על הנחות ביחס להמשך מכירות הנפט מהמאגר ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתמשו וכי כמויות 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 ו/או מהביצועים בפועל של המאגר.

(ג)

התאמה בין נתוני הדו"ח לנתוני דוחות קודמים

להלן מובאת ההשוואה בין הערכות NASI בקטגוריות הרזרבות והמשאבים המותנים בין נתוני דו"ח הרזרבות ליום 31.12.2025 לבין נתוני דו"ח הרזרבות הקודם שהכינה ליום 31.12.2024.

הפרש (Gross) MBBL ליום- 31.12.2025	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL		קטגוריית רזרבות
	ליום 31.12.2025	ליום 31.12.2024	
0	0	0	רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)
(32)	2,514	2,546	רזרבות צפויות (Probable Reserves)
(32)	2,514	2,546	סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
27	7,839	7,812	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)
(5)	10,353	10,358	סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

בקטגוריית הנפט במשאבים המותנים קיימת הפחתה בשל שינוי חישוב של מעריכי הרזרבות עקב המידע שקיבלו מתכנית פיתוח השדה שהוגשה לממונה על ענייני הנפט והגז. בקטגוריית הגז הנלווה במשאבים המותנים קיימת הפחתה בשל שינוי שיטת חישוב יחס גז / נפט של מעריכי הרזרבות עקב מגמה שניטרו בשנים האחרונות.

(ד)

חוות דעת של מעריך הרזרבות

מצורף כנספח לדו"ח זה, דוח רזרבות שהוכן על-ידי NSAI ליום 31.12.2025 ביחד עם הסכמתה להכללתו בדו"ח זה.

(טו).

#### הצהרת הנהלה

תאריך ההצהרה: 29.3.2026;

ציון שם התאגיד המדווח: גבעות עולם חיפושי נפט, שותפות מוגבלת;

שם הנושא בתפקיד להערכת המשאבים: אמיר בן דוד

הרינו לאשר, כי נמסרו למעריך כל הנתונים הרלוונטיים הנדרשים לצורך ביצוע עבודתו;

הרינו לאשר, כי לא בא לידיעתנו כל מידע המצביע על קיום תלות בין המעריך לבין השותפות;

הרינו לאשר, כי הכנת הערכת המשאבים והגילוי הכלול בה הינם באחריותנו;

הרינו לאשר, כי למיטב ידיעתנו המשאבים שהוערכו ע"י המעריך הינם האומדנים הרלוונטיים, הטובים והעדכניים

ביותר הקיימים ברשותנו.

הרינו לאשר כי הנתונים שנכללו בתשקיף נערכו לפי המונחים המקצועיים המנויים בפרק ה' ובמשמעות הנודעת להם ב-

"Petroleum Resources Management System (2007)", כפי שפרסמו איגוד מהנדסי הפטרוליום (SPE), הארגון

האמריקני של גאולוגים בתחום הפטרוליום (AAPG), המועצה העולמית לפטרוליום (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת

הפטרוליום (SPEE), כתוקפם בעת הדיווח;

הרינו לאשר כי לא נעשה שינוי בזהות המעריך או המבקר שביצע או ביקר את הגילוי בדבר העתודות או המשאבים

המותנים האחרון שפרסם התאגיד.

הרינו מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדו"ח זה.

---

גבעות עולם נפט בע"מ, השותף הכללי

באמצעות שמואל בקר, יו"ר הדירקטוריון

ואמיר בן דוד (דירקטור ומנכ"ל)

להלן נתוני הפקה בשדה מגד (הנתונים משקפים את החודשים בהם הייתה הפקה בשנים אלו):

שנת 2025	שנת 2024	
0	0	סה"כ תפוקה (המתייחס לחלק השותפות) בתקופה (באלפי חביות - MBBL)
0	0	מחיר ממוצע לחבית (המתייחס לחלק השותפות) (בדולר לחבית)
0	0	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)
0	0	עלויות הפקה ממוצעות לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)
0	0	תקבולים נטו ממוצעים לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)
0	0	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט במאגר (ב- %18)

בטבלה להלן מובאים פרטים על הקידוחים שבוצעו בשדה מגד וכן לגבי קידוח מגד 7 המתוכנן וקידוחי מגד 9 ואילך הפירוט בטבלה להלן הינו מעבר לטבלאות בהתאם לתוכנית העבודה שבסעיף 8 לעיל.-

שם הבאר	פעולות שבוצעו בקידוח	סטטוס אישורים	סטטוס באר ופעולות מתוכננות	סיווג המשאבים בקידוח ושלב הקידוח בהתאם לתרשים בסעיף 7 בדו"ח התקופתי
<b>מגד 2</b>	קידוח ומבחני הפקה. בקידוח נמצא נפט במבחנים.	אין כוונה בשלב זה לבקש אישורים לקידוח.	הבאר ננטשה. הקידוח בוצע באזור הצפוני של שדה מגד. בשלב זה כוונת השותפות להתמקד בקידוחים באזור הליבה.	שלבים 5 ו-6 מבחני ההפקה ללא הפקה משמעותית של נפט
<b>מגד 3</b>	קידוח ומבחני הפקה. בקידוח נמצא נפט בלוגים.	אין כוונה בשלב זה לבקש אישורים לקידוח.	הבאר ננטשה. הקידוח בוצע באזור הצפוני של שדה מגד. בשלב זה כוונת השותפות להתמקד בקידוחים באזור הליבה.	שלב 5 קידוח כולל ביצוע לוגים
<b>מגד 4</b>	קידוח אנכי וקידוח אופקי ומבחני הפקה. בקידוח נמצא נפט במבחנים.	אין כוונה בשלב זה לבקש אישורים לקידוח.	הבאר ננטשה. הקידוח בוצע באזור הצפוני של שדה מגד. בשלב זה כוונת השותפות להתמקד בקידוחים באזור הליבה.	שלבים 5 ו-6 מבחני ההפקה ללא הפקה משמעותית של נפט
<b>מגד 5</b>	הגעה להפקה מסחרית של מעל 1.25 מיליון חביות.	התקבל אישור הוועדה המחוזית להפקה מהאתר. התקבל אישור לשינוי תב"ע טרם התקבל היתר בניה.	באר נפט פעילה (נכון למועד הדו"ח לא מפיקה). לאחר סיום שלב ההפקה בשפיעה טבעית משכבה 8B מתוכנן לבצע אופרציה להפקה ממוקטעים נוספים בבאר באמצעות ערוץ קידוח במהלך שנת 2026 ובעלות של כ- 5,250 אלפי דולר.	שכבה 8B ושכבה 1 מסווגות כעתודות צפויות. מקטעים 8-2 מסווגים כמשאבים מותנים. שלב 14- הפקה מסחרית
<b>מגד 6</b>	קידוח ומבחני הפקה. במבחנים הופקו כ-45 אלף חביות נפט בשילוב מי תצורה.	התקבל אישור לקידוח ומבחני הפקה. השותפות פועלת מול הוועדה לקבלת	באר בשלבי פיתוח ובחינת אפשרויות ההפקה. ביצוע קידוח עוקף לבדיקת כלל השכבות. מתוכנן לבצע אופרציה להפקה באמצעות ערוץ קידוח במהלך שנת	שכבה 8B ושכבה 1 מסווגות כעתודות צפויות. מקטעים 8-2 מסווגים כמשאבים מותנים.

	אישור לשלב ההפקה.	2026 ובעלות של כ-5,500 אלפי דולר.	שלב 7- הפקה משמעותית של נפט במבחים
<b>מגד 8</b>	קידוח לעומק 2,050 מטר וביצוע פעולות דיפון. התקבל אישור לקידוח ומבחני הפקה מהוועדה המחוזית. לשלב ההפקה יש צורך באישור הוועדה המחוזית.	באר בשלבי קידוח. המשך קידוח אלכסוני לשכבות המטרה. טרם התקבל אישור משרד האנרגיה לשלב האלכסוני של הקידוח.	שכבה 8B ושכבה 1 מסווגות כעתודות צפויות. מקטעים 2-8 מסווגים כמשאבים מותנים. שלב 5- ביצוע קידוח (חלקי)
<b>מגד 7</b>	בקשת אישורים התקבל אישור מהוועדה המחוזית לקידוח ומבחני הפקה. לשלב ההפקה יש צורך באישור הוועדה המחוזית.	באר בשלבי תכנון. ביצוע קידוח ומבחני הפקה. טרם הוגשה תוכנית קידוח לאישור הממונה. לאחר סיום ערוצי הקידוח במגד 6 ובמגד 5 השותפות מתכננת לבצע קידוח חדש נוסף בעלות של כ- 23.6 מיליון דולר.	שכבה 8B ושכבה 1 מסווגות כעתודות צפויות. מקטעים 2-8 מסווגים כמשאבים מותנים. שלב 4- גיבוש פרוספקט לביצוע קידוח
<b>מגד 9 ואילך</b>	איתור מקומות משוערים לביצוע הקידוחים באזור הליבה. יש צורך בקבלת אישורים של הוועדה המחוזית לכל קידוח בהתאם לתקנות	בארות עתידיות. בהתאם לממצאים מקידוחי מגד 6-8 הגשת בקשות לקבלת אישורים לביצוע הקידוחים.	שלב 1- ניתוח נתונים לבחינת אזורי קידוח

#### (א) המשך הפעולות המתוכננות בקידוח מגד 5

ביום 22.6.2011 החל שלב ההפקה במבחני ההפקה לטווח ארוך הנעשים בבאר מגד 5. תהליך ההפקה בתקופת מבחני ההפקה לטווח ארוך ובתקופת ההפקה המסחרית מבוצעים בצורה אוטומטית בשבתות וחגים (על פי היתר הילכתי שהתקבל מהרב עדין שטיינזלץ ע"ה וממכון צומת). לפיכך השותפות מבצעת הפקה סדירה ממגד 5 ללא הפסקות בשבתות וחגים כך שההפקה בפועל נמשכת ברצף בכל ימות השבוע. המטרה של מבחני הפקה אלו היא לעקוב אחר הלחצים וקצב ההפקה בקידוח בתקופה ארוכה כפי שנהוג בתעשיית הנפט, בטרם מתחילים את שלב ההפקה המסחרית הרגילה. קצב ההפקה בתקופה זו שהחל בכ-800 חביות ליום ירד בהאטה טבעית לכ-100 חביות נפט ליום בקירוב. בחודש דצמבר 2016 עצרה השותפות את ההפקה מבאר מגד 5, ההפקה חודשה בחודש מרץ 2017 אך אופיינה בחוסר יציבות ולעיתים נדרשה התערבות חיצונית להמשך ההפקה ואותרה בבאר בעיית אבדן לחץ. השותפות ביצעה פעולות אופרציה לטיפול בבעיית אבדן הלחץ וביום 30 ביולי 2018 התקבל אישור הממונה והשותפות חזרה להפיק מקידוח מגד 5. בחודש יוני 2020 הופסקה ההפקה מהבאר והוחלט לסגור את הבאר על מנת לגרום לבניית

לחץ שיאפשר את המשך הזרמת הנפט. השותפות ביצעה ניסיונות להחזרת ההפקה בשפיעה טבעית ופתחה את הבאר לבחינת ההפקה כאשר נטרה עליית לחץ בבאר. בחודש יוני 2022 השותפות ביצעה בבאר פעילות ניקוי וניסיונות להחזרת ההפקה משכבה b8. במהלך 10 ימים הופקו כ-1,000 חביות נפט וכ-480 חביות של מי תצורה (בנוסף נשאבו מהבאר כ-630 חביות מים שהוחדרו לבאר ע"י השותפות במהלך פעולות האופרציה שנעשו בבאר). הפקת הנפט היומית אופיינה בחוסר יציבות ובדעיכה יחסית מהירה.

מסקנת יועצי השותפות הינה ששכבה 8b, ככל הנראה, דוללה ואין טעם מעשי וכלכלי לנסות ולהמשיך להפיק משכבה זו (יצוין כי שכבה זו בלבד הפיקה מעל 1.2 מיליון חביות נפט). יועצי השותפות ממליצים לנסות ולהפיק ממקטעים נמוכים יותר בבאר. יצוין כי בפענוח מחודש של הלוגים של מגד 5 שנעשה בעזרת תוכנות חדישות ומתקדמות (שבהן נעשה שימוש לפענוח הלוגים של מגד 6 בשנה האחרונה) אותו מספר שברים גדולים יחסית במקטע 6 ובקטעים נמוכים יותר בבאר מגד 5.

לאחר סיום העבודות לביצוע ערוץ הקידוח במגד 6 כמתואר בסעיף (ג) להלן, הציוד יועבר למגד 5 ובכוונת השותפות לאטום את שכבה 8B ולאחר מכן, לפתוח את השסתום תחתיו לעבר השכבות של מוהילה A, לקדוח ערוץ חדש בניסיון להביא את הבאר להפקה משכבות אלו.

#### **(ב) הפקה ומכירה של נפט מאתר מגד 5**

לפרטים בדבר נתוני ההפקה מקידוח מגד 5 ראו בטבלה שבסעיף 8 (ז) לעיל. להלן מובאים נתוני הפקת ומכירת נפט במהלך מבחני ההפקה לטווח ארוך. החל מתחילת ההפקה בחודש יוני בשנת 2011 עד ליום 31.12.2016 הופקו כ-1,055 אלפי חביות, ונמכרו כ-1,030 אלפי חביות תמורת סך של כ-83.75 מיליון דולר.

#### **(ג) קידוח מגד 6**

##### מהלך הקדיחה

שלב הקדיחה בפועל בבאר החל ביום 16.3.2021. במהלך הקידוח אירעו מספר תקלות ותפיסות כלים שגרמו במצטבר לעלויות נוספות של כ-7.6 מיליון דולרים (השותפות בוחנת קבלת שיפוי מחברת הביטוח בגין חלק מהנזקים וכן קיזוז מהתשלומים המגיעים לחברת הקידוח כמפורט להלן) ולעיכוב מצטבר של כ-5 חודשים בתכנית הקידוח (לפרטים ראו בביאור 3 (ז) בדוחות הכספיים להלן). ביום 1 בנובמבר 2021 השותפות סיימה את ביצוע שלב הקדיחה בקידוח העוקף בעומק סופי של 4,825 מטרים.

##### ניתוח הלוגים שבוצעו בבאר

בבאר בוצעו לוגים משני סוגים ע"י שתי חברות. ביום 6 בינואר 2022 פרסמה השותפות את מסקנות יועצי השותפות בעקבות הלוגים שבוצעו בבאר לפיהם נאסף הרבה מידע בעל ערך משמעותי לפיתוח השדה בביצוע הלוגים במגד 6. אנשי המקצוע השונים ניתחו את המידע יחד עם המידע שנאסף מהלוגים במגד 5 ועיבודו באמצעות תוכנות חדשניות. בניתוח תוצאות הלוגים זהו מעל 140 שברים טבעיים לאורך כל עמוד הנפט (מונח זה מייצג את המרחק שבין האזור הגבוה ביותר במבנה שבו מצוי מאגר הנפט לאזור הנמוך ביותר שבו מסתיים עמוד הנפט בקו המגע נפט/מים שהינו 25 מטרים עמוק יותר מהמצופה). כמו כן מעיבוד מחודש של נתוני הלוגים במגד-5 באמצעות תוכנות חדשניות, ניתן לאבחן שברים טבעיים בסביבות הבאר ובמרחקים שאליהם ניתן להגיע באמצעות קדיחה על ידי מגדל קידוח ואמצעי קידוח (Rotary Stearable System) המאפשרים קדיחה מדויקת לכיוון רצוי, ו/או קדיחת

ערוצי קידוח (lateral branches) אלכסוניים או אופקיים (באמצעות צינור עבה - coil tubing) מבור הקידוח לכיוון השברים.

המידע שהצטבר בעניין מבנה השברים והמודל של רשת השברים במאגר עוזר לתכנן את הכיוונים של קדיחת ערוצי הקידוח במעקף החדש במטרה להגיע למיקסום ההפקה, ולפיתוח השדה בכלל.

#### החלטה על ביצוע קידוח עוקף

במהלך הפעולות להזרקה צמנט לתחתית הבאר שבוצעו ביום 20.12.2021 אובחן כי הצנרת שהוחדרה לבאר תפוסה. השותפות ביצעה פעולות שגרתיות למשיכת הצנרת התקועה אך רק חלק מהצנרת נשלפה וחלק מהצנרת נותרה בתחתית הבאר והוחלט לבצע קידוח עוקף.

ביום 5 באפריל 2022 עדכנה השותפות כי סיימה בהצלחה את ביצוע הקידוח העוקף עד לעומק סופי של 4,713 מטרים. הקידוח בוצע בהתאמה לתכנית בכיוון ובזווית שנקבעו.

#### פעולות להשלמת הבאר

השותפות ביצעה במהלך 2022 פעולות להתקנת הדיפון עד לעומק של 4,250 מטרים וכן פעולות להשלמת החלק התחתון של הבאר (completion) ביום 12 באוגוסט 2022 סיימה השותפות גם את השלמת החלק העליון של הבאר.

#### הכנת האתר וביצוע פעולות הניקוי

במהלך פעולות האופרציה לניקוי הבאר והסרת החסמים שבוצעו בחודש אוקטובר 2022, נתקע ה-CT והשותפות ביצעה במהלך מספר שעות פעולות שגרתיות לחילוף ה-CT. השותפות הצליחה לחלץ את ה-CT וכאשר העלתה את כולו לפני השטח התברר כי החלק התחתון באורך של 3 מטרים הכולל את המנוע של המקדח ואת המקדח נותרו בקידוח.

בהמלצת יועצי השותפות הוחל להביא ארצה מצלמה מיוחדת שתורד לבאר באמצעות ה-CT הגדול (שנרכש על ידי השותפות לביצוע ערוצי הקידוח) לבדיקת מצב הבאר ומיקום הכלים התקועים. ביום 18 בינואר 2023 הסתיימו בהצלחה הפעולות לבדיקת מצב הבאר בעזרת המצלמה. הממצאים של התמונות שהתקבלו מהמצלמה מאשרים כי צנרת הדיפון בבאר במצב תקין וכי הכלים התקועים (שעלותם זניחה) אינם בצנרת הדיפון אלא בבור הפתוח שמתחת לצנרת הדיפון.

#### ערוץ הקידוח

ביום 11 באפריל 2023 החלה השותפות בביצוע ערוץ הקידוח במגד 6.

השותפות קדחה את ערוץ הקידוח בתוך שכבות המטרה עד לעומק של 4,560 מטרים. הקידוח נעשה בתוך שכבות סלע קשה מסוג דולמיט ובוצע בקצב איטי מהמתוכנן. כמו כן ראשי הקידוח שבאתר נשחקו והקצב הואט. להערכת יועצי השותפות לא היה טעם להמשיך את ערוץ הקידוח עם ראשי הקידוח שבאתר והיה צורך להביא ארצה ראש קידוח נוסף. הפעולות להמשכת ערוץ הקידוח אופיינו בקדיחה איטית. לאחר קדיחה של כ-30 מטרים אובחן חוסר יציבות בבור הפתוח. לאחר התייעצות עם יועצי השותפות הוחלט למשוך לפני השטח את הציוד לביצוע ערוץ הקידוח. לאחר משיכת הציוד התברר שהחלק התחתון באורך של כ-5 מטרים הכולל את ראש המקדח נשבר ונותר בבאר. להערכת יועצי השותפות לא היה טעם לנסות ולחלץ אותו. יצוין כי השותפות לא נשאה בעלויות החלק שנשבר שכן הוא בוטח. השותפות ציינה כי הפעילות עד לאותו שלב והעובדה שנקדחו כ-330 מטרים בתוך שכבת הדולומיט הקשה, מביאה למסקנה כי ערוצי הקידוח הינם פתרון ישים וניתן יהיה להשתמש בטכניקה זו לביצוע ערוצי קידוח נוספים.

### בדיקות ותחזיות שהתקבלו מחברת Schlumberger והתוכניות להמשך הפעולות בבאר

השותפות קיבלה מחברת Schlumberger מודל גאו-מיכני תלת מימדי חדש על סמך כל תוצאות קידוחי המעקפים במגד 6 ומגד 5, הלוגים השונים והמידע שנצבר. מטרת הביצוע של המודל הגיאומיכני הינה, בין היתר, לקבוע את כיוון הביצוע של ערוצי הקידוח במגד 6 ובמקטעים הנמוכים במגד 5 בין היתר על סמך הממצאים שנאספו בקידוחים השונים, כדי לנסות למקסם את ההפקה. כמו כן המודל יאפשר הבנה טובה יותר של הכוחות השונים הפועלים בתת הקרקע ולתכנן ערוצי הקידוח תוך שמירה על יציבות הבור בהתחשב בכוחות השונים.

ביום 16 באפריל 2024, קיבלה השותפות מחברת Schlumberger את תחזית ההפקה לערוצי הקידוח שיבוצעו במגד 6 ובמגד 5 (שהינה חלק מהמודל הגיאומיכני), כדלקמן-

### ההנחות ששימשו בסיס לתחשיבים

חברת Schlumberger בדקה את המידע על הקידוחים מכלל השדה ולא רק ממצאים ממגד 5 ומגד 6. המודל הגיאומיכני הראה שמבחינת הכוחות התת קרקעיים השונים וכן כדי למקסם הפקה, נכון לקדוח באזימוט שבין 220 ל 250. כמו כן, מומלץ לא לקדוח קידוח נטוי בזווית גדולה יותר מ 40 מעלות. כדי לא להיות בערכי הקצה ועל מנת לנסות למקסם הפקה בנתונים האלו, הומלץ כי ערוצי הקידוח בבארות מגד 6 ומגד 5 יבוצעו באזימוט 235 ובזווית של 35 מעלות.

כמו כן, שכבות המטרה הן: שכבה 6, שכבה 4 ושכבה 3. ההמלצה היא להפיק במקביל משלושת השכבות יחד ובו זמנית כדי למקסם את ההפקה. המודל מבוסס על ביצוע ערוץ קידוח באורך של כ-420 מטרים בשכבות הללו. בנוסף המודל מניח שמבחינת ההפקה יבוצעו בדרך של התקנת דיפון (בקוטר צינור של 2 7/8") וביצוע חירור במקטעי ההפקה. מודגש כי מבחינת ההפקה טרם גובשו סופית ולאחר ביצוע ערוץ הקידוח יוחלט על המבחנים שיבוצעו בפועל. בתחזית ההפקה ישנם, בין היתר, שלושה פרמטרים מרכזים המשפיעים על ההפקה במאגר:

1. Fracture Permeability - רמת מוליכות השברים הטבעיים, המודל מניח רמת מוליכות של בערך 20%.
2. Perforation Length - אורך מקטע החירור בצנרת הדיפון במבחינת ההפקה (הפרפורציה), ההמלצה היא כי תותקן צנרת מחוררת באורך של 60 מטרים בשכבה 6 וכן צנרת מחוררת באורך 60 מטרים בשכבות 3 ו 4, סה"כ 120 מטרים (חירור). Schlumberger בדקה אפשרויות שונות במודל עם מקטעי חירור באורכים של 30 מ' ו 40 מ' במקטע 6 ובמקטעים 3 ו-4 לשם השוואה והמליצה על חירור של 60 מטרים כאמור.
3. Skin - שכבה דקה, בעיקר של שאריות שבבי ונוזלי הקידוח במעטפת הבאר שנותרת במהלך הקידוח. שכבה זו מונעת הפקה מקסימלית. המודל בחן את השפעת ה SKIN על ההפקה ב 3 רמות, 10%-כמות של SKIN מעל להנחת המודל, 0% כמות של SKIN בהתאם להנחת המודל, ו 3%-כמות של SKIN פחותה מהנחת המודל. 10% משקף מצב קדח הבאר לפני ביצוע פעולות המרצה, 0% ו 3%- משקפים מצב אחרי המרצה עם רמת הצלחה שונה.

### תחזית ההפקה

לתחזית ההפקה צורפו גרפים בתרחישים שונים המראים את הנתונים כדלהלן:

הפקה מצטברת במשך 20 שנה במיליוני חביות	מגד 6 חביות ליום	מגד 5 חביות ליום	הסתברות
27.6	6,500	700	P10
24.2	4,500	800	P50
14	1,800	700	P90

בתחזית הנמוכה P90 - ישנה הסתברות של 90% להפיק לפחות כמות זו ללא ביצוע המרצה. סה"כ כמות מצטברת להפקה היא 14 מיליון חביות במשך 20 שנה.

בתחזית הבינונית P50 - ישנה הסתברות של 50% להפיק לפחות כמות זו לאחר ביצוע המרצה עם שכלול של מוליכות טובה יותר, סה"כ כמות מצטברת להפקה היא כ 24.2 מיליון חביות במשך 20 שנה.

בתחזית הגבוהה P10 - ישנה הסתברות של 10% להפיק לפחות כמות זו לאחר ביצוע המרצה טובה וגם מוליכות טובה יותר בשברים הטבעיים, סה"כ כמות מצטברת להפקה היא 27.6 מיליון חביות במשך 20 שנה. (לשם השוואה, מגד 5 הפיקה משכבה 8 כ 1.2 מיליון חביות ב 9 שנים).

בתחזית ההפקה ישנם מודלים אחרים שנעשו לשם השוואה המראים חלוקה שונה בין ההפקות של מגד 6 ומגד 5, ז"א הפקה גבוהה יותר במגד 5 על חשבון מגד 6, אך התוצאה הסופית המצטברת לא משתנה מהותית.

אפשרויות ההפקה הינן על פי 3 תנאי באר שונים: הנמוך ביותר הוא לפני המרצה כלשהי (Skin 10%). האמצעי הוא עם המרצה שהורידה את ה Skin ל 0%. והגבוה הוא לאחר המרצה מוצלחת (Skin -3%).

נתוני ההפקה היומיים והמצטברים מוצגים בטבלה:

הפקה מצטברת במשך 20 שנה במיליוני חביות	מגד 6 - חביות ליום	מגד 5 - חביות ליום	שיעור Skin
26.3	4,600	2,600	-3%
22.4	3,200	1,900	0%
14.6	1,800	1,000	10%

ניתן לראות כי בין הטבלאות יש שוני בחלוקה בהפקה הצפויה בין מגד 5 למגד 6 אך הכמות הכוללת דומה, השוני נובע בין היתר מכך שבטבלה זו נעשה שימוש בשיעור מוליכות קבוע ואילו בטבלה הקודמת נעשה שימוש בשיעורי מוליכות משתנים בסביבות ה-20%.

באופן כללי, מציינת Schlumberger כי יש צורך לקדוח הרבה בארות כדי לנצל מקסימלית את הנפט הקיים במאגר וכי הקשרים בין השברים במאגר עדיין לא ברורים מספיק. המודל נעשה על בסיס נתוני השברים הטבעיים באיזורים הקרובים למגד 5 ומגד 6 ויש לבצע לוגים נוספים ובדיקות נוספות על מנת ללמוד טוב יותר את המאגר ולביצוע קידוחים נטויים.

כמו כן, Schlumberger ביצעה Feasibility Study, על בארות מגד 6 ומגד 5 (לבדיקת כל האספקטים הנדרשים לביצוע האופרציה) כשעל סמך הבדיקות הם הכינו טיוטות תוכניות לקידוח הערוץ במגד 6 וכן למגד 5.

ביום 16.9.2024 קיבלה השותפות הודעה מ-Schlumberger כי חטיבת אירופה פעלה לשריון הציוד הנדרש מחטיבת המזרח התיכון אך, כאמור לעיל, ברגע האחרון הוארך השימוש בערכת הציוד שיועדה לשותפות. Schlumberger מדגישה במכתבה כי הודעה זו התקבלה בהפתעה ולמעשה היוותה אכזבה גדולה לחטיבת אירופה ולשותפות. לאור האמור, חטיבת אירופה צריכה להשאל ערכה מושלמת וצוותי עבודה מחטיבת המזרח התיכון ומאחר והערכות משוריינות לעבודה בשנה הקרובה, Schlumberger מעריכה כי בתרחיש הקרוב ביותר ניתן יהיה לבצע את האופרציה במגד 6 ובמגד 5 בתחילת 2026.

השותפות בחנה אפשרויות נוספות של ספקי שירות אחרים לביצוע האופרציה, בעזרתו של קן סטנלי.

1. הדירקטוריון קיים ביום 12.2.2026 ישיבה בהשתתפות קן סטנלי בה נדונו ההצעות שהתקבלו מהחברות הבאות:

Schlumberger.1.1

H2Oil.1.2 עם מעטפת חברות (WSG) עבור פעילות ה CT וחברה צפון אמריקאית עבור פעילות הקידוח הזוויתי (BHA)

1.3. הצעה נפרדת של ANTECH עבור הקידוח הזוויתי (BHA)

בהמלצת קן סטנלי והנהלת השותפות הוחלט לשלב 2 הצעות כמפורט להלן ולהורות למנכ"ל, לקן סטנלי ולדח"צ משה פולט לקדם את המו"מ לגבי הצעות אלו מתוך מטרה להגיע להסכמי ביצוע בטווח הזמן המהיר ביותר. ההסכמים הסופיים יאושרו ע"י הדירקטוריון.

ביום 3 במרץ 2026 חתמה השותפות על הסכמים עם חברת H2OIL לקבלת כל מעטפת השירותים הנלוות לאופרציה (לרבות נזלים, צמנט, מקדחים, צוותים מקצועיים, שירותי פיקוח באתר, הכנת תוכנית בטיחות, ייעוץ מקצועי, סיוע לקן סטנלי וכדומה) וכן לרכישת ה-Coiled Tub והכבל הנדרשים לביצוע ערוצי הקידוח במגד 6 ובמגד 5 (חברת WSG שביצעה עבור השותפות את פעילות המבחנים בקידוח מגד 6 בשנת 2016 תבצע את פעילות ה-CT) כמו כן, נחתם הסכם עם חברת ANTECH עבור הקידוח הזוויתי (BHA).

פרוט מבנה הפעילות:

1. עלות הפעילות הכוללת מבוססת על משך זמן קידוח של 75 ימי עבודה - 30 יום לאופרציה במגד 6 ו-45 יום לאופרציה במגד 5 ובנוסף על כ-30 ימי הובלה של הציוד הלוך וחזור בסיום הפעילות. העלות הינה כמפורט להלן:  
א. עלות השירותים הנלווים של חברת H2OIL וצוותי העבודה הינם כ-6.6 מיליון דולר, התשלומים לחברה יהיו בהתאם לאבני דרך שנקבעו בהסכם וישולמו מראש לפני ביצוע כל אחד מהשלבים, לא נדרש תשלום מקדמה בשלב זה.

ב. עלות שירותי הקידוח הזוויתי הינם כ-2.6 מיליון דולר. על מנת לשריין את הציוד השותפות שילמה מקדמה בסך 300 אלף דולר מתוך הכספים המופקדים אצל הנאמן. שאר התשלומים יהיו בהתאם לאבני דרך שנקבעו בהסכם וישולמו מראש לפני ביצוע כל אחד מהשלבים. השותפות נדרשת לשלם 282 אלף דולר נוספים בעוד 4 שבועות כחלק מהמקדמה.

ג. עבור עלות רכישת ה-CT והכבל הינם כ-370 אלף יורו (הליך ייצור והובלת ה-CT ארצה צפוי להימשך כ-4 חודשים ועל מנת להתחיל זאת במייד השותפות שילמה מקדמה בסך 270 אלף יורו מתוך הכספים המופקדים אצל הנאמן. השותפות נדרשת לשלם 100 אלף יורו נוספים בעוד 45 יום.

עלות הפעילות המפורטת לעיל, כולל הובלת הציוד לאתר הינה כ-10 מיליון דולר. יצוין כי הצעה זו המגלמת שילוב רכיבים מתוך כלל ההצעות שנבחנו, הינו נמוך משמעותית מהצעת חברת Schlumberger הקודמת בה ננקב סכום של 15.7-17.8 מיליון דולר (ראו דיווח מיום 22.8.2025). זאת ועוד, ההצעה העדכנית שהעבירה חברת Schlumberger הציגה מחיר גבוה בהרבה ועמדה על כ-27-32 מיליון דולר.

2. עלויות נוספות של השותפות - הכנת אתרי הקידוח, רכישת ציוד, הוצאות שוטפות וחובות שמועד פירעונם הגיע:

א. עלויות הכנת אתרי הקידוח לפעילות ורכישת ציוד וחומרים ישירות על ידי השותפות עבור הפעילות וההוצאות השוטפות של השותפות עד לפעילות ובמהלכה, הינם כ-3.2 מיליון דולר.

ב. חובות השותפות שהגיע מועד פירעונם הינם בסכום של כ-1.8 מיליון דולר.

3. הוצאות בלתי צפויות- בתקציב הפעילות הדירקטוריון אישר לתקצב סעיף להוצאות בלתי צפויות של כ-20% מהעלויות בסכום של כ-3 מיליון דולר

4. לוחות הזמנים המתוכננים להגעת הציוד והצוותים ארצה לביצוע ערוצי הקידוח כמתוכנן, הינם בסוף הרבעון השני של 2026 והפעילות צפויה להתבצע בעזרת השם בתחילת הרבעון השלישי.

5. מימון- השותפות פועלת להשגת המימון הנדרש כמפורט לעיל. בהקשר לכך יובהר כי כ-600 אלפי דולר שהופקדו אצל הנאמן שימשו לתשלומי המקדמות כמפורט לעיל. כמו כן, נותר סכום לגיוס של כ-7.5 מיליון דולר מהגדלת ההון שאישרה האסיפה ביום 13.6.2024 (השותפות תשאף לבצע את ההנפקות בהתאם להחלטה זו במספר הנפקות קטנות יחסית בהתאם לאבני הדרך ולתשלומים הנקובים בהסכמים). השותפות תבחן את האפשרויות העומדות בפניה להשלמת המימון הנדרש בסכום מוערך של כ-9-10 מיליון דולר. מובהר כי בהסכמים שנחתמו עם החברות המפורטות לעיל לביצוע האופרציה, השותפות תדרש לשלם מקדמות ותשלומים מראש שיינתן ולא יוחזרו ככל ולא יושג המימון הנדרש לעמידה בהסכמים. יחד עם זאת, התשלומים מחולקים לפי שלבי הביצוע השונים ומותנים בהתקדמות הפעילות.

6. ההסכמים כוללים הוראות נוספות בנושאים שונים, בין היתר, ביטוחים (בהסכם עם ANTEC נקבע כי סכום של 399 אלפי דולר ישולם לפני תחילת הפעילות וישמש כביטוח לציוד הקידוח הזוויתי), מיסוי, אחריות ושיפוי, סודיות, מקרים של כח עליון (לרבות דרישות בטיחות באתרים לאור המצב הבטחוני), בריאות ורווחה, הגנת הסביבה, בוררות ועוד.

7. התוכנית שתשמש לביצוע האופרציה, מבוססת על התוכנית שהוכנה על ידי חברת Schlumberger, אשר ביצעה גם מודל גיאומיכני תלת מימדי והעבירה לשותפות תחזית הפקה וכן ביצעה בדיקת היתכנות של הפעילות כמפורט לעיל.

8. מר קן סטנלי ישמש כמנהל האופרציה והקידוח, לפרטים על ההסכם שנחתם עם מר סטנלי ראו דיווח מיום 1.12.2024. יצוין כי מר קן סטנלי סייע רבות באיתור החברות לביצוע האופרציה, בניהול המו"מ איתם ובאיפיון הצרכים והציודים לכך. ניהול האופרציה ע"י מר סטנלי יאפשר עבודה רציפה 24/7 במהלך האופרציה.

במהלך ישיבת הדירקטוריון שאישרה את ההסכמים ציינו הדירקטורים אפי איתם וארז וינר כי להערכתם חתימה על ההסכמים היא האפשרות היחידה של השותפות להתקדם (לאחר תקופה ארוכה) וכי יש לראות בכך הישג במצב הנוכחי, בשותפות ובמדינה. לכן, עמדתם הוצגה לפיה נכון להתקדם על פי ההסכמים שהושגו, על אף שישנם אתגרים וסיכונים בהשגת המימון. כמו כן, החתימה על ההסכמים ותוכניות השותפות לביצוע ערוצי הקידוח בהתאם לתוכנית שהוכנה על ידי חברת Schlumberger, תוכניות שיוגשו (לאחר ביצוע העדכונים הנדרשים של לוחות הזמנים) לאישור הממונה, עשויים להקל על צירוף משקיע מהותי לשותף הכללי. משקיע שסייע בהשלמת המימון לאופרציה וכניסתו עשויה לשנות את מבנה השליטה והניהול של השותפות.

מידע צופה פני עתיד

ההנחות המובאות לעיל ביחס להסכמים, ללוחות הזמנים, לתחילת הפעילות במועד, להשגת הציוד הנדרש, לעלויות האופרציה ושכירות הציוד, לביצוע האופרציה, להשגת המימון, לאפשרות לצירוף משקיע לשותף הכללי וכו' מבוססות על השגת הציוד והכספים הנדרשים למימון האופרציה ולעמידה בתנאי התשלום, על ההסכמים והמגעים בין הצדדים ועל הערכות יועצי השותפות ועל ביצוע הפעולות ללא תקלות או עיכובים בלתי צפויים, ועל הערכות והשערות שנתקבלו מיועצי השותפות שהינן מידע צופה פני עתיד. ההערכות וההשערות הנ"ל הינן בגדר הערכות והשערות

מקצועיות שלגביהן לא קיימת כל וודאות והן עשויות להתעדכן בהמשך עם התקדמות הקידוחים ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה ממצאים שיתקבלו בהמשך האופרציה, מתקלות, עיכובים בלתי צפויים, מתנאים תפעוליים, קשיים בהשגת המימון, תנאי שוק, תנאים רגולטורים, החמרה במצב הבטחוני ועוד.

## **(ד) השלב הבא בפיתוח שדה מגד**

### **כללי**

עיקר פעילותה של השותפות מתרכזת כיום באופרציה במגד 6, ניסיונות להחזרת ההפקה במגד 5 וההכנות לביצוע שלב הקידוח האלקסוני במגד 8 ובקידום תוכניות סטטוטוריות של מגד 6.

### **הון אנושי**

10

#### **עובדים ונותני שירותים חיצוניים** 10.1

לרשות השותף הכללי עומדים שירותיהם של הדירקטורים שמואל בקר (יו"ר), אמיר בן דוד, אפי איתם, גבי סיבוני, יהודה דובוביס, גיא פלג, ארז וינר (דירקטור בלתי תלוי), אסנת שוחט (דירקטורית חיצונית), משה פולט (דירקטור חיצוני) ונגה בן דוד ועוד בן דוד (דירקטורים חליפיים). אמיר בן דוד מכהן החל מחודש ינואר 2017 גם כמנכ"ל. כמו כן מעסיקה השותפות 6- עובדים כדלקמן: מנהל כספים, מנהלת חשבונות, ו-4 עובדי שטח העובדים במשמרות.

השותפות חותמת על הסכמי עבודה אישיים עם כל עובד. בהסכם נקבעים התפקיד, היקף המשרה, השכר והתנאים הנלווים. לא נקבעו תוכניות תגמול לעובדי השותפות מלבד להפרשות לפיצויים וקיצבה כמתחייב בחוק.

מתוך העובדים המוזכרים לעיל ה"ה אמיר בן דוד (מנכ"ל השותפות) ואביעד אודיש (מנהל הכספים) הינם נושאי משרה בכירה בשותפות.

השותפות מקבלת שירותים מקצועיים בהתאם לצורך מאנשי מקצוע בתחום הנפט בזמן ביצוע פעולות אופרציה באתרי הקידוח או לצורך ייעוץ והכנת תוכניות. למינוי של מר קן סטנלי למנהל הקידוחים של השותפות ראו בסעיף 10.4 להלן.

כמו כן מתקשר השותף הכללי בשם השותפות המוגבלת לפי הצורך עם נותני שירותים חיצוניים לשותפות המוגבלת (ובכללם גיאולוגים, מהנדסים ומומחים אחרים, המייעצים לשותפות המוגבלת ומחווים דעתם בעניינים מקצועיים שונים) לצורך ביצוע פעילותו כמפעיל בהקשר לכך יצוין כי למיטב ידיעת השותף הכללי קשה מאוד למצוא בעלי מקצוע ומומחים בתחום חיפוש הנפט בארץ ובמקרים רבים יש צורך להיוועץ עם מומחים מחו"ל. ההתקשרות הינה לכל פרויקט בנפרד.

להערכת השותף הכללי אין לשותפות תלות מהותית במי מבין עובדיה.

#### **10.2**

דירקטוריון השותף הכללי, תוך הסתכלות קדימה להגשמת מטרותיה ארוכות הטווח של השותפות ובמטרה להבטיח את רצונה של השותפות לשמר את עובדיה ולתגמל אותם על הצלחה בפיתוח שדה מגד, החליט ביום 10.4.2013 להעניק לעובדי השותפות (שמלאו 24 חודש להעסקתם בשותפות עד למועד הזכאות לבונוס) בונוס על כל קידוח שיגיע להפקה מסחרית בשני הקידוחים הבאים שתבצע השותפות. כמפורט להלן, הבונוס לעובדי השותפות יינתן בהתחשב בתרומתם לשותפות, חלקם בהצלחתה ובצמיחתה של השותפות ועמידתם ביעדים.

בהתאם לתוכנית הבונוסים עובדי השותפות יהיו זכאים לבונוס של בין 0.25 מסך המשכורת חודשית ועד 4 משכורות חודשיות בגין כל באר שתגיע להפקה מסחרית בשני הקידוחים הבאים. חישוב הבונוס יתבסס על

הפרמטרים הבאים: הצלחת השותפות (ההצלחה תמדד בהתאם לתוצאות מבחני ההפקה בכל קידוח), ותק העובד והערכת ההנהלה.

ביום 04 בנובמבר 2020 אישר דירקטוריון השותף הכללי בונוס לעובדי הנהלת השותפות בגובה של 100 אלפי ש"ח שינתן עם חידוש ההפקה מאחת הבראות.

במכתב מיום 9.2.96 הודיע השותף הכללי לגיאולוג הראשי לשעבר של השותפות, ד"ר ולדימיר שטיינגולץ, כי הוא יהיה זכאי לקבל 1% מכל הכספים (נטו) או מכל טובת הנאה חומרית אחרת (נטו) שתצטבר לזכות השותף הכללי מההפקה של הידרוקרבונים משטחי רשיון ראש העין. זכות זאת תפסק רק כאשר ואם יפסיק ד"ר שטיינגולץ מרצונו את העסקתו על ידי השותפות. במכתבים מיום 13 ביוני 1999 אל מר יגאל פלברט (סמנכ"ל הכספים לשעבר בשותפות) ומיום 20 בספטמבר 2000 אל מר מיכאל סופרסטין ז"ל (פטרופיזיקאי לשעבר בשותפות) הודיע השותף הכללי, לכל אחד מהם, כי הוא יהיה זכאי לקבל 1% (מר פלברט) או ½% (מר סופרסטין ז"ל) מכל הכספים (נטו) שיתקבלו לזכות השותף הכללי מההפקה של הידרוקרבונים משטח רשיון ראש העין. זכות זו תפסק רק כאשר ואם יפסיק מרצונו את העסקתו בשותפות.

ביום 30 בנובמבר 2023 אושרה מדיניות תגמול אשר נערכה בהתאם לתקנות החברות (הקלות לעניין החובה לקבוע מדיניות תגמול), תשע"ג-2013 לפרטים נוספים ולנוסח המלא של מדיניות התגמול ראו דו"ח מיידי מיום 30.11.2023 (מספר אסמכתא: 2023-01-109063) הנכלל בזה על דרך ההפניה.

**10.3** החל מיום 1.1.2017 מכהן מר אמיר בן דוד כמנכ"ל של השותפות וכמנכ"ל השותף הכללי (מיום 19.7.2017). בהמשך להחלטה של ועדת התגמול, דירקטוריון השותף הכללי קיבל ביום 9.1.2019 החלטה לאשר את הסכם העסקה עם המנכ"ל ומתן בונוס למנכ"ל ולהעבירם לאישור האסיפה הכללית. ההחלטות הוסרו מסדר היום של האסיפה.

ביום 13.3.2019 אישר הדירקטוריון (לאחר החלטה מוקדמת של ועדת התגמול) מתן שכר למנכ"ל בהתאם לסעיף 1ב(א)(4) לתקנות החברות (הקלות בעסקאות עם בעלי עניין), תש"ס-2000<sup>19</sup>. בהחלטת הדירקטוריון נקבע כי בהמשך להחלטת ועדת התגמול מיום 7.3.2019 ולדיונים ולהחלטות הקודמות בעניין השכר של המנכ"ל אמיר בן דוד, ועל מנת למנוע חשיפות מיותרות לשותפות בשל המשך העסקת המנכ"ל ללא קבלת שכר, מוחלט לאשר למנכ"ל שכר ברוטו בהתאם לתקנות ההקלות (ללא צורך באישור האספה הכללית) בגובה השכר הממוצע במשק עבור כל חודש שבו כיהן ויכהן בתפקיד זה החל מיום 1.1.2017. מובהר כי החלטה זו תעמוד בתוקף עד לקבלת החלטה על הגדלת השכר בהתאם להחלטות הקודמות שהתקבלו בוועדת התגמול ובדירקטוריון על ידי האספה הכללית של בעלי היחידות. בהחלטת הדירקטוריון צוין כי החוב בגין השכר הרטרואקטיבי ישולם בכפוף לתזרים פנוי לביצוע התשלום. ההחלטה התקבלה פה אחד בוועדת התגמול ובדירקטוריון.

---

19 בסעיף נקבע כי 1ב(א) (א) התקשרות של חברה ציבורית או חברה פרטית שהיא חברת איגרות חוב עם בעל שליטה בה שהוא גם נושא משרה בה או עם קרוב של בעל שליטה בה שהוא גם נושא משרה בה – באשר לתנאי כהונתו והעסקתו, ואם הוא עובד החברה ואינו נושא משרה בה – באשר לתנאי העסקתו בחברה כאמור בסעיף 270(4) לחוק לא תהא טעונה אישור האספה הכללית לגבי התקשרות עם בעל שליטה – אם נתקיים אחד התנאים שבפסקאות (1) עד (5), ולגבי התקשרות עם קרוב של בעל שליטה, אם נתקיים אחד התנאים שבפסקאות (1), (3) עד (5), וועדת התגמול והדירקטוריון אישרו כי נתקיים בה אחד מאלה-

...  
(4) השכר החודשי המשולם לבעל שליטה או לקרובו, אינו עולה על השכר החודשי הממוצע במשק, והוא סביר בהתחשב בהיקף ההעסקה, באופי התפקיד ובכישורי בעל השליטה או קרובו, לביצוע התפקיד; לא יכהנו או יועסקו בחברה, לפי תקנת משנה זו, באותו מועד, יותר משני אנשים;

מובהר כי החלטה זו טרם יושמה והמנכ"ל לא קיבל כל שכר מהשותפות. המנכ"ל החליט להשהות, בשלב זה, את ההחלטות בעניין שכרו ולא ליישמן בפועל ולשקול הבאת הצעת החלטה בעניין שכר המנכ"ל לאישור האספה הכללית.

המנכ"ל הביע בפני הדירקטוריון את מורת רוחו ממצב זה וביקש מספר פעמים כי הדירקטוריון יפעל למינוי מנכ"ל אחר לשותפות.

דירקטוריון השותפות מינה וועדת איתור למינוי מנכ"ל לשותפות. התנהלו מגעים עם מספר מועמדים אך בשל מצבה הכספי של השותפות ולאור העובדה שאין לשותפות הכנסות מהפקת נפט מגעים אלו לא הבשילו. להערכת השותפות התנאים למינוי מנכ"ל לשותפות יתאפשרו לאחר הגעה להפקת נפט יציבה מקידוח מגד 5 ו/או מקידוח מגד 6.

בכוונת השותפות לפעול במייד למינוי מנכ"ל חדש ותמונה לשם כך ועדת איתור בהשתתפות הדח"צ משה פולט. ועדת האיתור תפעל לאיתור מועמדים מתאימים ולאחר מכן ייבחר המועמד המתאים ביותר. מינוי המנכ"ל בפועל יתאפשר רק לאחר השגת האמצעים הכספיים (אם בהנפקה ישירה מהציבור או בתזרים חופשי מנפט) למימון עלות השותפות והמנכ"ל בתקופת כהונתו על פי תקופת הכהונה המינימלית אשר תחתם עם המנכ"ל המיועד (מעבר למימון האופרציה במגד 6 ומגד 5 כפי שפורטו מעלה), ולאחר אישור תנאי העסקתו באסיפה.

עוד צוין כי בהתאם להוראות הסכם השותפות המוגבלת (לפרטים ראו בסעיף 8(יא)(ה)), תוקם ועדת התפעול בראשותו של קן סטנלי, ובהשתתפות, בין היתר, אנשי המקצוע של השותפות ומר משה פולט הדח"צ כחברי וועדה ועו"ד אגדי תורתי המפקח כמשקיף. הוועדה תקיים ישיבות סדירות ותלווה את פעילות האופרציה. ועדת התפעול תדון בכל הנושאים המקצועיים הקשורים לאופרציה והקידוחים במגד 6 ו 5, ותפעל להכווין, להורות ולפקח על הפעולות המקצועיות ותקבל את כל ההחלטות הנדרשות בהקשר זה. כפי שסוכם בהסכם התפעול המשותף.

#### **10.4 חתימה על הסכם למינוי קן סטנלי כמנהל הפרויקט ומנהל האופרציה והקידוחים של השותפות**

בהמשך למכתב הכוונות שנחתם עם מר קן סטנלי ובהמשך להחלטת האסיפה הכללית 13.6.2024 בדון ברוב של מעל 75%, השותפות חתמה ביום 28.11.2024 על הסכם (המבוסס על עקרונות מכתב הכוונות) עם חברת Texas LLC Energy בו נקבע, בין היתר, כדלקמן-

א. קן סטנלי ימונה לתפקיד מנהל הפרויקט ומנהל האופרציה והקידוחים בפרויקט מגד. המינוי נכנס לפועל עם חתימת ההסכם אך השירותים בהתאם להסכם והתשלומים בגינם יחלו בפועל כאשר השותפות תודיע כי סיכמה עם חברת שירותים לביצוע האופרציה או מוקדם יותר בהודעה של השותפות).

ב. קן סטנלי יפעל למינוי מנהל קידוח עם ניסיון בערוצי קידוח שיפקח על הפעילות באתרים וכן (ככל ויהיה צורך) מהנדס קידוחים מנוסה שיעזור בתכנון ובביצוע ערוצי הקידוח במגד 6 ובמגד 5 שהשותפות תישא בעלות העסקתם.

ג. בהסכם ובנספח שצורף לו הוגדרו תפקידיו של קן סטנלי במסגרת תפקידו כמנהל הפרויקט והקידוחים (לרבות השלמת התוכניות בהתאם לתוכניות הראשוניות שהכינה חברת Schlumberger, ניהול המגעים עם החברות וספקי השירות לצורך ביצוע האופרציה ופיקוח וניהול הקידוחים).

ד. קן סטנלי יהיה זכאי לתשלום של שלושה חודשים בזמן ההכנות לביצוע ערוצי הקידוח (ככל שתקופת ההכנות תארך מעל שלושה חודשים לא ישולם תשלום נוסף בגין תקופה זו) וכן לתשלום של שלושה חודשים בזמן ביצוע האופרציה (ככל שתקופת האופרציה תארך מעל שלושה חודשים לא ישולם תשלום נוסף בגין תקופה זו). התעריפים שישולמו לקן סטנלי בתקופות אלו נמוכים מהמקובל בתעשייה ומהתעריפים אותם שילמה השותפות למנהלי הקידוח הקודמים.

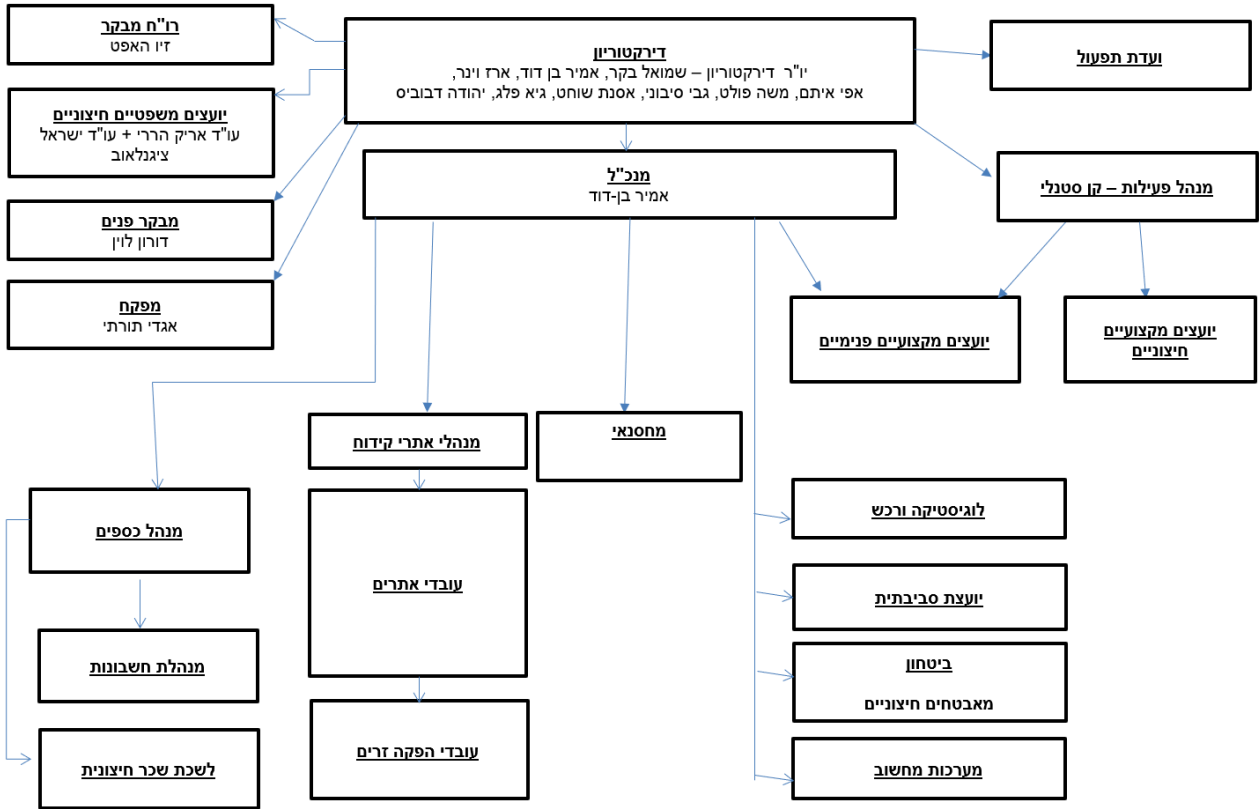
ה. לשותפות יש אופציה לדרוש כי קן סטנלי יכהן כמנהל הקידוחים גם בשני קידוחים נוספים שתבצע השותפות בתעריפים המופחתים שנקבעו במכתב הכוונות. האופציה ניתנת למימוש לתקופה של שלוש שנים מסיום האופרציה במגד 6 ובמגד 5.

ו. השותפות תעביר ל- Texas Energy LLC Energy 5% מהחזקה רק לאחר תחילת האופרציה בפועל. ככל שהשותפות תבקש לממש את האופציה ולבקש כי קן סטנלי יכהן כמנהל הקידוחים גם בשני הקידוחים הבאים, וקן סטנלי לא יכהן כמנהל הקידוחים בשני קידוחים נוספים (מעבר למגד 5 ומגד 6) יופחת האחוז בחזקה ל-2.5%. Texas Energy LLC תצורף כצד להסכם התפעול המשותף של השותפים בחזקה. ז. Texas LLC Energy לא תשתתף בהוצאות האופרציה הראשונה בלבד שתבוצע בהתאם לתוכנית העבודה הראשונית לביצוע ערוצי הקידוח במגד 6 ובמגד 5 שהוכנה ע"י Schlumberger. לאחר האופרציה הראשונה תישא Texas LLC Energy בכל ההוצאות בגין חלקה בהתאם להסכם התפעול המשותף לרבות שני הקידוחים הנוספים וגם בגין פעולות אופרציה נוספות ככל ויבוצעו במגד 6 ובמגד 5. ח. לכל צד אפשרות לבטל את ההסכם בהודעה של שלושה חודשים מראש. כמו כן ככל ותקופת האופרציה במגד 6 ובמגד 5 או בשני הקידוחים הבאים (בהתאם לאופציה כאמור בסעיף 5 לעיל) תימשך מעל שנתיים ההסכם יבוטל. ככל וההסכם יבוטל ע"י השותפות בשל הפרה מהותית של ההסכם כל הזכויות בחזקה יוחזרו לשותפות.

לקן סטנלי ניסיון רב של מעל 40 שנה בניהול קידוחים ולמיטב ידיעת השותפת קן סטנלי היה חלק מרכזי בצוות המוביל של חברת נובל אנרג'י אשר אחראי על פיתוח וניהול שדות הגז שהתגלו מול חופי ישראל – מארי B, תמר, לווייתן ואפרודיטה בקפריסין. השותפות סבורה שמינוי גורם מקצועי בכיר ומנוסה לתפקיד מנהל הקידוחים של פרויקט מגד וכאחראי לביצוע האופרציה הקרובה של ערוצי הקידוח במגד 6 ובמגד 5 ושני קידוחים נוספים מהווה גורם משמעותי להצלחת הפרויקט. כמו כן השותפות רואה בכך שקן סטנלי מסכים לעבוד בתעריפים מופחתים ומעוניין לקבל אחוזים בחזקה הבעת אמון בפרויקט. בניגוד למנהלי קידוחים קודמים שקיבלו שכר חודשי גבוה בלבד, לקן סטנלי שרוצה להיות שותף יש זהות אינטרסים מלאה עם השותפות ומעוניין מעבר לכל דבר אחר בהצלחת הפרויקט והשאת רווחיו. השותפות סבורה שמינוי גורם מקצועי בכיר ומנוסה לתפקיד מנהל הקידוחים של פרויקט מגד וכאחראי לביצוע האופרציה הקרובה של ערוצי הקידוח במגד 6 ובמגד 5 ושני קידוחים נוספים אשר למעשה ישמש דה פקטו כ"מפעיל" בפרויקט מהווה גורם משמעותי להצלחת הפרויקט. השותפות רואה במינוי של מר סטנלי לתפקיד מנהל הקידוחים שלב ראשון במינוי מפעיל כאמור בהסכם השותפות. עוד יובהר, כי בכפוף לתוצאות פעולות האופרציה במגד 6 ובמגד 5 בכוונת השותפות לשקול את מינוי חברת Texas Energy LLC שבבעלות קן סטנלי לתפקיד המפעיל בצורה רשמית וזאת לאחר קבלת אישור הממונה למינוי.

## 10.5 מינויים וסיומי כהונה של נושאי משרה בתקופת הדו"ח

ביום 25 בספטמבר 2025 אישרה האסיפה הכללית את חידוש המינוי של רוה"ח המבקר ואת פוליסת ביטוח נז"מ של השותפות. ביום 25 בפברואר 2026 מונה מר ארז וינר לכהונת דירקטור, לפרטים נוספים ראו דו"ח על המינוי מיום 1 במרץ 2026.



**11.1 תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים**

(א) השותף הכללי הגיע למסקנה כי במאגרי הנפט שאיתר בשדה מגד יש צורך בטכניקות הפקה מיוחדות כדי לנסות להפיק מהם נפט. פעולות הפקה מורכבות דורשות דיוק רב בביצוע, כרוכות בסיכונים טכניים רבים ומחייבות מיומנות רבה.

למיטב ידיעת השותף הכללי הציוד לביצוע פעולות המרצה, ערוצי קידוח והרמה מלאכותית והצוות לתפעולם אינם קיימים בארץ ודורשים העזרות ביועצים ובנותני שירותים מחו"ל. לאפשרות להשגת יועצים ונותני שירותים מתאימים ישנה חשיבות רבה גם בשלב הפיתוח וההפקה המסחרית שבו יהיה צורך, להערכת השותף הכללי, בקידוחים נוספים רבים אשר גם בהם, על פי הערכתו של השותף הכללי יהיה צורך באמצעים מיוחדים להפקה. לפיכך, למיעוט החברות העוסקות בתחום זה עלולה להיות השפעה לרעה על יכולתה של השותפות להשיג את השירותים והציוד הדרושים לה. כמו כן יש להביא בחשבון שלא כל החברות שלהן הידע המיומנות והציוד הדרושים תהיינה מוכנות לפעול בישראל.

(ב) גורם נוסף שהיה לו חלק משמעותי בעיכובים בביצוע קידוח מגד 5 הינו העדר יכולת להשיג קבלן קידוחים אשר יסכים לבצע עבודה בישראל.

למיטב ידיעת השותף הכללי לא הייתה קיימת בישראל מכונת קידוח המתאימה לצרכי קידוחי מגד 6, 7 ו-8. השותף הכללי הביא ארצה מכונת קידוח מחו"ל לקידוח מגד 6 ומכונת קידוח זו שימשה לביצוע השלב הראשון בקידוח מגד 8. השותפות חתמה על הסכם קידוח עם קבלן הקידוח שביצע את קידוח מגד 6 ו-8 לביצוע הקידוח העוקף במגד 6 באמצעות מכונת קידוח גדולה יותר לפרטים ראו ביאור 3' בדוחות הכספיים להלן. בהקשר לכך יצוין כי בהמשך לאמור בביאור 3' בדו"חות הכספיים להלן בדבר המחלוקות הכספיות בין השותפות לחברת הקידוח ועל כך שהשותפות רואה בחברת הקידוח אחראית לשני האירועים של תפיסת הכלים בקידוח מגד 6 שנבעו מכשלים וליקויים במגדל הקידוח, השותפות הגישה ביום 6.12.2023 לבית המשפט המחוזי בתל אביב כתב תביעה בסך של כ-6.8 מיליון דולר נגד חברת הקידוח והמבטחת שלה. לכתב התביעה צורפה חוות דעתו של שמאי לביסוס גובה הנזקים שנגרמו לשותפות בשל מחדלי חברת הקידוח. כמו כן עתרה השותפות לקבלת סעד של זכות קיזוז לגבי כל חוב כספי ו/או דרישה כספית מטעם חברת הקידוח עבור ביצוע עבודות הקידוח.

ביום 17.3.2024, הגישה חברת הקידוח תגובה ובה בקשה להפניית ההליך לבוררות ומתן אורכה להגשת כתב הגנה מטעמה עד להכרעה בבקשה זו.

השותפות קיבלה ביום 25.7.2024 מעורכי הדין המטפלים מטעמה בתביעה, תגובה שהתקבלה מטעם חברת הביטוח בקשר לתביעה, בה נטען כי פוליסת הביטוח שהציגה חברת הקידוח הינה פוליסה מזויפת שאיננה קיימת במאגרי חברת הביטוח. כמו כן הודיעה חברת הביטוח כי הגישה תלונה פלילית בנדון. השותפות מבקשת להדגיש כי ככל וטענות חברת הביטוח נכונות הרי שמדובר בהפרה בוטה ומהותית של הסכם הקידוח המהווה, בין היתר, עילת תביעה נוספת נגד חברת הקידוח וכי עורכי הדין מטעמה בודקים את משמעות והשלכות הודעת חברת הביטוח ובוחנים את האפשרויות שעומדות לשותפות בעניין זה. בעקבות התפתחות זו, השותפות הגישה בקשה לתיקון כתב התביעה ולצירוף נתבעים נוספים (ממשפחת בעלי השליטה בחברת הקידוח) בית המשפט אישר את הבקשה והורה על מועדים להגשת כתבי הגנה.

(ג) לאור האמור לעיל, השותפות נדרשת להתקשר בהסכמים לקבלת שירותים מקבלן הקידוח וקבלני ביצוע אחרים מתעשיית הנפט טרם תחילת כל קידוח בכל הקשור לביצוע, לתקציב וללוח הזמנים של ביצוע

הקידוחים ומבחני ההפקה. לשותפות אין תלות בקבלן ספציפי והיא מבצעת השוואה בין הצעות שהיא מקבלת מקבלני קידוח ונותני השירותים טרם ההתקשרות בהסכם.

(ד) נכון למועד הדו"ח השותפות מקבלת שירותים מקצועיים שוטפים ומתקשרת בהסכמים עם מומחים בהתאם לצורך.

(ה) גם ביצוע הלוגים החשמליים בקידוח מגד 5 ובקידוח מגד 6 נעשה על ידי חברה זרה. כמו כן לביצוע בדיקות מוקדמות ביבשה קיים בישראל קבלן אחד בלבד המבצע עבודות מסוג זה – המכון למחקרי נפט וגיאופיסיקה ולפיכך יש לשותפות, במידה רבה, תלות גם בקבלן זה.

(ו) גם באשר לפעולות קידוח "רגילות" לא כל הציוד וכח האדם המתאימים לביצוע פעולות ספציפיות בחיפוש נפט מצויים בישראל או ניתנים להזמנה בפרקי זמן קצרים ולפיכך מתעורר לא פעם צורך להזמין שרותי ציוד וכח אדם מקצועי מחו"ל, דבר המייקר ומעכב באופן משמעותי את הפעילויות. עוד יצוין כי לא כל הספקים הפוטנציאליים של שירותים, ציוד וידע מחו"ל מהסוגים העשויים להיות דרושים לשותפות מוכנים לספקם לישראל.

בהקשר זה יצוין כי ביצוע המבחנים ופעולות ההמרצה נעשה על ידי חברות זרות והיה צורך (מלבד העסקתם של מומחים ונותני שירותים מחו"ל ושימוש בציוד מיוחד הצריך להיות מיובא מחו"ל לצורך זה, כאמור לעיל) גם ביבוא מחו"ל של חומרים וציוד הדרושים לקידוח. (החומרים הדרושים לקידוחי השותפות נרכשים על ידה ממקורות שונים, זמינים בעיקר בחו"ל).

(ז) להגעת המומחים מחו"ל וליבוא הציוד מחו"ל יכולה להיות השפעה לרעה במקרה שתימנע או תתעכב הגעתם של המומחים לארץ או במקרה שיימנע או יתעכב היבוא בעיצומן של הפעולות האמורות (עקב שביתה או מטעם אחר).

(ח) להרעה במצב הביטחוני באזורנו (מלחמה או מתיחות) או הבריאותי (סגרים, מגבלות על כניסת זרים) עשויה להיות השפעה לרעה על יכולתה של השותפות להביא מחו"ל אנשים, ציוד וחומרים הדרושים לקידוח.

(ט) חומר גלם מהותי בפעילות ובמתקני החיפוש וההפקה הוא מתכת אשר מיועדת לצנרת, ולמקדחים. בשנים בהם חלה עלייה/ירידה משמעותית במחיר המתכת בעולם ישנה השפעה על המחירים אותם משלמת השותפות.

## **הון חוזר – מלאי חומרים**

12

השותפות רוכשת לצרכי כל קידוח את מלאי החומרים הצפוי להדרש להערכתה לקידוח. לעתים נותר מלאי חומרים בתום קידוח והוא משמש (ככל שהינו שמיש) לקידוח הבא. המלאי מורכב מחומרים, ציוד מתכלה וצינורות דיפון. מלאי החומרים של השותפות נכון ליום 31.12.25 נאמד בכ- 1.9 מיליוני דולר.

**13.1 הנפקות לבעלי היחידות**

עד לתחילת הפקדה מבאר מגד 5 מקור המימון היחיד שעמד לרשות השותפות היה הנפקות בדרך של זכויות לבעלי היחידות. לפרטים בדבר הנפקות שבוצעו בשלוש השנים האחרונות [ראו סעיף 2 לעיל](#). ההפקה מבאר מגד 5 היוותה מקור מימון נוסף. השותף הכללי פעל לגיוס הון נוסף לצורך מימון פעולות הפיתוח של שדה מגד באפיקים שונים לרבות בחינת האפשרויות השונות לקבלת הלוואות מגורמים מממנים ובחינה של מספר פניות שנעשו לשותפות מצד משקיעים פוטנציאליים בארץ ובחו"ל. לפרטים על הלוואות שקיבלה השותפות ועל הלוואות מזכות שהתקבלו מהשותף הכללי [ראו סעיף 1\(ח\) בדו"ח הדירקטוריון להלן](#).

**13.2 מגבלות על קבלת אשראי**

**13.2.1** הסכם השותפות המוגבלת קובע כי במקרה של תגלית עשויות להיות לשותפות המוגבלת הוצאות נוספות לצורך הכנת הבאר להפקה, השלמת הבאר, הקמת מתקני הפקה ופעולות לפיתוח שדה הנפט ו/או הפקת הנפט. במקרה כזה יהיה השותף הכללי רשאי (אך לא חייב) לקבל בשם השותפות המוגבלת אשראי בתנאים שיראו לו כמתאימים לצורך מימון ההוצאות האמורות ולשעבד לצורך זה את נכסי השותפות המוגבלת, לרבות גם חלקה של השותפות המוגבלת בבאר ו/או בשדה הנפט ו/או בנכסי הנפט. בטרם יפעל השותף הכללי לקבלת אשראים ולשעבד נכסים על פי סעיף זה יודיע על כך השותף הכללי למפקח בכתב והוא לא יבצע פעולות אלו אם המפקח הודיע תוך זמן סביר לשותף הכללי כי לדעתו אין לעשות את הפעולות שמבקש השותף הכללי לעשות או מי מהן ובלבד שנימק זאת בכתב בטעמים שיסודם בכך שלדעתו הפעולות האמורות מקפחות את זכויותיו של השותף המוגבל. [ראו סעיף 4.2 לעיל](#). בהקשר זה יצוין כי השותפות התחייבה שלא תיקח הלוואות בסכום העולה על 3% מהסכום שיגויס מהמשקיעים בשותפות אלא בתיאום ואישור מראש עם נציבות מס הכנסה.

**13.2.2** חובת חלוקת הרווחים החלה על פי הסכם השותפות המוגבלת כמתואר לעיל והוראות סעיף 9.4 להסכם השותפות המוגבלת ([ראו סעיף 1.4 לעיל](#)) עשויים, במקרים מסויימים להטיל מגבלה על יכולתה של השותפות לקבל אשראי.

**13.2.3** לפרטים על חלוקת הרווחים ומפל התשלומים בהתאם להסכמים שנחתמו עם המשקיע [ראו בסעיף 8\(יא\) לעיל](#).

**13.3 צרכי המימון של השותפות והאמצעים הכספיים של השותפות****13.3.1 הקידוחים המתוכננים ותקציביהם המשוערים**

כספים שתגייס השותפות וכן הכספים הקיימים כיום בידי השותפות (למעט כספים הנחוצים לניהול השוטף של השותפות והנאמנות) מיועדים כולם לביצוע פעולות פיתוח בשטח החזקה 1/11 ראש העין. היעדים העיקריים כיום של השותפות המוגבלת הינם סיום האופרציה והמבחנים במגד 6 וביצוע מבחני הפקה, טיפול ונסיון להפקה מהמקטעים הנמוכים בבאר מגד 5, השלמת קידוח מגד 8 ו/או קידוח מגד 7 והכנת תכנית פיתוח לשדה.

**13.3.2 עיתוי הקידוחים הבאים ומיקומם**

אם לא יהיו שינויים בלתי צפויים ובכפוף לקבלת אישור הממונה ולהשגת המימון הנדרש בכונת השותפות לקדוח בשלב הראשון מאתרים מגד 5,6,7 ו-8 שאושרו לביצוע קידוח על ידי הוועדה המחוזית. כמו כן בכונת השותף הכללי לפעול לקבלת אישורים לאתרי קידוח נוספים מהוועדה המחוזית קידוחים נוספים באזור הליבה של שדה מגד בהתאם לתכנית פיתוח החזקה שגובשה ע"י יועצי השותפות ובכפוף לקבלת האישורים הדרושים.

האמצעים הכספיים של השותפות במועד דוח זה אינם מספיקים ולהמשך פיתוח שדה מגד, וביצועם כפוף לגיוסי הון נוספים ו/או בצירוף שותפים לקידוח, שהצלחתם איננה מובטחת.

#### **13.4 אמצעים הכספיים של השותפות המוגבלת**

ביום 15.03.2025 היו אמצעים הכספיים של השותפות המוגבלת בחשבונות הבנק כ- 17 אלפי דולר. כ- 60 אלפי דולר היו מושקעים בפקדון שקלי לזמן קצר נושא ריבית שנתית של 3.5%. כ- 2,500 אלפי דולר היו מושקעים בפקדון דולרי נושא ריבית שנתית של 4.3%. לפרטים על ערבויות שנתנה השותפות ראו באור 1 הדוחות הכספיים להלן.

##### **האמצעים הכספיים של הנאמן**

ביום 15.03.2025 היו בחשבון הבנק של חברת הנאמנות כ- 23 אלפי ש"ח.

לפרטים בדבר הדרכים אותן בוחן השותף הכללי לגיוס הון למימון הפעילות השוטפת של השותפות ולמימון ביצוע פעילות הקידוחים וההפקה ובדבר הלוואות שלקחה השותפות למימון הפעילות [ראו בסעיף 1 \(י\) בדו"ח הדירקטוריון בפרק ב' להלן](#). בהתאם לתחזית תזרימי המזומנים שגובשה על ידי הנהלת השותפות, המבוססת על אומדן ההכנסות העתידיות ומביאה בחשבון את אומדן השותפות באשר לקצב ההוצאות הצפוי, בהתחשב ביתרת המזומנים המצויים בידי השותפות ביום 31 בדצמבר 2025 ובהתחשב בלוח הסילוקין של הלוואה מנאות דקלים (צד קשור), אין ביכולת השותפות לפרוע את כל תשלומי הלוואות. העדר הון ו/או מימון כאמור עלול לגרום לשותפות לעיכובים בביצוע התוכנית ואף לאיבוד זכויותיה בנכסי הנפט הקיימים ו/או שיהיו בידיה. גורמים אלו מעוררים ספק באשר ליכולת השותפות להמשיך ולפעול כ"עסק חי". בדוחות הכספיים לא נכללו כל התאמות לגבי ערכי הנכסים וההתחייבויות וסיווגם, שייתכן ותהיינה דרושות אם השותפות לא תוכל להמשיך ולפעול כ"עסק חי".

למדיניות ההשקעות של השותפות ראו בפרק 2 - חשיפה לסיכונים שוק ודרכי ניהולם בדו"ח הדירקטוריון בפרק ב' להלן.

#### **13.5 השפעות אינפלציה ועליית שיעור הריבית על עסקי השותפות**

בעקבות התפתחויות מאקרו כלכליות ברחבי העולם, חלה עלייה בשיעורי האינפלציה בעולם. כחלק מהצעדים שנקטו על מנת לבלום את עליית המחירים, החלו הבנקים המרכזיים בארה"ב, מדינות נוספות ובכללן ישראל, להעלות את שיעור הריבית וכן הכריזו על תוכניותיהן להעלאות ריבית אפשריות נוספות בעתיד על-מנת למתן את עליות מדדי המחירים כאמור. עליית המחירים עשויה להשפיעה על עלויות הפקת הנפט ו/או הגז ועלויות ההשקעות ההוניות בפיתוח החזקה אך להערכת השותפות באופן שאינו מהותי לתוצאות השותפות בשלב זה. עם זאת, המשך עליית מדדי המחירים עלול להגדיל את העלויות ההוניות העתידיות בגין השקעות נוספות שיבוצעו בפיתוח החזקה ובפרויקטים עתידיים בהם השותפות תהיה שותפה.

לתאריך חתימת הדוח, ניכרת מגמת התמתנות של סביבת האינפלציה בארה"ב ומדינות אחרות ואף הפחתות של הריבית בישראל. לעליית מדדי המחירים לא הייתה השפעה על הוצאות המימון של השותפות מאחר

הלוואות של השותפות אינן צמודות למדד המחירים. כמו כן מאחר ומרבית ההלוואות של השותפות כמתואר בטבלה להלן הינן ללא ריבית או נושאות ריבית קבועה, הוצאות המימון בגין אינן מושפעות מהשינויים בשערי הריבית. יחד עם זאת, לעליית הריבית ישנה השפעה על מצבה הכספי של השותפות בעיקר בנכסים והתחייבויות בדוח על המצב הכספי אשר מכילים רכיבי היוון, וכן על הוצאות המימון של השותפות בגין ההלוואות אשר נושאות ריבית המבוססת על ריבית הפריים (כמתואר בטבלה להלן), הנתונים אינם מבוקרים ואינם סקורים). כמו כן, וככל שבעתיד תזדקק השותפות לגייס חוב נוסף, עלול הדבר להשפיע על הוצאות המימון של השותפות. במהלך שנת 2025 רשמה השותפות הוצאות ריבית, נטו בסך של כ- 4,265 אלפי דולר, מתוכן הוצאות ריבית נטו בסך של כ- 1,438 אלפי דולר בגין הלוואות (יתרת הוצאות הריבית נרשמה בגין קידום קרנות הון בשל הטבה מבעלי שליטה), המשקפות ריבית שנתית ממוצעת של כ- 10.26%.

להלן סיכום הלוואות השותפות בהתאם לסוגי הריביות החלות עליהן בנוסף, הטבלה שלהלן מסכמת השפעה אפשרית של העלייה בשער ריבית הפריים על הוצאות הריבית של השותפות בגין ההלוואות החל מהרבעון הרביעי ועד למועד הפירעון הסופי. הניתוח מבוסס על ההנחה כי בחישוב ריבית הבסיס של ההלוואות, נלקחה בחשבון ריבית פריים מקובעת של 5.75% (ריבית הפריים הממוצעת בשנה האחרונה) לאורך יתרת תקופת ההלוואה.

להלן פילוח של הלוואות השותפות בהתאם לתנאי הריבית החלות עליהן-

סוג ההלוואות	יתרת סכום ההלוואות באלפי דולר נכון ל-31/12/2025
צמודות פריים	11,965
ריבית קבועה	3,672
ללא ריבית	10,262

ניתוח רגישות של ההלוואות צמודות הפריים (הסכומים באלפי דולר)-

	2029	2028	2027	2026	
ריבית הבסיס					5.75%
	140	154	168	689	
עליה של 0.5 נקודה בריבית הבסיס					6.25%
	149	164	179	735	
עליה של 1 נקודה בריבית הבסיס					6.75%
	158	174	190	780	

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד –

האמור בסעיף זה לעיל בעניין השפעות האינפלציה ועליית שיעור הריבית על עסקי השותפות, מהווה מידע צופה פני עתיד כמשמעו בסעיף 32א לחוק ניירות ערך, התשכ"ח - 1968 המידע האמור מבוסס, בין היתר, על הערכות ואומדנים של השותפות והמידע הקיים בידה נכון למועד אישור דוח זה. לפיכך, אין כל ודאות כי האמור לעיל אכן יתממש, או שיתממש באופן דומה לזה המתואר לעיל, והתוצאות עשויות להיות שונות באופן מהותי מן התוצאות המוערכות או המשתמעות ממידע זה כתוצאה, בין היתר, מהתפתחויות כלכליות נוספות ואחרות אשר עשויות להשפיע על פעילות השותפות ומגורמים שונים אשר אינם בשליטת השותפות

### 13.6 ניסיונות צירוף משתתפים נוספים לקידוחים

השותף הכללי בוחן מדי פעם אפשרויות לצירוף משתתפים נוספים לפעולות שבהם עוסקת השותפות. השותף הכללי עשה במהלך שנות קיומה של השותפות ניסיונות להשיג משקיע או מפעיל שהוא גם משקיע לקידוח נוסף או לסדרה של קידוחים. במסגרת ניסיונות אלו נחתמו הסכמים עם גופים ואנשים מחו"ל ומישראל בדבר סיוע לשותף הכללי למצוא משקיע נוסף לקידוח תמורת עמלות בשיעורים שונים ותשלומי שכר בסכומים שונים במקרה של הצלחה. בעקבות פעולות אלו נחתמו מספר מסמכים (הצעות, מזכרי הבנה) עם משקיעים פוטנציאליים במסגרת מו"מ שנוהל עמם. בפועל לא נקשרה עסקה מחייבת. לפרטים על הסכם המכירה והסכם התפעול שנחתמו עם המשקיע [ראו בסעיף 8\(יא\) לעיל](#).

### 13.7 עסקה לצירוף משקיע לרשיון ראש העין מערב

א. בתמורה לסך של 100 אלפי דולר ארה"ב ששולמו לשותפות המוגבלת, העבירה השותפות המוגבלת ל-Millennium Quest Pty Ltd, חברה הרשומה בחו"ל (להלן בסעיף זה: "**החברה ו/או מילניום**"), (למיטב ידיעת השותף הכללי אין קשר בין החברה האמורה ובעלי העניין בה לבין השותף הכללי, בעלי ענין בו או בעלי ענין אחרים בשותפות), על פי הסכם שנחתם ביום 29.2.00 זכות השתתפות (working interest) בשיעור של אחוז אחד (1%) ברשיון ראש העין 244 מערב. (ביום 1 במאי 2000 נרשמה העברת הזכויות בפנקס הנפט ע"י הממונה על ענייני הנפט באופן שהשותפות המוגבלת מחזיקה 99% והחברה הנ"ל 1% מהרשיון האמור). מנהל הקידוחים אשר ניהל את קידוחי מגד 3, 4, 5 ואת שלב הקדיחה במגד 6 ואחיו (שאינם בעלי ענין בשותף הכללי) הנם דירקטורים ובעלי מניות בחברה. בתוך 21 ימי עסקים מסימום של כל רבעון תשלח השותפות המוגבלת לחברה את חלקה היחסי ברווח הנקי, כפי שהוגדר בהסכם, המבוסס על שיעור זכויות ההשתתפות שיוחזקו בידי החברה באותה עת. כמו כן, לאחר שסכום הרווח הנקי, כהגדרתו בהסכם, שיתקבל על ידי החברה ישתווה לסכום הכולל שישולם על ידה לשותפות המוגבלת בתמורה לרכישת הזכויות והסכומים שהושקעו על ידה בקידוח מגד 3, תקבל החברה את חלקה היחסי ברווח הנקי בניכוי חלקה היחסי בתמלוגים שישולמו לשותף הכללי (התמלוגים שנקבעו הם 20% מחלקה של החברה מערך הנפט על פי הבאר או הערך על פי הבאר של הנפט ו/או הגז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו או ינוצלו מנכסי הנפט בשטח הרשיון שישולמו לשותף הכללי). החלק היחסי ברווח הנקי ובתמלוגים יהיה מבוסס על שיעור זכויות ההשתתפות ברשיון שיהיו בבעלותה של החברה באותה עת.

ב. ביום 26 באוגוסט 2004 נחתם הסכם נוסף בין השותף הכללי לבין החברה האמורה לפיו החברה האמורה תהא פטורה מתשלום חלקה בהוצאות כנדרש לשם שמירת חלקה ברשיון ראש העין/244 (רשיון זה הוחלף כמתואר לעיל בחזקת 11/1) עד המאוחר מבין השנים: יום 30 ביוני 2005 או השלמת הקידוח האופקי במגד 4 והמבחנים. ביום 30.11.05 החליט דירקטוריון השותף הכללי להאריך את הפטור האמור של החברה האמורה מתשלום חלקה בהוצאות עד לאחר השלמת קידוח מגד 5. לאחר סיום שלב הקידוח ביום 15 בינואר 2010 האריך השותף הכללי את הפטור גם לתקופת המבחנים. הפטור האמור הסתיים עם תחילת

מבחני ההפקה לטווח ארוך. בנוסף לפטור מתשלום הוצאות כאמור לעיל קיבל מנהל הקידוח גם שכר כפי שקיבל קודם להסכם האמור. החל מיום 1.7.2011 אחוז אחד מההכנסות וההוצאות הקשורות לחזקת ראש העין נגרע מדו"ח הרווח הכולל של השותפות והוצג ביתרת הזכאים.

ג. ביום 21.4.2013 חתמה השותפות על הסכם נוסף עם מילניום כדלקמן:-

### עיקרי ההסכם

**התקופה שעליה חל ההסכם**- התקופה שמיום 20.6.2011 ועד למועד שבו יסתיימו פעולות הקידוח ומבחני ההפקה (מונח זה מוגדר ככולל גם מבחני הפקה לאחר פעולות המרצה אך לא כולל "מבחני הפקה לטווח ארוך") בשני הקידוחים הראשונים שיבוצעו בשטח חזקת ראש העין לאחר חתימת ההסכם (הקידוחים שנקדחו ממועד חתימת ההסכם הינם קידוח מגד 6 והשלב הראשון של קידוח מגד 8) או קודם לכן במועד שיקבע בהודעה שתינתן על ידי חברת מילניום.

**התנאים שיחולו בתקופת ההסכם**- בתקופה שעליה חל ההסכם חברת מילניום לא תהיה זכאית לקבל את חלקה 1% ב"סכום ההכנסות נטו" (מונח זה כולל את סכומי התמורה ממכירת נפט שהופק לאחר ניכוי תמלוגי המדינה ותמלוג השותף הכללי) לרבות גם, למען הסר ספק, סכומי ההכנסות נטו שחלו מאז 20.6.2011, ולא תהיה חייבת לשלם עבור חלקה היחסי בהוצאות (1%) שחלו מאז 20.6.11 או שיחולו בתקופת ההסכם בהסכם הובהר, בין היתר למען הסר ספק, כי לא תיערך התחשבנות, בתום תקופת ההסכם, בגין תקופת ההסכם, לגבי סכומי ההכנסות נטו מצד אחד לבין סכומי ההוצאות מצד שני והפרש, אם ייווצר בין אלה, לגבי תקופת ההסכם, לא יגרור תשלום מצד אחד למשנהו.

עוד הובהר בהסכם, למען הסר ספק, כי ההסכם האמור לא יגרע מזכותו של השותף הכללי לקבל את התמלוג שלו הוא זכאי בגין חלקה של חברת מילניום בתפוקת הנפט והוא ישולם לו במהלך תקופת ההסכם. עוד יצוין כי נכון למועד הדו"ח חברת מילניום לא חתמה על הסכם התפעול המשותף שנחתם עם המשקיע וחברת הקידוח. שיעור האחזקה של חברת מילניום המחזיקה ב-1% מהחזקה עשוי להשתנות בהתאם להסדרים שיגובשו מולה (מובהר כי השותפות, חברת הקידוח והמשקיע הודיעו כי הם מחויבים להסכם גם במידה ומילניום לא תחתום על הסכם התפעול).

השותפות פנתה מספר פעמים למילניום בדרישה כי תשלם את חלקה בהוצאות קבועות בחזקה (בשונה מהוצאות בקידוחים) אך מילניום סירבה לשלם. יצוין כי מדובר בסכום של כ-24 אלפי דולר והשותפות שומרת על זכויותיה בעניין זה.

לעמדת השותפות הזכויות לנשיאה בהוצאות של מילניום היו קיימות כל עוד שימש נציג מילניום מר פיטר דוואייר כמנהל הקידוחים (מר דוואייר אינו עובד או מספק שירותים לשותפות החל משנת 2015). ללא קשר לנשיאה בהוצאות על מילניום לשלם את חלקה בגין תשלום ההוצאות הקבועות בחזקה.

בשלב זה, ומתוך רצון כנה של השותפות להגיע להסדר עם מילניום ברוח טובה ומתוך מטרה שלא לעכב את ההסכמים שנחתמו עם המשקיע השותפות לא פעלה למימוש זכויותיה נגד מילניום והתמקדה בפעולות להחזרת החזקה וגיוס ההון הנדרש לביצוע קידוח עוקף במגד 6.

השותפות פנתה למילניום בדרישה כי תשלם את חלקה בגין ביצוע הקידוח העוקף במגד 6 שכן לעמדת השותפות הינה שמדובר בקידוחים חדשים מעבר לשני הקידוחים בהם קיבלה מילניום פטור בהתאם להסכם משנת 2013. מילניום סירבה להעביר את חלקה בטענה כי קידוח מגד 8 לא הסתיים ולפיכך הוראות ההסכם

משנת 2013 לנשיאה בהוצאות עדין חלות.

השותפות תבחן את המשך דרכה ואת האפשרויות העומדות בפניה לשמירה על זכויותיה. השותפות אינה רואה חשיפה מהותית גם במקרה שמילניום לא תשלם את חלקה המסתכם ב-1% מההוצאות.

14

**מיסוי**

**14.1**

ככל שלא ישונה משטר המס החל על השותפות (לפרטים ראו בסעיף 4.9 לעיל) השותפות אינה נישום עפ"י פקודת מס הכנסה (נוסח חדש), תשכ"א-1961 (להלן: "הפקודה"), הכנסות והוצאות, ורווחים והפסדים של השותפות מיוחסות לשותף הכללי (לפי חלקו בשותפות) ולבעלי היחידות שהינם "מחזיק זכאי" לפי יחס החזקותיהם בשותפות. "מחזיק זכאי", על פי ההגדרה שבתקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט) התשמ"ט-1988 (להלן: "הכללים לחישוב המס") הינו מי שהחזיק ביחידה בתום יום ה-31 בדצמבר של שנת המס או שהחזיק ביחידה בתום יום מחיקת היחידה מהמסחר בבורסה. לפרטים על תיקון התקנות ופניית השותפות לרשות המיסוי לקבלת הבהרות על מעמדה כשותפות או כ"שותפות סגורה" ראו בסעיף 4.9 לעיל.

**14.2**

הכללים לחישוב המס מסדירים את הוראות המס החלות לגבי "מחזיקים זכאים" לרבות החלתן לגבי "מחזיקים זכאים" של תקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסת בעלי זכויות נפט) התשט"ז-1956.

**14.3**

על מנת לאפשר לשותפות להמשיך לקבל פטור מניכוי מס במקור על הכנסות מריבית, מדיבידנד ומניירות ערך נתבקשה השותפות לחתום על הסכם עם פקיד השומה למפעלים גדולים ("פשמ"ג") שעיקרו קביעת מנגנון לתשלום מקדמות-מס בשיעורים שונים שנקבעו לפי סוגי הכנסות שונים שנקבעו (סוגי הכנסות מריבית, דיבידנד ומימוש ניירות ערך) לאחר ניכוי הוצאות השותפות (לרבות הוצאות חיפוש ופיתוח).

על פי ההסכם סכומי המקדמות האמורות לאחר ניכוי הוצאות כאמור ישולמו על ידי השותפות לפשמ"ג כתשלום על חשבון המס של בעלי היחידות בגין כל סוג הכנסה. המפקח נתן את הסכמתו לחתימת הנאמן על הסכם כאמור, לגבי שנת 2005 ושנת 2006.

באספה הכללית של בעלי היחידות מיום 2.5.06 נתקבלה החלטה מיוחדת המאשרת לשותפות לחתום על הסכם עם פקיד השומה כאמור החל משנת 2007 והשותפות חתמה על ההסכמים האמור. [לפרטים נוספים ראו בסעיף 4.7 לעיל.](#)

**14.4**

[חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א – 2011](#)  
לפרטים בדבר חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א – 2011 והיבטי מיסוי נוספים [ראו באור 15 בדוחות הכספיים להלן.](#)

חלק מסוגיות המס הקשורות בפעילות השותפות טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל, ואין כל אפשרות לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן, לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, אין אפשרות לצפות מה תהיה עמדתם של שלטונות המס. הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי שכלולות בו הטבות מס, לשינויים שיגרמו בעקבות תיקון הדין, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המיסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות.

לפרטים על עמדת רשות המיסוי בדבר מעמד השותפות לצרכי מס ראו בסעיף 4.9 לעיל.

**14.5**

[הצהרה לעניין תקנה 1446 \(f\) של משרד האוצר האמריקאי והIRS](#)  
בהמשך לפניית הבורסה לשותפויות הציבוריות אשר ניירות הערך שלהם רשומים למסחר בבורסה, בעניין תקנה 1446(f) של משרד האוצר האמריקאי והIRS העוסקת בחובת ניכוי מס ודיווח בקשר עם שותפויות ("התקנה"), השותפות מצהירה כי התקנה אינה חלה על השותפות בשל הסיבה הבאה: אין לשותפות עסק או סחר בארה"ב. השותפות תעדכן על שינוי במעמדה של השותפות בכל הנוגע לתחולת התקנה.

בפעילות קידוחי נפט קיים פוטנציאל סיכון של נזקים לסביבה כתוצאה מהתפרצות ו/או נזילה של נפט ו/או דליפה של גז. חוק הנפט ותקנותיו קובעים, בין היתר, כי בביצוע קידוח ינקטו אמצעי זהירות, כך שלא יגרמו נזקים לקרקע, למי התהום, לאיכות האויר ולכל גורם סביבתי אחר כתוצאה מפעולות החיפוש והפקה של הנפט והגז. בין הגופים הממשלתיים המלווים את פעילות השותפות עוד בטרם תחל בקידוח, כלול גם המשרד להגנת הסביבה, שבמקרים מסוימים מוסמך להתנות את פעילות החברה בנקיטת אמצעים לשמירה על הסביבה.

### **15.1 סקירת תקנות, חוקים והנחיות סביבתיות לקידוחי נפט וגז**

א. ביום 30.4.2012 פורסמו ברשומות תקנות הנפט (הרשאה לסטייה מהוראות חוק התכנון והבניה) התשע"ב - 2012 ("תקנות ההרשאה"). במסגרת התקנות הוסמכו הרשויות לדרוש מסמך סביבתי טרם מתן אישור לביצוע קידוחים. בדבר אישור קידוחי מגד 6, 7 ו-8 בהתאם לתקנות להרשאה ודחיית עתירה לבג"צ כנגדן ראו את האמור בסעיף 6.4 לעיל.

ב. הנחיות סביבתיות לקידוחי נפט וגז טבעי ביבשה פורסמו ב 3 לילולי 2013 בקישור הבא-

<http://archive.energy.gov.il/Subjects/OilSearch/Pages/GxmsMniOilOnshgu.aspx>

### **15.2 דרישות איכות סביבה נוספות**

בנוסף למשרד האנרגיה והמים ולמשרד להגנת הסביבה, בפעילותה כפופה השותפות המוגבלת להוראות סביבתיות של רשויות נוספות שעשויות להינתן מפעם לפעם, מטעם גופים ציבוריים או פרטיים נוספים, ולרבות רשות מקרקעי ישראל, משרד הפנים ורשות המים.

### **15.3 דוגמאות לפעולות השותפות להגנה על הסביבה**

1. ניטור מי תהום - קידוח ניטור מי תהום לאקוויפר הרדוד נקדח לפני תחילת קידוח מגד 6, לבקשת רשות המים. קידוח ניטור נוסף לאקוויפר העמוק בוצע לפני תחילת מבחני ההפקה בקידוח מגד 6 ויבוצע לפני הקידוחים הבאים. לאחר מבחני ההפקה במגד 6 בוצע ניטור נוסף למי התהום, אשר נמצאו תקינים לחלוטין. ניטור קידוחי מי התהום הרדוד והעמוק מבוצע אחת לשלושה חודשים ע"ד דוגם מוסמך, תוצאות הדיגום מועברות לרשות המים. תוצאות הדיגום היו תקינות החל מהדיגום הראשון ועד היום.
2. דליפות וסדקים - במהלך הפקה רבת שנים של נפט ייתכן מצב שהצינור המוביל יתחיל לדלוף ו/או חלק מהדיפון שמסביב לצינור המוביל ייסדק. כתוצאה חלק מהנפט הנשאב עלול להגיע לשכבת מי התהום דרך הקידוח. לצורך מניעת מצב כזה ממוקמים מדי לחץ בעומקים שונים של הבאר, המנטרים באופן רצוף ושוטף ומתריעים בזמן אמת על שינוי בלחצים. כמו כן, בדיקות צנרת תקופתיות מתבצעות בהתאם לסטנדרטים של ה API.
3. התפרצות נפט - במהלך קדיחה או הפקה יתכנו שינויים בלחץ העצמי של הבאר, כמו גם תקלות מכניות בראש הקידוח ובצנרת המובילה למיכלים. לשם כך מותקן מתקן מונע התפרצות המותאם לזמן הקידוח, ומתקן נוסף מונע התפרצות המותאם לבאר במבחינים ובהפקה, בהתאם לסטנדרטיים עולמיים.
4. טיפול בשבבי ובנוזלי קידוח - לרוב מפונים שבבי הקידוח והנוזלים הנלווים לבריכות אגירה ייעודיות בשטח האתר אשר מגבירות את הסיכון לזיהום אפשרי של קרקע ומי תהום. אזורי תפעול, מיכלים לאחסנת דלק מופק

ותהליכי הפרדה באתר - השטח התפעולי באתר מגד 6 עשוי מרצפת בטון אטומה לחלחול ומוקף בתעלת ניקוז ייעודית המנותקת מהסביבה הטבעית.

5. טיפול בגז הנלווה – הגז המופק יחד עם הנפט מופרד ממנו על פני השטח ומנותב לשריפה בלפיד ירוק- "GREEN FLARE".

6. כאמור שיעורי הגז הנלווה לנפט בקידוח מגד 5 הינם גבוהים בכדי לאפשר את שריפת הגז (עד למציאת דרך לטיפול הולם כאמור) ללא פגיעה בסביבה, רכשה השותפות לפיד ירוק העומדת בסטנדרטים בינלאומיים ואושרה על ידי המשרד לאיכות הסביבה.

#### **15.4 עלויות הכרוכות בשמירה על הסביבה**

עלויות פעולות הקשורות לשמירה על איכות הסביבה כלולות בתקציבי הקידוח ומעבר לכך, נכון למועד הדו"ח, לא צפויות עלויות מהותיות נוספות. לא ידוע לשותף הכללי על אי עמידה או חריגה מדרישות איכות הסביבה.

השותפות מתמקדת בעיקר בדרכי מניעה של סיכונים סביבתיים באתרי הקידוח. לכל אחד מהנושאים הסביבתיים המתוארים לעיל יש דרכי טיפול, מניעה ותפעול המוזכרים בנהלי הסיכונים הקיימים בחברה, אם אכן הפוטנציאל לסיכון סביבתי יתממש.

מדיניות השותפות הינה עבודה ועמידה בתקנים אשר יחויבו ע"י המשרד להגנת הסביבה. צוות המומחים המקצועיים בעלי ותק ורקע מקצועי מתאים מלווה את השותפות בכל שלבי החיפוש, המבחנים וההפקה.

נכון למועד אישור הדוח, לא ידוע לשותפות על אי עמידה או חריגה מדרישות איכות הסביבה בפרויקטים בהם לשותפות יש זכויות. כמו כן למיטב ידיעת השותפות, לא מתנהל הליך משפטי ו/או מנהלי כנגד השותפות ו/או מי מנושאי המשרה בשותף הכללי בקשר עם השמירה על הסביבה.

#### **15.5 דרישות איכות סביבה נוספות**

בנוסף למשרד האנרגיה והמים ולמשרד להגנת הסביבה, בפעילותה כפופה השותפות המוגבלת להוראות סביבתיות של רשויות נוספות שעשויות להינתן מפעם לפעם, מטעם גופים ציבוריים או פרטיים נוספים, ולרבות רשות מקרקעי ישראל, משרד הפנים ורשות המים. בהקשר לכך יצוין כי ביום 8.5.2022 אישרה ועדת השרים לענייני חקיקה את הצעת חוק האקלים, התשפ"ב-2022 (להלן: "הצעת החוק"), שמטרתה להביא לצמצום פליטת גזי חממה ובכך לצמצם את נזקי משבר האקלים בישראל, ובמסגרתה מוצעים יעדים להפחתת פליטת גזי חממה כדלקמן: בשנים 2030-2049 הפחתה של 73% מהכמות השנתית שנמדדה בשנת 2015, בשנת 2050 ואילך הפחתה של 15% מהכמות השנתית שנמדדה בשנת 2015. בנוסף, הצעת החוק קובעת, כי עד שנת 2025 הממשלה תאשר תכנית לאומית להפחתת פליטות גזי חממה, אשר תכלול, בין היתר, יעדי ביניים ליעדים הלאומיים ואמצעי מדיניות לעמידה ביעדים, וכי בתוך שנתיים מיום תחילת החוק כל משרד ממשלתי יכין תכנית הערכות לשינוי אקלים. ביום 28.6.2022 עברה הצעת החוק בקריאה ראשונה בכנסת ולמיטב ידיעת השותפות, נכון למועד הדו"ח הצעת החוק בהכנה לקריאה שנייה ושלישית.

כמו כן ביום 16.4.2024 פורסם חוק הגנת הסביבה (ייעול הליכי רישוי סביבתי)(תיקוני חקיקה), התשפ"ד-2024 מטרת החוק הינה לטייב ולייעל את מערכי הרישוי הקיימים הן בפן הרגולטורי והן בפן הסביבתי, באמצעות רפורמה כוללת המבוססת על התאמה לסטנדרטים המקובלים באיחוד האירופי. במסגרת החוק המוצע, יתוקן הסדרי הרישוי בחקיקה הסביבתית הקיימת, באופן שהליכי הרישוי יאוחדו ככל האפשר, על

בסיס עקרונות האסדרה באיחוד האירופי, כך שיינתן היתר סביבתי אחוד לפעילות בעלת פוטנציאל לגרום להשפעה סביבתית ניכרת.

16

## מגבלות ופיקוח על פעילות התאגיד

### 16.1 חוק הנפט ותשלום תמלוגים לאוצר המדינה

חיפוי נפט בישראל מוסדרים בעיקר בחוק הנפט, תשי"ב-1952 (בפרק זה: "החוק" או "חוק הנפט"), ובתקנות שהותקנו מכוחו. החוק מתנה עיסוקו של אדם בחיפוש או הפקה של נפט בהרשאה מוקדמת שתינתן על ידי נציגיה המוסמכים של המדינה לפעילות כאמור. החוק קובע, בין היתר, כי לא יחפש אדם נפט אלא על פי "היתר מוקדם", "רישיון" או "שטר חזקה" (כהגדרתם בחוק) ולא יפיק אדם נפט אלא על פי רישיון או שטר חזקה. חוק הנפט קובע בין היתר כי בעל חזקה המפיק נפט ישלם למדינה תמלוג בשיעור שמינית מכמות הנפט שהופקה משטח החזקה ונוצלה, למעט כמות הנפט שהשתמש בה בעל החזקה בהפעלת שטח החזקה, אך בכל מקרה לא יפחת התמלוג מתמלוג מינימלי שנקבע בחוק.

בהקשר לכך יצוין כי השותפות פנתה מספר פעמים בכתב ובעל פה לממונה וציינה כי תשלומי התמלוג בשיעור של 12.5% משולמים "תחת מחאה". לעמדת השותפות בחישוב שיעור התמלוג למדינה לא באה לידי ביטוי דרך החישוב הנכונה, בעיקר לעניין הניכוי מהתמורה המתקבלת (לצורך חישוב "השווי על פי הבאר") של הוצאות (מעבר להוצאות הנדרשות להבאת הנפט אל פי הבאר) כמו הוצאות ההובלה והוצאות לשכירת מיכל האחסון שבהן נושאת השותפות. כמו כן ציינה השותפות כי ידוע לה ששותפויות אחרות שילמו ומשלמות תמלוג בשיעור מופחת, בעוד השותפות משלמת מחיר מלא. בכונת השותפות להמשיך ולעמוד על עמדתה כאמור לעיל מול הממונה ומול גורמים נוספים ככל ויהיה בכך צורך. בהקשר לכך יצוין כי משרד האנרגיה פרסם הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בקשר לזכויות נפט בים, הכוללות הכרה בהוצאות אלו ואף בהוצאות נוספות. השותפות סבורה שיש לכלול הכרה בהוצאות אלו גם לגבי הפקה ביבשה. משרד האנרגיה העביר לשותפות דו"ח שכותרתו "ביקורת נאותות התמלוגים" שבוצע ע"י משרד רוה"ח מטעמו מסקנות הדו"ח כוללות, בין היתר, אי הכרה בכל עלויות האחסון, בהנחה על מחיר מכירת הנפט (לפרטים ראו בסעיף 7.10 לעיל), בעלויות האידי ובעלויות הטיפול במים.

כמו כן נטען בדו"ח כי בהתאם למדיניות אגף התמלוגים (למיטב ידעת השותפות מדיניות זו מעולם לא פורסמה) עלויות הובלה ואחסון, מוכרות לפי הוצאה בפועל עם תקרה של הוצאות נורמטיביות בשיעור שלא יעלה על 5% ממחיר המכירה. טענה נוספת בדו"ח הינה כי על שווי התמלוג המגיע למדינה בגין הגז שנשרף בתהליך הפקת הנפט עומד על כ-1.75 מיליון דולר. בהתאם לאמור נכתב בדו"ח כי הפרש לתשלום בין חישוב הביקורת לתשלומים ששילמה השותפות הינו כ-1.7 מיליון דולר.

השותפות דוחה מכל וכל טענות אלו ובמכתב שנשלח מטעמה נטען כי דו"ח הביקורת כולל מסקנות שגויות ומניח מספר הנחות יסוד אשר פשוט אינן נכונות ו/או מבוססות כלל, לרבות: ביחס למתודולוגית הבדיקה: בדו"ח הביקורת נכתב כי המתודולוגיה לבדיקת חישוב התמלוגים בים שונה מזו ביבשה. הנחה זו מהווה את סלע המחלוקת העיקרי בין השותפות למשרד, שכן השותפות סבורה כי יש להכיר בסוגי ההוצאות הקיימות הן בהפקה בים והן בהפקה ביבשה.

פתיחה 'מחודשת' של תשלומי עבר: דו"ח הביקורת אשר אמור לעסוק בטענות השותפות בדבר הכרה בסוגי הוצאות בהפקת הנפט 'על פי הבאר' פותח מחדש את התמלוגים ששילמה השותפות, ללא כל טענה שהיא מצד המשרד לאורך השנים, ומסיק (גם כן באופן שגוי) כי השותפות שילמה תמלוגים בחסר

לאורך השנים. מדובר בטענות חישוביות גרידא, אשר ניכר שהועלו אך מן הטעם כי השותפות העלתה טענות בדבר החזר המגיע בגין ניכוי הוצאות הפקת הנפט.

הנחה שגויה בדבר פינוי מים: דו"ח הביקורת יוצא מתוך הנחה כי המים המפונים בבארות הינם מים ששימשו לעבודה, אלא שהנחה זו אינה נכונה שכן מדובר במי תצורה המופקים יחד עם הנפט ויש להכיר בהוצאות הפרדת מים אלו.

הנחה שגויה בדבר שיעור ההכרה בעלויות: דו"ח הביקורת מניח כי שיעור ההוצאות "צריך להיות" עד 5%. נתון זה איננו קיים בשום פרסום שהוא של המשרד, בניגוד, למשל, לשיעור ההוצאות המוכר בהפקה בים המתבסס על שיעור ההוצאות בפועל ולא לפי אחוז שרירותי.

הנחה שגויה בדבר 'הכרה באידוי': דו"ח הביקורת קובע כי אין להכיר בעלויות האידוי. בדומה לסעיף הקודם, גם הנחה זו איננה מפורסמת בכל פרסום שהוא מטעם המשרד.

מחיר הנפט בפועל: ההנחה שניתנה על ידי השותפות לפז נוטרלה לפי הנחיית המשרד. הנחה זו לא רק שאיננה תואמת את המציאות העסקית (שכן המחיר ששולם לשותפות הינו מחיר השוק הקיים) אלא אף נוגדת את לשון החוק הברורה הקובעת כי התמלוג ישולם מתוך המחיר שישולם בפועל לשותפות עבור הנפט,

ההנחה בדבר הגז: דו"ח הביקורת מניח כי כתוצאה מהפקת הנפט הפיקה השותפות גם גז טבעי שהיה עליה למוכרה במחירי הגז הטבעי. הנחה זו מופרכת ושגויה מיסודה. ראשית, הגז המשתחרר בעת הפקת הנפט איננו גז טבעי כלל, אלא גז הנלווה לנפט ובוודאי שלא ניתן להתייחס אליו, הן במהות ובוודאי לא במחיר, של גז טבעי.

זאת ועוד. במשך שנים לא אפשרו הרשויות השונות לשותפות לקדם תכנית מתאימה לצורך הקמה של מתקנים לטיפול בגז, ורק בשנים האחרונות החלה השותפות בקידום תכנית מתאימה לאחר שניתנו לה האישורים לכך. יתרה מכך, תשלום תמלוג הוא בגין הכנסות, וממילא לא היו לשותפות הכנסות ממכירת הגז.

מעבר להנחות השגויות הנ"ל השותפות גם פירטה את טענותיה נגד קיזוז חלק מעלויות האחסון בסכום כולל של כ-970 אלפי דולר.

השותפות דרשה לקיים פגישה עם הממונה בעניין זה נכון למועד הדו"ח הפגישה טרם התקיימה.

תקנות הנפט עוסקות, בין היתר, בהיתרים מוקדמים וזכויות קדימה, ברישיונות ובחזקות (להלן: "הזכויות") וקובעות את אופן הגשת הבקשות לקבלת זכויות, הגשת דוחות תקופתיים למנהל, חישוב תמלוגים ותשלום אגרות, תיחום ומיפוי שטחי ההחזקה וההפקה, וכן מתן חזקה על דרך של הצעות מתחרות.

## **16.2 החלטת הממשלה בדבר תיקון חוק הנפט**

בעניין החלטת הממשלה בדבר תיקון חוק הנפט והצעות נוספות לתיקון החוק [ראו סעיף 20.12 להלן](#).

## **16.3 הצורך בקבלת אישורים לביצוע קידוחים**

בעניין הצורך בקבלת אישורים של גורמים שונים לכל קידוח [ראו סעיף 6.4 לעיל](#).

## **16.4 חוק משק הגז הטבעי תשס"ב – 2002**

במקרה שיעלה ביד השותף הכללי להפיק גז טבעי תושפע פעילות זו מהוראות חוק משק הגז הטבעי תשס"ב

## 16.5 תיקון מספר 5 לפקודת השותפויות

לפרטים בדבר תיקון מספר 5 לפקודת השותפויות שהחיל על השותפות, החל מיום 23.4.2015, הוראות לעניין ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית ראו בבאור 13 ב' להלן.

## 16.6 הנחיות הממונה על עניני הנפט

ביום 31.12.2015 פורסמו באתר האינטרנט של משרד האנרגיה הנחיות לעניין סעיף 76 לחוק הנפט, התשי"ב-1952, שמטרתן להסדיר את הפרוצדורה להגשת בקשות להעברת זכויות נפט ולשעבוד של זכויות נפט, תוך קביעת תנאים מנחים לפיהם הממונה רשאי לקבל בקשה כאמור, להתנותה בתנאים שונים או לדחותה. על-פי ההנחיות, הן חלות על העברה<sup>20</sup> של זכות נפט (היתר מוקדם, רישיון או חזקה) ושל טובת הנאה<sup>21</sup> (לרבות שיעבוד זכויות נפט), שהבקשה להעברתה תוגש לאחר פרסומן.

ביום 28 בדצמבר 2020 פרסם הממונה על עניני הנפט, נוסח מעודכן של הנחיות לעניין סעיף 76 לחוק הנפט, על פי ההנחיות, הדרישה לקבלת אישור הממונה להעברה ושעבוד של זכויות נפט וטובת הנאה בזכות הנאה חלה במקרים מסוימים גם ביחס להעברה או הקצאה של אמצעי שליטה בתאגיד (כהגדרתם בהנחיות). ההנחיות מפרטות תנאים למתן אישור הממונה להעברת זכויות, תוך אבחנה בין העברה של זכויות ברישיון ובחזקה לבין פעולות אחרות, ובכלל זאת תנאים בנוגע ליכולת הפיננסית של המבקש וביחס לקיום התנאים הנדרשים ממפעיל על פי דרישות חוק הנפט והוראות הממונה. כמו כן נקבעו בהנחיות תנאים פרטניים ביחס להעברת זכויות תמלוג, שעבוד של זכויות נפט ומקרים ספציפיים נוספים. בהתייחס לשעבוד זכויות נפט מובהר כי רשות לשעבוד אינה מהווה רשות להעביר את הזכות המשועבדת, ואם יתקיימו התנאים למימוש השעבוד, לא יועברו הרישיון או החזקה או כל חלק בהם או טובת הנאה בעניין הרישיון או החזקה, לפי העניין, לבעל השעבוד או לכל גורם אחר, אלא אם הממונה ירשה את ההעברה לנעבר מראש ובכתב, בהתאם להנחיות; מינוי כונס נכסים על הזכות המשועבדת לא יהיה כפוף לכללים החלים על העברתה, ובלבד שהממונה הסכים מראש ובכתב לזהות כונס הנכסים ולסמכויות שיינתנו לו. הממונה רשאי שלא לאשר העברה, אף שמתקיימים כל התנאים למתן האישור המפורטים בהנחיות, אם שוכנע כי טעמים של ביטחון הציבור, של ביטחון המדינה, של יחסי חוץ או של קשרי מסחר בינלאומיים מצדיקים זאת, ובכלל זה במקרה שהנעבר הוא תאגיד שמדינת חוץ שולטת בו או שקיימות נסיבות מיוחדות אחרות אשר בשלהן ההעברה אינה לטובת הציבור או משק האנרגיה בישראל.

להלן קישור לנוסח ההנחיות:

[https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/oil law 76/he/oil rights lien.pdf](https://www.gov.il/BlobFolder/generalpage/oil%20law%2076/he/oil%20rights%20lien.pdf)

<sup>20</sup> על פי ההנחיות "העברה" משמעה העברה בכל דרך שהיא, למעט הורשה, ולרבות הקצאה, בין בתמורה ובין שלא בתמורה, וכן מתן זכות ברירה לפעולה כאמור, לרבות כל אלה:

1. העברה של חלק בזכות נפט או של טובת הנאה בעניין זכות נפט בין חברים בקבוצה מכוח ההסכם שביניהם;
2. העברה או הקצאה של אמצעי שליטה אשר לבדם או ביחד עם אמצעי שליטה שהיו בידי הנעבר או מקבל ההקצאה קודם לכן מקנים לו טובת הנאה בעניין זכות נפט;
3. העברה או הקצאה של אמצעי שליטה אשר ביחד עם אמצעי שליטה שהיו בידי הנעבר או מקבל ההקצאה קודם לכן מקנים לו שליטה בתאגיד או בקבוצה שבידיה זכות נפט או חלק בזכות נפט או שיש להם טובת הנאה בעניין זכות נפט.

<sup>21</sup> על פי ההנחיות "טובת הנאה בעניין זכות נפט", "טובת הנאה בעניין היתר מוקדם", "טובת הנאה בעניין רישיון" ו-"טובת הנאה בעניין חזקה" – לרבות החזקה של כל אחד מאלה:

1. שליטה בבעל היתר מוקדם בבעל רישיון או בבעל חזקה, או בתאגיד שהוא בעל חלק בהיתר מוקדם, ברישיון או בחזקה או בקבוצה לפי העניין;
2. יותר מ-25 אחוזים מסוג מסוים של אמצעי השליטה בבעל היתר מוקדם, בבעל רישיון או בבעל חזקה, או בתאגיד שהוא בעל חלק בהיתר מוקדם, ברישיון או בחזקה או בקבוצה, לפי העניין;
3. זכות לתמלוגים חזיים.

כמו כן משרד האנרגיה פרסם הנחיות שונות לגבי פעולות בקשר עם נכסי נפט:

הנחיות הממונה על ענייני הנפט לאישור תגלית:

[https://www.gov.il/he/Departments/Policies/oil\\_discovery](https://www.gov.il/he/Departments/Policies/oil_discovery)

הנחיות להעברת נתונים מפעולות חיפוש, פיתוח והפקה בזכויות נפט:

[https://www.gov.il/BlobFolder/policy/oil\\_search\\_publications/he/NFT\\_465\\_2018.pdf](https://www.gov.il/BlobFolder/policy/oil_search_publications/he/NFT_465_2018.pdf)

הנחיות לגבי פעולות קדיחה לחיפוש נפט:

[https://www.gov.il/he/departments/general/drill\\_instructions](https://www.gov.il/he/departments/general/drill_instructions)

הנחיות סביבתיות לקידוחי נפט וגז טבעי ביבשה:

[https://www.gov.il/he/Departments/Guides/enviromental\\_info?chapterIndex=2](https://www.gov.il/he/Departments/Guides/enviromental_info?chapterIndex=2)

הנחיות בטיחות למתקני נפט / גז טבעי:

[https://www.gov.il/BlobFolder/policy/oil\\_search\\_publications/he/oil\\_gas\\_safety\\_guidelines.pdf](https://www.gov.il/BlobFolder/policy/oil_search_publications/he/oil_gas_safety_guidelines.pdf)

הנחיות לסידוק הידראולי-Hydraulic fracturing design and operations guidelines :

[https://www.gov.il/BlobFolder/policy/oil\\_search\\_publications/he/hydraulic\\_guidelines.pdf](https://www.gov.il/BlobFolder/policy/oil_search_publications/he/hydraulic_guidelines.pdf)

ביום 18.7.2019, פרסם משרד האנרגיה הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות הנפט.

להלן קישור לנוסח ההנחיות:

[https://www.gov.il/BlobFolder/policy/oil\\_search\\_publications/he/OilRightsGuarantee2019.pdf](https://www.gov.il/BlobFolder/policy/oil_search_publications/he/OilRightsGuarantee2019.pdf)

מכוח הנחיות אלו השותפות העמידה ערבות בסך של 1.5 מיליון דולר בגין חזקת ראש העין (לפרטים על ערבות נוספת של 1 מיליון דולר בהתאם לתנאי החזקה החדשים ראו בסעיף 16.7 להלן) [ובביאור 13 בדוחות הכספיים להלן.](#)

## **16.7 קביעת תנאים לחזקה**

- א. ביום 20.11.2020 קבע הממונה תנאים חדשים לחזקה (לנוסח מלא של התנאים ראו דו"ח מ"ד מיום 20.11.2020) הממונה הבהיר במכתב מיום 14.12.2020 כי החליט לתקן את סעיף 9.2 לתנאי החזקה האמורים וכי השותפות תוכל להעסיק את מנהל הקידוח גם כקבלן משנה וללא חובת העסקה ישירה. עוד הבהיר הממונה כי הדרישה שהוצבה בסעיף 30 אינה דרישה להעמדת ערבות נוספת בסך 2.5 מיליון דולר, אלא להשלמת הערבות הקיימת בסך 1.5 מיליון דולר לערבות של 2.5 מיליון דולר (דהיינו תוספת של 1 מיליון דולר).
- ב. בכללים החדשים שהממונה קבע קיימים לדעת השותפות עילות חדשות ללקיחת החזקה שאינן מצויות בחוק הנפט ויש בהם תנאים חדשים ומכבידים בהם בעלי החזקה לא היו מחויבים עד כה. להלן חלק מהתנאים המהותיים החדשים בהם כעת מחויבת השותפות:

1. התנאים החדשים מוחלים על השותפות באופן מיידי, ללא כל תקופת מעבר או תקופת הסתגלות שהיא, באופן שהוא בלתי סביר בהתחשב בהיקף האופרציה של השותפות ובהיקפים הכספיים, המשפטיים והתפעוליים של ניהול חזקת נפט;
2. כחלק מן התנאים החדשים שהוטלו על השותפות, היא נדרשת להגיש תוכנית פיתוח חדשה לכלל השדה ולקבל את אישור הגופים הרגולטוריים והגופים התכנוניים לביצועה (סעיפים 13 עד 16) כאשר אי קבלת אישור הגורמים התכנוניים מהווה (בהתאם לכללים החדשים) עילה לביטול החזקה. תוכנית הפיתוח לשדה צריכה להיות מוגשת חצי שנה אחרי סיום מבחני ההפקה במגד 6.
3. בהתאם לסעיף 28 הממונה רשאי לשנות ולהוסיף תנאים לחזקה שלא ניתן לצפותם ולהיערך להם. ובהתאם לסעיף 29 אי עמידה בכללי החזקה עשויה להוות עילה (שלעמדת השותפות הינה עילה חדשה מעבר לעילות הקבועות בחוק הנפט) לביטול החזקה.
4. התנאים החדשים (סעיף 30), מחייבים את השותפות בהפקדת ערבון כספי בסכום נוסף של 1 מיליון דולר ארה"ב. יובהר, כי ערבון זה הינו בנוסף לערבון קיים בגובה 1.5 מיליון דולר ארה"ב. הערבות הופקדה במועד שתואם עם הממונה.

ג. מן המקובץ, עולה כי הכללים שקבע הממונה עשויים להכביד על פעילותה השוטפת של השותפות ויביאו לעלויות כספיות שוטפות נוספות (העסקת יועצים חיצוניים נוספים, הפקת דוחות חדשים שנדרשים וכו').

ד. כמו כן אי קבלת אישור הגורמים התכנוניים לתוכנית הפיתוח החדשה שתגיש השותפות (לרבות במקרים שהשותפות עשתה הכל במועד וכנדרש) עשויה להוות עילה לביטול החזקה על ידי הממונה. השותפות רואה בתנאי זה שהציב הממונה דרישה בלתי סבירה בעליל שכן תנאי זה אינו תלוי בשקידה הראויה שבה תבצע השותפות את הפעולות הנדרשות אלא בתוצאות החלטה של גוף שלישי שאין לשותפות כל השפעה על ההחלטות שיקבל. השותפות אינה רואה חשיפה בטווח הקצר מתנאי זה אך ככל ולא ישונה עשויות להיות לו חשיפות בעתיד וזאת לאחר הגשת תכנית הפיתוח החדשה, על אף האמור השותפות תמשיך, בשלב זה, להגיש את התוכניות לאתרי הקידוח הנוכחיים (מגד 5, מגד 6 ומגד 8 הנמצאים כעת בהליכי אישור בוועדות התכנון) לגורמי התכנון לגבי כל אתר בנפרד (כפי שעשתה עד כה) במקצועיות ובהתאם לדרישות.

ה. השותפות ערערה לשר על החלטת הממונה לקביעת תנאי חזקה חדשים, השר דחה את הערר והשותפות הגישה עתירה לבג"צ בנדון. בדיון שהתקיים ביום 1.12.2021 בבג"צ בעניין עתירת השותפות כנגד תנאי החזקה הוחלט לדחות את עתירת השותפות.

השותפות מבקשת להבהיר כי לדחיית העתירה אין השלכה על פעילותה שכן היא פועלת בפועל בהתאם לתנאי החזקה והפקידה את הערבות הנדרשת.

יובהר כי בפסק הדין צוין כי בג"צ אינו קובע מסמרות לגופם של התנאים. ככל שתתעורר בעיה קונקרטיית תוכל השותפות למצות את ההליכים לפני הממונה ומשרד האנרגיה ומטבע הדברים זכויות הצדדים בהתייחס לכל החלטה עתידית שמורות להם.

## 16.8 החלטות ממשלה בנוגע להפחתת פליטות גזי חממה וקידום השימוש באנרגיות מתחדשות

א. התוכנית להצלת ישראל מאנרגיה מזהמת- ביום 9 באוקטובר 2018 פרסם שר האנרגיה דאז "תוכנית להצלת ישראל מאנרגיה מזהמת", שעיקרה צמצום השימוש במוצרי דלק מזהמים עד שנת 2030, ובהמשך לכך בחודש מרץ 2019 פרסם משרד האנרגיה מסמך מדיניות שכותרתו "יעדי משק האנרגיה לשנת 2030". התוכנית הציבה יעדים לשנת 2030 תוך פירוט צעדים קונקרטיים וקביעת לוחות זמנים בחמישה תחומים עיקריים כדלקמן: מקטע ייצור החשמל – הפחתה הדרגתית של ייצור חשמל בפחם, עד ש יופסק

לחלוטין השימוש בפחם בייצור חשמל בכל תחנות הכוח הפחמיות, וייצור החשמל יתבסס על גז טבעי ואנרגיות מתחדשות בלבד. משק התחבורה – הפסקת צריכת מוצרי דלק מזהמים בתחבורה היבשתית ומעבר לשימוש בכלי רכב חשמליים וכלי רכב המונעים בגז טבעי דחוס. בהתאם, החל משנת 2030 יוטל איסור מוחלט על יבוא מכוניות בדלקים מזהמים. משק התעשייה – הפסקת השימוש במזוט, גפ"מ וסולר והחלפתם במקורות אנרגיה יעילים ונקיים יותר החל משנת 2030. כמו כן, נבחנו פתרונות נוספים, כגון שימוש בחשמל חלף דלקים ואספקת גז טבעי דחוס. ;התייעלות בגופי ממשלה על ידי הגעה ליעד של 20% כבר בשנת 2025 וכן הטמעת יעדי דרוג אנרגטי לפי צריכה בפועל למבנים קיימים בישראל.

- ב. יעדי משק האנרגיה לשנת 2050 - ביום 18.4.2021 פרסם משרד האנרגיה תכנית לעמידה ביעדים להפחתת פליטות במשק האנרגיה בשנת 2050, כחלק ממאמצי מדינת ישראל ומדינות נוספות ברחבי העולם, ולפיה נקבע יעד הפחתה של 80% בפליטות גזי החממה עד להתמודדות עם משבר האקלים וכן מספר יעדי משנה: מחויבות לסגירת התחנות הפחמיות עד 2025, הפחתת פליטות גזי חממה בסקטור החשמל בשיעור של עד 85% עד 2050, שיפור שנתי של 3.1% במדד עצימות האנרגיה, וכן ביצוע בחינה נוספת של מדיניות הייצוא במשק הגז הטבעי וביצוע מעבר מלא לגז טבעי בסקטור התעשייה. ביום 25 ביולי 2021 אישרה ממשלת ישראל בהחלטה מס' 171 את התוכנית להפחתה של כ-85% מפליטות גזי החממה עד לשנת 2050 ויעד ביניים הקובע הפחתה של כ-27% מפליטות גזי החממה עד לשנת 2030 (להלן: "**החלטה 171**"). בנוסף, קובעת החלטה 171 יעדים מגזריים להפחתת פליטות גזי חממה ולייעול צריכת האנרגיה במשק, כמו גם הקמה של ועדה בין-משרדית שתגבש תוכנית לאומית להשגת המטרות. ביום 12 באוקטובר 2021 פרסם משרד האנרגיה תוכנית אסטרטגית ארוכת טווח לעמידה ביעדים. התוכנית מסמנת כיווני פעולה להפחתת פליטות במשק האנרגיה וצעדי מדיניות הנגזרים מן היעדים כאמור, ומתייחסת למשק החשמל, התחבורה, התעשייה, הגז הטבעי וכן לתכנון תשתיות ושיתופי פעולה אזוריים. בהמשך לכך, ביום 29 באוקטובר 2021 דוברות משרד ראש הממשלה פרסמה הודעה לפיה ראש הממשלה ושרת האנרגיה סיכמו על העלאת יעד צמצום הפחמן, כך שעד שנת 2050 ישראל תגיע לאיפוס הפליטות. תוכנית לאומית למניעה ולצמצום של זיהום האוויר בישראל- ביום 23 בדצמבר 2021 פרסם המשרד להגנת הסביבה הודעה לפיה יביא לאישור הממשלה בחודשיים הקרובים עדכון לתוכנית הלאומית הרב-שנתית למניעה ולצמצום של זיהום אוויר, כפי שנקבעה בהחלטת ממשלה מס' 707 מיום 25 באוגוסט 2013. התוכנית תכלול התייחסות למעבר לשימוש באנרגיה ירוקה וקידום כלכלה דלת פחמן, תמחור פליטות גזי חממה וקידום תחבורה נקייה ויעדים לצמצום זיהום האוויר בישראל.
- ג.

## 17 הסכמים מהותיים

פרט להסכמים בדרך העסקים הרגילה יכולים להיחשב כהסכמים מהותיים, ההסכמים הבאים שנחתמו ונערכו על ידי השותפות ועל ידי הנאמן, בשנתיים האחרונות או שנחתמו קודם לכן ועדיין מחייבים את השותפות:

17.1 הסכם הנאמנות - ראו דו"ח מיידי מיום 24.8.2020.

17.2 הסכם השותפות המוגבלת – ראו דו"ח מיידי מיום 24.8.2020.

17.3 עסקה לצירוף משקיע ראו סעיף 13.7 לעיל.

**17.4** הסכם ההלוואה שנחתם עם חברת נאות דקלים והסכמי ההלוואה המזכים שנחתמו עם השותף הכללי לפרטים ראו בסעיף 1(ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן.

**17.5** הסכם התפעול שנחתם עם המשקיע ראו בסעיף 8 (יא) לעיל.

**17.6** הסכם למינוי קן סטנלי כמנהל הקידוחים ראו בסעיף 10.4 לעיל.

#### כיסוי ביטוחי

18

השותפות רכשה את הביטוחים המפורטים להלן בקשר עם פעילותה (סכומי הביטוח נכונים ליום עריכת הדוח). יודגש כי פוליסות הביטוח של אתרי הקידוח מוגשות כל שנה לבדיקת ואישור הממונה.

פרמיה	סכום מבוטח/גבול אחריות	תיאור הכיסוי	פוליסה
\$ 48,114	\$ 5,000,000 למקרה ולתקופה	אחריות דירקטורים ונושאי משרה	ביטוח דירקטורים
\$ 74,364	\$12,000,000 למקרה ולתקופה		חבות כלפי צד ג'

		נזק גוף ו/או רכוש לצדדים שלישיים עקב פעילות. (לא כולל חבות מעבידים, כלי רכב ותעופה)	
₪ 22,630	₪ 835,522	תכולה	ביטוח לאתרי הקידוח מגד 5, מגד 6 ומגד 8
	₪ 5,747,919	רכוש	
	₪ 20,000,000 לתובע, למקרה ולתקופה	חבות מעבידים	
	₪ 2,000,000 למקרה ולתקופה	צד שלישי (בהתייחס למשרדים/מחסנים בלבד)	
\$ 117,421	בהתייחס לאתר מגד 5 – גבול האחריות המשותף הינו \$ 30,000,000  בהתייחס לאתר מגד 6 – גבול האחריות המשותף הינו \$ 50,000,000  בהתייחס למגד 8 – גבול האחריות המשותף הינו \$ 10,000,000	DEVELOPMENT & ENERGY EXPLORATION	
\$ 13,698	\$ 2,004,141	ביטוח ציוד	ביטוח ציוד

אין כל בטחון שיושגו כל הביטוחים הדרושים לכיסוי הסיכונים הכרוכים בפעילות השותפות או כי הכיסוי שינתן על ידי פוליסות הביטוח (אם יעשו הביטוחים) יהיה מספיק. לגבי ביטוחים מסוימים עשוי השותף הכללי להחליט שלא לעשותם. לאור האמור לעיל, יודגש כי אין בידי השותפות ביטוחים המכסים את כל הסיכונים, הנזקים וההפסדים האפשריים במקרה של אירוע נזק או תקלה בקידוחים. כמו כן, אין כל בטחון שניתן יהיה בעתיד לרכוש ביטוחים לכיסוי סיכוני התפעול ו/או לכיסויים הביטוחיים המתוארים בסעיף זה ואין כל בטחון, כי הכיסוי שיינתן על ידי פוליסות הביטוח שתרכשנה, ככל שתרכשנה, יהיה מספיק. יודגש, כי במקרה של אסון במימדים גדולים, קרוב לוודאי שאף כיסוי ביטוחי שתרכוש השותפות לא יכסה את הנזקים שייגרמו.

יצוין כי השותפות עוקבת מעת לעת אחרי שינויים בערכו של הרכוש המבוטח כדי להתאים את היקף הביטוח הנרכש על פי החשיפה ביחס לעלויות הביטוח והיצע הביטוח בעולם לענף האנרגיה. כתוצאה מכך השותפות יכולה להחליט על הגדלה או צמצום של הכיסוי הנרכש ו/או של סכום הביטוח הנרכש ו/או מחליטה שלא לרכוש כלל ביטוח עבור סיכון זה או אחר.

לפרטים על הליכים משפטיים המתנהלים בין הדירקטורים ובעלי המניות בשותף הכללי [ראו באור 11ח' בדוחות הכספיים להלן](#).

.20

#### **יעדים ואסטרטגיה עסקית**

עיקר פעילותה של השותפות כיום הינה ביצוע ערוצי קידוח במגד 6 ומבחני הפקה בו, טיפול בבאר מגד 5 וביצוע ערוצי קידוח במקטעים הנמוכים וביצוע שלב הקידוח האלכסוני במגד 8 (הכוונה היא כי הקידוח האלכסוני במגד 8 יבוצעו בכיוון אנכי לשברים כדי לחצות כמה שיותר מערכות סידוק טבעיים דבר שיספר את ההפקה) ו/או ביצוע קידוח מגד 7. כמו כן בכפוף להשגת האמצעים הכספיים, השותפות תפעל לביצועם של קידוחים נוספים.

.21

#### **צפי להתפתחות בשנה הקרובה**

תוכניות השותף הכללי לשנה הקרובה כוללות את ביצוע ערוצי קידוח במגד 6 ומבחנים בו, ביצוע שלב הקידוח האלכסוני במגד 8 וטיפול בבאר מגד 5 וביצוע ערוצי קידוח במקטעים הנמוכים וביצועם של קידוחים נוספים ראו עוד את האמור בסעיף 13.3.2 לעיל וסעיף 20 לעיל. היעדים והתוכניות המפורטים בסעיפים 20 ו-21 לעיל הינם בגדר "**מידע צופה פני עתיד**". היעדים והתוכניות מבוססים על תכנון השותפות וכפופים להשגת האמצעים הכספיים וקבלת כל האישורים הנדרשים.

.22

#### **דיון בגורמי הסיכון העיקריים**

##### **כללי** 22.1

חיפוש נפט וגז ופיתוח של תגליות נפט וגז, כרוכים בהוצאות כספיות גדולות ובדרגה גבוהה ביותר של סיכון כספי. פעולות חיפוש כאלו כרוכות תמיד בסיכון ממשי של איבוד מלוא כספי ההשקעה, בתוך תקופה העשויה להיות קצרה יחסית.

##### **התבססות על נתונים חלקיים או משוערים ועל הנחות והערכות** 22.2

22.2.1 חיפוש נפט וגז וכן פעולות לפיתוח שדה נפט אינם בגדר מדע מדויק ולכן הם כרוכים בדרגה גבוהה של סיכון כספי. האמצעים והטכניקות הגיאולוגיים והגיאופיזיים אינם מספקים תחזית מדויקת על המיקום, הצורה או הגודל של מאגרי נפט או גז, ולפיכך קביעת יעדי החיפוש ותכניות פיתוח מפורטות מבוססת במידה רבה על נתונים חלקיים או משוערים ועל הנחות שלא הוכחו. בנוסף, בהתאם לאמור לעיל, ייתכנו אף שינויים מעת לעת בהערכות בדבר היקף עתודות הגז ומשאבי הגז הניתנים להפקה מהמאגרים. כמות הנפט והגז המוערכת במאגרים המפיקים נפט וגז בתקופה המדווחת נקבעת מדי שנה, בין היתר, על-פי חוות דעת של מומחים חיצוניים להערכת עתודות של מאגרי נפט וגז. הערכה כאמור, הינה תהליך סובייקטיבי המבוסס על הנחות שונות ועל מידע חלקי ועל -כן הערכות לגבי אותו מאגר, המבוצעות על-ידי מומחים שונים, עשויות לעיתים להיות שונות באופן מהותי. לאור האמור יצוין כי המידע המופיע בדוח לעניין הרזרבות והמשאבים המותנים, הינו אומדן בלבד ואין לראות בו מידע על כמויות מדויקות, ולכן ייתכנו שינויים מעת לעת בהערכות אלו. אומדן עתודות הנפט משמש בקביעת שיעור הפחתת הנכסים המפיקים בדוחותיה הכספיים של השותפות. ההפחתה מבוצעת בשיטת האזילה, דהיינו בכל תקופה חשבונאית מופחתים הנכסים המפיקים בשיעור הנקבע על-פי כמות הנפט שהופקה בפועל מחולק בעתודות הנפט המוכחות על -פי הערכת עתודות לתחילת התקופה הרלוונטית. לאור המהותיות של ההפחתות יכולים להיות לשינויים המתוארים לעיל, השפעה מהותית על תוצאות הפעולות והמצב הכספי של השותפות.

22.2.2 תכניות החיפוש והפיתוח בשטח החזקה ראש העין מבוססות על הערכות גיאולוגיות של השותף הכללי. מובן כי אין בטחון שההערכות האמורות אכן נכונות ואם יתברר שאינן נכונות, עשוי הדבר לפגוע בכדאיותן הכלכלית של תכניות פיתוח של השותפות או בהצלחתם של קידוחים מתוכננים. (ראו על כך בסעיפים 20.3.1 ו-20.3.3 להלן).

### **22.3 אין בטחון שיעלה ביד השותפות להפיק הפקה מסחרית בכל קידוח**

22.3.1 על פי הממצאים שבידי השותף הכללי המאגר של שדה מגד מתאפיין בנקבוביות נמוכה וכן בחדירות או מוליכות נמוכה. הנפט נמצא במערכות השברים הטבעיים שבסלע. לכן המטרה בכל קידוח תהא לפגוש כמה שיותר מערכות סידוק טבעי אשר ייצור מעבר נפט אל הבאר. לשם כך מתוכנן בקידוחים מגד 6 ומגד 5 ערוצי קידוח ובקידוח מגד 8 קידוח אלכסוני באזור שכבות המטרה. ביצוע קידוחים בטכניקות מיוחדות אלו הינו מורכב ורב סיכון הרבה יותר מאשר קידוח רגיל והוא כרוך בשימוש בטכנולוגיות מיוחדות הדורשות דיוק רב ומיומנות רבה ובעלויות משמעותיות נוספות. לא ניתן לדעת בוודאות, עד לביצועו של כל קידוח בפועל, אם אכן ימצאו בקרבתו שברים טבעיים בכמות מספיקה ועם המאפיינים הנדרשים. כמו כן קיים סיכון הכרוך באפשרות שימצאו שברים טבעיים המגיעים עד לאזור המגע נפט ומים ואלו יגרמו לזרימה שבעיקרה הינה של מים במקום של נפט (זרימת המים הינה קלה יותר מזרימת הנפט). הסיכון הכרוך במציאת שברים טבעיים המובילים מים ממקור חיצוני (כגון: מאזור המגע נפט/מים) נובע, בין היתר, מן האפשרות שלא יעלה ביד השותף הכללי לבדוד שברים טבעיים אלו מן הקידוח או שימצאו שברים טבעיים כאלה במספר רב ובסמוך מאד זה לזה, באופן שימנע את ההפקה. עוד יצוין כי הסיכון המתואר לעיל הינו סיכון הקיים והצריך להבחן לגבי כל קידוח בנפרד (פיתוחו של שדה הנפט במבנה מגד צפוי לדרוש קידוחים רבים).

### **22.4 עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד**

העלויות המשוערות ולוחות הזמנים המשוערים של ביצוע פעולות החיפוש והפיתוח כמתואר בדו"ח זה מבוססות על אומדנים כלליים בלבד ויכולות להיות בהן סטיות ניכרות. תכניות עבודה שהתגבשו לתאריך דו"ח זה, עשויות להשתנות במידה משמעותית בעקבות ממצאים שיתקבלו במהלך ביצוע אותן פעולות ולגרום לסטיות ניכרות בלוחות הזמנים ובעלויות המשוערות של אותן פעולות. שינויים בעלויות יכולים להגרם גם עקב שינויים במחירי השירותים או עקב שינויים בשער המטבע (תקציבי החברה נקובים בדולרים בארה"ב בעוד שחלק מהשירותים נרכשים ביורו האירופי). תקלות תוך כדי הקידוחים, עיכוב בקבלת אישורים וכן גורמים אחרים עלולים לגרום לכך שלוח הזמנים יתמשך הרבה מעבר למתוכנן וכי ההוצאות בפועל שתידרשנה לשם השלמת פעולות הפיתוח תהיינה גבוהות בהרבה.

### **22.5 העדר פיזור ההשקעות בחיפוש נפט והעדר מימון מלא לתכניות השותפות**

הכספים הקיימים כיום בידי השותפות (למעט כספים הנחוצים לניהולה השוטף) מיועדים כולם לביצוע פעולות בשטח חזקה I/11 ראש העין.

בדבר העלויות המשוערות של הפעולות המתוכננות על ידי השותפות והאמצעים הכספיים העומדים לרשותה [ראו סעיפים 13.3 ו-13.4 לעיל.](#)

האמצעים הכספיים של השותפות במועד דוח זה אינם מספיקים להמשך פיתוח שדה מגד, וביצועם כפוף לגיוס הון נוספים ו/או בצירוף שותפים לקידוח, שהצלחתם איננה מובטחת. פעילות חיפוש והפקה דורשת סכומים

משמעותיים, אשר במקרים רבים אינם ניתנים לגיוס במסגרת הלוואות או חוב. על-כן במקרים מסוימים עשויה להידרש הצטרפות שותפים נוספים לזכויות בנכסי הנפט השונים של השותפות תוך מכירת חלק מזכויותיה בנכסי הנפט במחיר הנמוך משווי השוק של הזכויות כאמור. אם לא יגויס הון נוסף ובמידה ואמצעיה הכספיים של השותפות לא יספיקו להשלמת הפעולות האמורות עלולה להיגרם התוצאה שלא יבוצעו כל הפעולות המתוכננות על ידי השותפות ותתכן גם האפשרות שהכספים שהושקעו בפעולות השותפות עלולים לרדת לטמיון, כולם או חלקם. אם בשל חוסר אמצעים כספיים לא תוכל השותפות להשלים את תכניות העבודה שלה במועדים שקבע הממונה בתכנית עבודה מחייבת, אזי עלולה השותפות לאבד את זכותה על פי חזקת ראש העין. נכון למועד דוח זה, האמצעים הכספיים העומדים לרשות השותפות, אינם מספיקים לצורך ביצוע כל תוכניות העבודה בנכסי הנפט של השותפות. לצורך המשך פעילותה של השותפות, ובין היתר, ביצוע תוכניות העבודה, נדרשת השותפות לאמצעים כספיים בהיקפים משמעותיים, אשר אין כל ודאות, כי יהיה ביכולתה לגייס. הדרכים להשיג את המימון הנוסף הדרוש להמשך החיפושים הינם באמצעות קבלת הלוואה, גיוס הון או הכנסת משקיע, אי הצלחת בגיוס הכספים עלול לגרום לאיבוד זכויות השותפות בנכסי הנפט הקיימים בידה. בנוסף תהיה חשופה השותפות לסיכון של מחיקת ניירות הערך שלה מהמסחר בבורסה, ובנסיבות מסוימות, בהעדר מקורות כספיים, עלול הדבר להוביל לפירוקה של השותפות. כמו כן, יתכן ויתברר תוך כדי פעולות החיפושים, כי הסכומים שיועדו להם אינם מספיקים. החריגות בעלויות פעילות החיפושים עשויות להביא לידי כך שהשותפות לא תוכל לעמוד בהתחייבויותיה הכספיות.

## **22.6 סיכוי תפעול**

פעולות חיפושי נפט נתונות לכל הסיכונים שהם כרגיל נלווים לחיפושים והפקה של נפט וגז כגון התפרצות בלתי מבוקרת מבור הקידוח, התפוצצות, התמוטטות בור הקידוח והתלקחות, אשר כל אחד מהם עשוי לגרום להרס או נזק של בארות נפט או גז, מתקני הפקה, ציוד חיפושים, גוף ורכוש. סיכון נוסף אפשרי, בין היתר, הינו תפיסתם של כלים בבור הקידוח באופן שהמשך הקדיחה יהיה בלתי אפשרי או כרוך בהוצאות גדולות. כמו כן קיים סיכון של אחריות לנזקים הנובעים מזהיזום עקב התפרצות ו/או נזילה של נפט ו/או דליפה של גז. אין כל בטחון שיושגו ושייעשו כל הביטוחים הדרושים לכיסוי הסיכונים הללו או כי הכיסוי שינתן על ידי פוליסות הביטוח (אם יעשו הביטוחים) יהיה מספיק. לגבי ביטוחים מסוימים עשוי השותף הכללי להחליט שלא לעשותם. לפרטים על הביטוחים הקיימים [ראו בסעיף 18 לעיל](#).

## **22.7 תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים**

בדבר התלות בקבלנים ציוד ושירותים מקצועיים [ראו סעיף 11.1 לעיל](#).

## **22.8 גורמי סיכון המתייחסים להפקת גז**

אין לשותפות כיום דרך לטיפול הולם בגז השותפות שיאפשר את ניצולו המסחרי, בדבר פעולות השותפות למציאת דרך טיפול הולמת בגז כאמור ושריפתו של הגז עד למציאת דרך טיפול הולמת כאמור ועל הסיכון הכרוך בסיכויי מציאת לקוחות לגז (אם תתאפשר דרך טיפול הולמת בו) [ראו סעיף 6.8 לעיל](#).

## **22.9 פיתוח והפקה והשתתפות בפעולות נוספות**

(א) על השותפות המוגבלת להשקיע סכומים נוספים לצורך הפיתוח וההפקה מעבר לסכומים שבידי השותפות כיום. סכומים אלה עשויים להיות גבוהים ביותר והפעולות האמורות תהיינה כרוכות גם כן בסיכונים לרבות סיכוי תפעול.

(ב) בשלב זה לא ניתן להעריך מה תהיינה העלויות בפועל של פיתוח השדה. עלויות אלה, ייקבעו בכל באר ובכל מקטע בהתאם להחלטת המפעיל, ככל שימונה, על סוגי המבחנים ושיטת ההמרצה שיבוצעו. עלויות אלו עשויות

להיות גבוהות מאד בסדרי גודל שונים לחלוטין מאלה שבהם פעלה השותפות עד כה. לא ניתן לאמוד מה יהיו המחירים בעתיד (קדיחת כל בארות הפיתוח בשדה נפט עשויה להמשך שנים רבות) ואת השינויים שיהיו במחירים בתקופה זו. בדבר היותן של ההערכות על העלויות המשוערות של קידוחים בגדר מידע צופה פני עתיד העשוי שלא להתממש [ראו סעיף 13.3.1 לעיל](#).

- (ג) מספר הקידוחים שידרשו לצורך פיתוח השדה אינו ידוע כיום, והוא תלוי בין היתר בגודלו של שדה הנפט ובשטח הניקוז בפועל של כל באר מפיקה בשדה הנפט. לפי על פני על פי פרשנותה שותף הכללי משתרע שדה הנפט מגד על כ- 180 קמ"ר בתוך שטח החזקה ורשיון מכבי. פרשנויות והערכות השותף הכללי הינם "מידע צופה פני עתיד" הערכות אלו יכולות שלא להתממש או להתממש בדרך אחרת כתוצאה ממכלול גורמים הקשורים בפרוייקטים של חיפוש והפקה של נפט וגז, מידע חדש שיתקבל מקידוחים עתידיים וכדומה.
- (ד) עוד נציין כי מספר הבארות המפיקות הנדרש לפיתוח השדה אינו משקף בהכרח את מספר הקידוחים שידרשו ויש להביא בחשבון כי חלק מהקידוחים לא יעלו יפה (ובפרט לאור המורכבות הרבה הכרוכה בביצוע קידוחים בהם נדרשות טכניקות המרצה) או (כפי שקורה באופן שגרתי בפתוח שדות נפט), שיהיו קידוחים שיתברר בקידוח שהם נמצאים מחוץ לגבולות שדה הנפט והם ימצאו יבשים.
- (ה) יצוין כי בשל חובת תשלום התמלוגים על ידי השותפות המוגבלת למדינת ישראל ולשותף הכללי אין ודאות, גם אם יעלה ביד השותף הכללי להפיק נפט מבאר מסוימת שפעולות הפיתוח של שדה הנפט והבאר והפקת הנפט תהיינה כדאיות מבחינה כלכלית לשותפות המוגבלת. על כדאיות ההפקה לשותפות המוגבלת יכולות להשפיע לרעה גם עלייה משמעותית בהוצאות ההפקה או ירידה משמעותית במחיר הנפט.
- (ו) עוד יצוין כי לשותף הכללי הסמכות ושיקול הדעת הבלעדי לקבל בשם השותפות המוגבלת כל החלטה בקשר להשתתפות בהפקה ו/או המשך ההפקה, ובלבד שלא תעוכב בשל כך חלוקת רווחים ולא יוגדל הון השותפות המוגבלת אלא בהסכמת המפקח ובדרכים הקבועות בהסכם השותפות המוגבלת.

## **22.10 אפשרות ביטול או פקיעת חזקת 11/1 ראש העין**

בדבר האפשרות לביטול או פקיעת חזקת ראש העין 11/1 ראו סעיפים 6.5, 8.2 ו-8.3 לעיל. כמו כן [ראו בביאור 3ב' בדוחות הכספיים להלן](#). בדבר החלטת הממונה על ביטול החזקה, הערר שהוגש לשר האנרגיה, החלטת שר האנרגיה והודעת הממונה על החזרת החזקה.

## **22.11 שינויים במיסוי של ענף הנפט**

לפרטים על חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע התשע"א-2011 [ראו בביאור 15 בדוחות הכספיים להלן](#).

### **החלטת הממשלה בדבר תיקון חוק הנפט ושינויים מוצעים בחוק הנפט**

(א) יש להביא בחשבון את הסיכון הכללי הקיים למשקיעים בחיפוש נפט מפני חקיקה חדשה הפוגעת בזכויות השותפות בשטחים שלגביהם השקיעה או תשקיע בעתיד, וזאת לאור נכונותם של נציגי הממשלה כפי שבאה לידי ביטוי בהצעות האמורות, (וכפי שבאה לידי ביטוי בחקיקת חוק מיסוי רווחי נפט התשע"א-2011 ובתקנות מס הכנסה (ניכוי מהכנסת בעלי זכויות נפט) (תיקון) – תשע"א-2011) להחיל הוראות מכבידות ופוגעות גם על המחזיקים בזכויות נפט לרבות כאלה שכבר היתה בהם תגלית.

### **(ב) הנחיות הממונה על ענייני הנפט וקביעת תנאים חדשים לחזקה**

לפרטים בדבר תיאורים של הנחיות והבהרות שפרסמו משרד התשתיות והממונה על ענייני הנפט וקביעת תנאים חדשים לחזקה [ראו סעיף 16.7 לעיל](#). יודגש כי התיאורים הינם תיאורים של תוכן ההנחיות וההבהרות האמורות בלבד בלי להתייחס למעמדן המשפטי.

## **22.13 תנודתיות מחירי הנפט**

מחיר הנפט הינו גורם מרכזי המשפיע על כדאיות השקעת השותפות בפתוח שדה הנפט שבחזקת ראש העין

1/11 . מחיר הנפט נתון לתנודתיות רבה ([ראו על כך בסעיף 7.3 לעיל](#)).  
עלייה במחירי הנפט הגולמי יכולה לגרום עמה גם עליה במחירי השירותים לקידוחי נפט.

#### **22.14 הוצאות שוטפות וסיכון למחיקה מהמסחר בבורסה**

כל עוד תהיה השותפות המוגבלת קיימת תהיינה לה הוצאות שוטפות גם אם באותה עת לא תבוצענה פעולות חיפוי נפט. יש לציין כי לפי תקנון הבורסה אחת העילות למחיקה מהמסחר היא שהשותפות המוגבלת חדלה לעסוק, בפרק זמן ובתנאים שנקבעו בהנחיות, בתחום הפעילות שנקבע על ידה לפני הרישום למסחר. על פי הנחיות הבורסה פרק הזמן לענין עילה זו הינו תשעה חודשים רצופים בהם רוב הוצאותיה של השותפות אינן הוצאות חיפוי ופיתוח כמשמעותן בתקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסת בעלי זכויות נפט) התשט"ז – 1956. הנאמן יהיה אחראי על הדיווח בעניין זה. על עמידת השותפות בתנאי האמור ראו בדו"ח הרווח והפסד בדוחות הכספיים להלן.

עפ"י האמור בתקנון הבורסה, ישועה המסחר במניה אם שער הנעילה של המניה (לרבות יחידת השתתפות) היה 1 אגורה ב-15 ימי מסחר מתוך 30 הימים שהסתיימו במועד הבדיקה. עוד נקבע בתקנון כי הרישום למסחר של מניה בבורסה מותנה בכך שהמניה תוקצה תמורת מחיר מניה (אקס זכויות) של 30 אג' לפחות וזאת בין אם המניות מוקצות במסגרת הנפקה לציבור, בין אם בהקצאה פרטית ובין אם במסגרת הנפקה בדרך של זכויות.

#### **22.15 תלות בקבלת אישורי גורמים חיצוניים**

ביצוע פעולות בחלק מהשטחים של השותפות טעונה אישורים שונים. [ראו על כך בסעיף 6.4 לעיל](#).

#### **22.16 העדר כיסוי ביטוחי**

ראו לעניין זה את האמור [בסעיף 18 לעיל](#).

#### **22.17 שינויים רגולטורים**

במסגרת תחום הפעילות של השותפות המוגבלת נדרשים אישורים רגולטורים רבים, בעיקר מצד הגורמים המוסכמים על פי חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, וכן אישורים נלווים של רשויות המדינה (לרבות משרד הבטחון, משרד איכות הסביבה, רשויות המס ורשויות התכנון השונות). במהלך השנים האחרונות הועלו מספר הצעות לתיקונים בחוקים ובתקנות הרלוונטיים לתחום הפעילות של השותפות המוגבלת. בשנים האחרונות נקבעו על ידי הממונה לענייני הנפט כללים ונהלים חדשים להענקת זכויות נפט, מגבלות על העברת זכויות בנכסי נפט, דרישה לערביות, ודרישות לגבי פוליסות ביטוח בקידוחים, הנחיות לביצוע מבחנים ועוד אשר ליישומם עלולה להיות השפעה שלילית על פעילותה של השותפות ועלויות כספיות משמעותיות. ככלל, היקף הרגולציה שחלה על תחום הפעילות של השותפות מתאפיין בגידול מתמיד. הרחבת הרגולציה החלה, בין היתר, על פעולות חיפויים, פיתוח והפקה של גז ונפט, מיסוי רווחי נפט וגז, ביטוח וערביות, העברה ושעבוד של זכויות נפט, הגבלים עסקיים, אסדרה תכנונית וכיוצא בזה. לשינויים רגולטורים כאמור עלולים להיות השפעה שלילית על פעילותה של השותפות המוגבלת. ראו, בין היתר, סעיפים 6, 20.11 ו-20.12 לעיל.

#### **22.18 סיכויי מס**

סוגיות המס הקשורות בפעילות השותפות המוגבלת טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל, ואין כל אפשרות לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן,

לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, אין אפשרות לצפות מה תהיה עמדתם של שלטונות המס. הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי שכלולות בו הטבות מס, לשינויים שינבעו כתוצאה משינויי חקיקה, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המיסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות ובעלי יחידותיה.

שינויים לרעה בחקיקה כאמור עשויים להיות בעלי תחולה גם על חזקות קיימות (על דחיית עתירת השותפות בנוגע לתחולתן עליה של חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע התשע"א-2011 והשינויים לרעה בתקנות מס הכנסה שנעשו יחד עמו (ראו בביאור 15 בדוחות הכספיים להלן)).

#### **22.19 גלישה של מאגרים**

יתכן שמאגרי נפט או גז טבעי שנתגלו או יתגלו בתחום שטחים אשר לשותפות המוגבלת יש בהם זכויות "גולשים" (מבחינת המבנה הגיאולוגי של המאגר והיקפו) לשטחים אחרים בהם אין לשותפות זכויות, ולהיפך. במקרה בו המאגר גולש לשטחים אשר לצדדים אחרים זכויות בהם, יתכן ויהיה צורך להגיע להסכמים בדבר ניצול והפקה משותפת מהמאגר, על מנת להגיע לניצול יעיל של רזרבות הנפט או הגז.

#### **22.20 תנודתיות בשערי מטבעות החוץ, מדד המחירים והריבית**

לשותפות המוגבלת חשיפה לשינויים בשערי מטבעות החוץ, מדד המחירים והריבית. הכנסות השותפות המוגבלת על פי ההסכם למכירת הנפט הינם בדולרים או בסכומים צמודי דולר. כספי השותפות מושקעים בפקדונות נושאי ריבית והשותפות חשופה לתנודות בשערי המטבע והריבית כאמור.

#### **22.21 סיכון בטחוני**

שדה מגד גובל לכל אורכו בקו הירוק והוא חשוף לסיכונים ביטחוניים, לרבות פעולות טרור.

#### **22.22 חומרים מסוכנים**

הנפט והגז אותם מפיקה השותפות וכימיקלים שונים בהם עושה השותפות שימוש הינם "חומרים מסוכנים" ודליקים אשר לגביהם קיימות דרישות מיוחדות ואמצעי זהירות הנדרשים באחסנה ובהובלה. דליפה של הנפט והגז עלולה להביא לסיכון חיי אדם ולזיהום הסביבה דבר המצריך אמצעי זהירות מיוחדים. דרישות אלו מייקרות את העלויות התפעוליות של השותפות ודורשות טיפול ופיקוח של גורמים מקצועיים.

#### **22.23 איכות הסביבה**

בפעילות הקידוחים קיים סיכון של נזקים לסביבה כתוצאה מהתפרצות ו/או נזילה של נפט ו/או דליפה של גז. נזקים אלו יכולים להביא את השותפות לחשוף את השותפות לתביעות פיצוי ושיקום בסכומים גבוהים מאוד. חוק הנפט ותקנותיו קובעים, בין היתר, כי בביצוע קידוח ינקטו אמצעי זהירות, כך שלא יהיו נזלים וגזים ניגרים לאדמה או נובעים ממנה ללא מעצור ושלא יחדרו משכבה גיאולוגית אחת לשניה. כמו כן, חל איסור לנטוש באר מבלי לאטום אותה. בתנאים המיוחדים הנלווים לשטר החזקה נכללות הוראות בדבר נטישה וביטוח.

#### **22.24 מסדרון אקולוגי והתנגדויות גורמים סביבתיים**

שטח הליבה של שדה מגד מצוי, ברובו בתוך מה שמוגדר "מסדרון אקולוגי" דבר שגרם להצבת דרישות ותנאים מכבידים בקשר לקידוחי מגד 6, 7 ו-8 והעצים את ההתנגדויות של ארגונים סביבתיים לאישור הקידוחים האמורים. בדיונים בוועדה המחוזית ובעתירה לבג"צ נגד תקנות ההרשאה (ראו סעיף 6.4 לעיל) נחשפה גישה שלילית והתנגדות עקרונית של ארגונים סביבתיים לביצוע קידוחים והפקה של נפט וגז בכלל ובשדה מגד בפרט. עוד יצוין כי חלק משטח החזקה הוכרז במאי 2019 כגן לאומי דבר שעלול להקשות על השגת האישורים לאתרי קידוח. כמו כן תנאי תכנית תת"ל 100 עשויים להקשות על פעילות השותפות, לפרטים ראו בסעיף 6.4 לעיל.

#### **22.25 צירוף משתתפים נוספים ודילול חלקה של השותפות בהכנסות:**

השותפות תהיה רשאית להעביר חלק מהזכויות בנכסי הנפט לגורמים נוספים, בכפוף לאישורים הנדרשים על פי הדין, אשר יתחייבו לשאת בחלק מההוצאות הכרוכות בחיפוש נפט וגז, ובתמורה יקבלו חלק מההכנסות אם ימצא נפט או גז. פעילות חיפוש והפקה דורשת סכומים משמעותיים, אשר במקרים רבים לרבות בתנאי שוק מסוימים, אינם ניתנים לגיוס במסגרת גיוס הון, הלוואות או חוב, על כן במקרים מסוימים עשויה להידרש הצטרפות שותפים נוספים לזכויות בנכסי הנפט השונים של השותפות, דבר שיגרום לדילול חלקה של השותפות בנכסים אלו ובהכנסות נפט וגז שינבעו מהם, אם יהיו הכנסות כאלו. כמו כן, בפעילות חיפוש נפט וגז עם משתתפים אחרים קיימת אפשרות שפרישת אחד המשתתפים כאשר יתר המשתתפים לא קיבלו על עצמם לשאת בחלקו בהוצאות שטרם אושרו בפעולות החיפוש, עלולה לגרום להבאת פעולות החיפוש לקיצן לפני השלמת התכנית שנקבעה בעסקה ולהחזרת נכסי הנפט שבהם מבוצעות פעולות החיפוש. יתר על כן, במקרה של אי תשלום על ידי אחד השותפים, זכאי בדרך כלל המפעיל על פי הסכם התפעול המשותף לדרוש מיתר השותפים שאינם מפגרים בתשלום כי ישלמו באופן יחסי, כל אחד לפי חלקו, את הסכומים האמורים וזאת על מנת להבטיח כי תכנית העבודה המאושרת כפי שתהיה באותה עת.

#### **22.26 התחייבויות בקשר עם מימון**

אי עמידה של השותפות בהתחייבויות שנטלה על עצמה בקשר עם המימון המפורט [בסעיף 1\(ח\) בדו"ח](#) [הדירקטוריון להלן](#) עשוי להוביל להעמדת הסכומים המגיעים על-פי המימון הנ"ל לפירעון מיידי, וכן למימוש הביטחונות שהועמדו על-ידי השותפות.

#### **22.27 תלות במפעיל**

לפרטים על הצורך של השותפות למינוי מפעיל להמשך הפיתוח של שדה מגד [ראו בסעיף 6.8 לעיל](#). עיכוב במינוי המפעיל עלול לפגוע ביכולתה של השותפות לעמוד בהתחייבויותיה על-פי תוכנית העבודה של נכסי הנפט ולהשפיע על העלויות וקצב הפיתוח של שדה מגד.

#### **22.28 סיכוני סייבר ואבטחת מידע**

השותפות ויועציה נסמכים על מערכות מידע בפעילותם. לדוגמה, נעשה שימוש בתוכנות מחשב על מנת לנתח סקרים סייסימיים, לתפעל קידוחים, מערכות הפקה, הובלה וכיוצ"ב. תקלות במערכות מידע וכשלים באבטחת המידע, לרבות על-ידי פריצה למערכות המחשוב, עלולים לגרום לשיבוש ופגיעה במידע ובתפעול השוטף של המערכות התומכות בפעילות העסקית, לרבות שיבוש ואף במקרי קיצון לאובדן מידע, הפסקת אספקה (ככל שישנה) ולהסב עלויות מהותיות בגין שיקום מערכות המידע. בנוסף, פגיעה מכוונת במערכות המידע של השותפות עלולה לגרום לפגיעה ברשת הניהולית של השותפות, לזליגת מידע לגורמים לא מורשים ולפגיעה

בשלמות המידע שבידה. נכון למועד פרסום הדוח, השותפות פועלת למניעת כשלים במערכות המידע, בין היתר באמצעות מנגנוני גיבוי ואבטחה.

## 22.29 אי-יציבות בשווקים והאטה כלכלית

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 (על הפגיעה בהסכמים שנחתמו עם המשקיע [ראו בסעיף 8 \(יא\) לעיל](#)). בנוסף, הרעה בכלכלה העולמית בכלל עשויה להשפיע לרעה על היקף הצריכה של נפט וגז טבעי ולהביא לירידה במחיריהם. התפרצות מחודשת של נגיף הקורונה (COVID-19) עלולה לגרום להתמתנות בפעילות הכלכלית הגלובלית. כמו-כן, עלול הדבר להשפיע על הרגלי הצריכה ועל היקפיה בענפים שונים במשק ולהביא לפגיעה קשה בהם (כגון בענפי התיירות, התעופה, התחבורה והתעשייה), מה שעלול להשפיע, בין היתר, על הביקוש לנפט ומוצריו ועל מחיריהם. כמו כן עלולה להיות השפעה מהותית גם על זמינות כח אדם וציוד בתחום פעילות השותפות ועל לוחות הזמנים לביצוע פעולות..

עוד יצוין בהקשר לכך כי ביום 24 בפברואר 2022 פלש הצבא הרוסי לאוקראינה במסגרת מבצע יזום שכלל הזרמת כוחות צבאיים יבשתיים במקביל להפצצות אוויריות וארטילריות. בעקבות זאת, יזמו ארצות הברית ומדינות האיחוד האירופי שורה של צעדי ענישה כלכליים כנגד רוסיה, במסגרתם, בין היתר, הוטלו עיצומים על המסחר עם רוסיה ועל בכירים רוסיים, הוחלט להשהות את השלמת פרויקט "נורדסטרים 2" שנועד להכפיל את היקף הגז המיוצא מרוסיה לגרמניה, הופסקו חלק משיתופי הפעולה של חברות בינלאומיות, לרבות חברות משמעותיות בתחומי ההפקה של גז טבעי ונפט עם גופים רוסיים, ועוד. בעקבות האמור לעיל ולאור מעמדה של רוסיה כספקית גלובלית מרכזית של גז טבעי ונפט, עלה החשש מפני מחסור ארוך טווח בגז טבעי ונפט והדבר הוביל לעלייה במחירי האנרגיה. נכון למועד אישור הדוחות הכספיים, השותפות אינה יכולה להעריך כיצד יתפתח המשבר לעיל ומה תהיה השפעתו ארוכת הטווח על שוקי האנרגיה ופעילות השותפות בפרט.

מובהר כי ההערכות וההשערות השונות המפורטות בפסקה שלעיל בדבר השפעות וההשלכות האפשריות מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעו בחוק ניירות ערך אשר התממשותן אינה וודאית ואינה בשליטת השותפות והשותף הכללי. מידע כאמור מבוסס, בין היתר, על הערכות ואומדנים של השותף הכללי נכון למועד דוח זה אשר מתבססות על הפרסומים בארץ ובעולם בנושא זה ועל הנחיות הרשויות הרלוונטיות המתפרסמות בתקשורת, אשר עשויות להשתנות מעת לעת. הערכות אלה עשויות שלא להתממש או להתממש באופן שונה מהותית, בין היתר ככל שיחולו שינויים בהנחיות של הרשויות הרלוונטיות בארץ ובעולם.

## 22.30 השלכות מלחמת חרבות ברזל, מבצע עם כלביא ומבצע שאגת ארי

ביום 7 באוקטובר 2023 הותקפה ישראל במתקפת פתע קטלנית על ידי ארגוני טרור מרצועת עזה, אשר הובילה לפתיחת מלחמת "חרבות ברזל" (להלן: "המלחמה"). המלחמה הובילה להאטה בפעילות העסקית במשק הישראלי בין היתר בעקבות סגירת מפעלים בדרום ובצפון הארץ, פגיעה בתשתיות, גיוס אנשי מילואים לתקופה שאינה ידועה מראש וכן, לשיבוש הפעילות הכלכלית בישראל. ביום 13 ביוני 2025 נפתח מבצע "עם כלביא", במסגרתו התנהל עימות צבאי רחב היקף בין מדינת ישראל לבין איראן במשך 12 יום. ביום 9 באוקטובר 2025 נחתם הסכם הפסקת אש בין מדינת ישראל לחמאס אשר הביא לסיום המלחמה העצימה, שחרור החטופים ונסיגה של ישראל לגבולות מוסכמים ברצועת עזה. בחודש מרץ 2026 החל מבצע צבאי משולב של ארצות

הברית וישראל לתקיפת איראן, הפעולה היא חלק מהמשבר בין ארצות הברית ואיראן והסכסוך הישראלי-איראני. במתקפה נפגעו מטרות רבות ברחבי אירן, נהרגו בכירים איראניים רבים ובוצעה התנקשות במנהיג העליון של איראן עלי ח'אמנאי.

בתגובה, איראן שיגרה אלפי טילים בליסטיים וכטב"מים מתאבדים לעבר יעדים בישראל ובמדינות מוסלמיות, במיוחד באזור המפרץ הפרסי. המתקפות של איראן כווננו נגד ירדן, כוויית, בחרין, קטר, עיראק, ערב הסעודית ואיחוד האמירויות. המטרות כללו מטרות צבאיות כמו ובבסיסים צבאיים אמריקאיים במדינות אלו. איראן תקפה באמצעות כטב"מים מתאבדים את בסיסי הצבא הבריטיים אקרוטירי ודקליה בקפריסין. בנוסף התקיפה איראן מטרות אזרחיות רבות כולל נמלי תעופה אזרחיים ונמלי ים בכוויית, באיחוד האמירויות, בעומאן ובאזרבייג'ן. איראן תקפה מסופים חשובים של זיקוק והפקת נפט וגז טבעי בקטר ובסעודיה והובילה להשבתתם. איראן סגרה את מצר הורמוז, דבר שגרם לשיבושים עולמיים בהובלת נפט וגז. חזבאללה בלבנון הצטרף למלחמה לאחר הריגת ח'אמינאי וישראל החלה במבצע צבאי נרחב נגדו. נכון למועד הדו"ח המבצע עדיין בעיצומו ולא ניתן להעריך את השלכתו על פעילות השותפות, מחירי הנפט וההשלכה על יכולות המימון של השותפות.

נכון למועד הדו"ח, תחזוקת אתרי הקידוח של השותפות ממשיכה כסדרה, יחד עם זאת, לאור חוסר הודאות בקשר להתפתחות המלחמה ומשכה, עלולה לחול דחייה בלוחות הזמנים לביצוע ערוצי הקידוח וגידול בעלויות כתוצאה מדרישות של החברות והמומחים שיבצעו את האופרציה וכן, ככל וחלילה תחול החמרה במצב הבטחוני, קשיים בהגעת צוותים של אנשי מקצוע ארצה ו/או ציוד.

נכון למועד אישור הדוח, השותפות לא קיבלה כל דרישה מהותית ו/או הודעות על קושי לביצוע האופרציה מספקיה. השותפות אינה צופה השפעה מהותית של המלחמה על ביצוע האופרציה ותחזוקת האתרים. יחד עם זאת, קיים חוסר וודאות בקשר להתפתחות המלחמה, היקפה, משכה והשלכותיה, ולפיכך, לא ניתן בשלב זה להעריך את היקף ההשפעה המלא של המלחמה על פעילות השותפות.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות השותפות לגבי השלכות המלחמה לרבות ביצוע האופרציה אמור לעיל, מהוות "מידע צופה פני עתיד" כהגדרת המונח בחוק ניירות ערך, התשכ"ח 1968 - המתבסס על המידע המצוי בידי השותפות ותוכניות העבודה שלה נכון למועד הדוח, הסכמי השותפות עם ספקיה ונותני השירותים ועוד. אין כל ודאות כי ההערכות דלעיל תתממשנה, כולן או חלקן, והן עשויות להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שאינם תלויים בשותפות לרבות התארכות המלחמה ו/או הרחבת היקפה וכן התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 22 לפרק א' לדוח התקופתי.

**23 דירוג השפעת גורמי הסיכון העיקריים על עסקי התאגיד**

בטבלה להלן מובא דירוג, על פי הערכת השותף הכללי, של השפעת גורמי הסיכון העיקריים על עסקי השותפות.

<b>מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות</b>			<b>גורם הסיכון</b>
<b>השפעה גדולה</b>	<b>השפעה בינונית</b>	<b>השפעה קטנה</b>	
	X		התבססות על נתונים חלקיים או משוערים ועל הנחות והערכות
	X		העדר בטחון שיעלה ביד השותפות להפיק הפקה מסחרית בכל קידוח
X			עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד
X			העדר פיזור ההשקעות והעדר מימון מלא
X			סיכוני תפעול
	X		תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים
	X		גורמי סיכון המתייחסים למקרה של הפקת גז טבעי
	X		סיכונים הכרוכים בפתוח, והפקה והשתתפות בפעולות חיפוש נוספות.
X			אפשרות ביטול או פקיעת חזקת ראש העין 11 / I
	X		שינויים נוספים במיסי ענף הנפט ובחוק הנפט
X			תנודתיות מחירי הנפט והגז
		X	הוצאות שוטפות וסיכון למחיקה מהמסחר מהבורסה
X			תלות בקבלת אישורי גורמים חיצוניים
	X		העדר כיסוי ביטוחי
X			מסדרון אקולוגי והתנגדויות גורמים סביבתיים
	X		גלישה של מאגרים
	X		תנודתיות בשערי מטבעות החוץ מדד המחירים והריבית
		X	סיכון בטחוני
	X		חומרים מסוכנים
	X		איכות סביבה
		X	צירוף משתתפים נוספים ודילול חלקה של השותפות בהכנסות
X			התחייבויות בקשר עם מימון
X			תלות במפעיל
	X		סיכוני סייבר ואבטחת מידע
X			אי-יציבות בשווקים והאטה כלכלית
X			השלכות מלחמת חרבות ברזל

### נספח מונחים מקצועיים

האפשרות להפקה מסחרית של נפט (מונח זה כולל נפט או גז) מתוך מאגר נפט מושפעת בעיקר משלשה פרמטרים: נקבוביות (**POROSITY**) חדירות (**PERMEABILITY**) ושיעור רווית הנפט (**HYDROCARBON SATURATION**). שיעורים גבוהים יותר של נקבוביות (**POROSITY**), חדירות (**PERMEABILITY**) ורווית נפט (**HYDROCARBON SATURATION**) משקפים בדרך כלל מאגר באיכות טובה יותר עם סיכויים טובים יותר להפקה מסחרית.

ההצטברות של נפט בסלע מאגר יכולה להיות בתוך חללים שבין גרגירי הסלע (**MATRIX POROSITY**) חללים אלה יכולים להיות מלאים במים או בנפט או בגז או בתערובת של אלה. כמויות הנפט שיכול המאגר להכיל תלויות בנקבוביות (**POROSITY**) של הסלע המבטא את הנפח של החללים בסלע הפנויים מאבן הסלע השיעור (באחוזים) של הנקבוביות מבטא את השיעור (באחוזים) של נפח החללים האמורים בסלע ממכלול נפח הסלע.

יכולת הזרימה של נוזלים מתוך החללים בסלע שבהם הצטברו מתוארת על ידי הפרמטר של שיעור החדירות (**PERMEABILITY**).

"רווית נפט" (**HYDROCARBON SATURATION**) קיימת כאשר הנוזלים שבחללים שבסלע כוללים נפט. שיעור רווית הנפט משקף את השיעור של הנפט מתוך כלל הנוזלים הממלאים את החללים שבסלע.

"טכניקות המרצה" (**STIMULATION**) - כאשר איכות המאגר ירודה הדבר משפיע לרעה על הזרימה מתוך מאגר נפט ויש צורך ל"המריץ" את המאגר להוציא מתוכו את הנפט. לכך משמשות טכניקות המרצה (**STIMULATION**). כדוגמת טכניקת הקידוח האופקי בה נעשה שימוש במגד 4. טכניקת **Proppant**- הזרמת נוזלים בלחץ רב לבור הקידוח על מנת ליצור שברים בסלע או להחדרת גרגרי חול לשברים טבעיים כדי להגדיל את החדירות (**PERMEABILITY**) ובכך לשפר את זרימת הנפט, בה נעשה שימוש בקידוח מגד 5. **lateral branches** - קדיחת ערוצי קידוח אלכסוניים או אופקיים (באמצעות צינור עבה (**coil tubing**)) מבור הקידוח לכיוון ריכוזי השברים. טכניקת **Acidizing** –בשיטת המרצה זו מוחדרת תמיסה בתרכובת מיוחדת המותאמת לסוג הסלע שמטרתה להמיס את המעטפת החוצצת בין בור הקידוח למאגר הנוצרת תוך כדי הקידוח. כמו כן לשפר את זרימת הנפט ולמנוע סגירה של השברים הטבעיים.

"עמוד הנפט" (**OIL COLUMN**) – מונח זה משקף את המרחק שבין האזור הגבוה ביותר במבנה שבו מצוי מאגר הנפט לאזור הנמוך ביותר שבו מסתיים עמוד הנפט. המונח "עמוד הנפט הכולל" (**GROSS OIL COLUMN**) מתייחס לכל גובהו של עמוד הנפט, ללא התייחסות ליכולת ההפקה שלו. במקום שבו מסתיים עמוד הנפט הכולל מצוי אזור המגצע נפט/מים. יש להבחין בין "עמוד הנפט הכולל" ל"עמוד הנפט נטו" (**NET OIL COLUMN**) הכולל רק את הרבדים (העשויים להיות קטנים בהרבה מ"עמוד הנפט הכולל") ושבהם ישנה אפשרות להפקה. רבדים כאלה המשתרעים על שטח של מספר בארות (בהתאם לשטח הניקוז וגודל הרובד), עשויים להמצא במספר קידוחים בשטח החזקה ובמקומות ובגבהים שונים בשטח בו מצוי "עמוד הנפט הכולל". משמעות הנתונים בדבר "עמוד נפט הכולל" הינה בדבר גודלו (מבחינת הגובה) של שדה הנפט שבו יש סיכוי להמצאותם של רבדים שמהם ישנה אפשרות של הפקה.

"הרמה מלאכותית" (**Artificial Lift**) סיוע חיצוני להפקה, כגון בדרך של הזרמת גז בעומקים מסוימים אל תוך צינור הפקת הנפט בבאר נפט, לשם דחיסת הנפט כלפי מעלה. פעולה זו הינה פעולה סטנדרטית המתקיימת במרבית שדות הנפט בעולם שבהם, לאחר תקופה ראשונית של הפקה המבוססת על זרימה טבעית בלבד נעשה שימוש בהרמה

מלאכותית. גם בשדה מגד צפוי שהתבססות רק על זרימה טבעית לכשעצמה, אף כי היא יכולה להמשיך זמן ממושך תביא לכך שמקדם ההפקה (Recovery Factor) יהיה נמוך ולכן תדרש הרמה מלאכותית כאמור. ביצועה של הרמה מלאכותית יכול להתבצע רק לאחר פעולת Proppant.

**"מי תצורה" (FORMATION WATER)** – מונח זה מתייחס למים המופיעים באופן טבעי בתוך החללים שבסלע. מים שמקורם בנוזלים שהוכנסו לשכבה במהלך הקדיחה או התערבות אחרת (כמו בוך הקידוח המוכנס לצורך הקדיחה) אינם נחשבים מי-תצורה. מציאת מי תצורה מעורבים בנפט איננה שוללת בהכרח את הכדאיות הכלכלית של ההפקה. הדבר תלוי בשיעור "רווית הנפט" (ראו הגדרה בפסקה (4) לעיל). כעקרון נפט ומי תצורה מעורבים ניתנים להפרדה אך בשיעורים גבוהים של מים פעולה זו עשויה להפוך לבלתי כלכלית.

**OIL IN PLACE** – הכמות המשוערת של נפט במאגר.

**"אינטרפרטציה"** – פירוש, הסבר של המידע.

**"קווים סייסימים"** – שיטה המאפשרת הדמיה של תת הקרקע ואיתור המבנים הגאולוגיים על ידי החדרת גלים סייסימיים לתת הקרקע והחזרתם מהאופקים השונים המצויים בחתך שנבדק.

**"שברים טבעיים פתוחים" (open natural fractures)** היתרון שבקיומם של שברים טבעיים כאמור הינו שהם מגבירים את החדירות בכך שהם יכולים ליצור מעין "צינור" טבעי המוביל את הנפט מן החללים שבסלע. ככל ששיעור החדירות גבוה יותר וכמות השברים הטבעיים רבה יותר זרימת הנפט טובה יותר.

**"אקספלורציה"** – סך הפעולות הקשורות לחיפושי נפט וגז.

**"בעלי 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.

**"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 שתוקן מעת לעת.

**"נכס נפט"** – החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בהיתר מוקדם, ברשיון או בחזקה; במדינה אחרת – החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בזכות בעלת מהות דומה שהוענקה על-ידי הגוף המוסמך לכך. כן יראו נכס 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 (הידרוקרבוניים) ניגרים להם, וכן אספלט ופחמימנים של נפט מוצקים אחרים כשהם מומסים בתוך נפט ניגר וניתנים להפקה יחד אתו.

**"סקר סייסמי"** - שיטה המאפשרת (ביבשה או בים) הדמיה של תת הקרקע ואיתור המבנים הגיאולוגיים. הסקר מבוצע על ידי החדרת גלים סייסמיים לתת הקרקע והחזרתם מהאופקים השונים המצויים בחתך שנבדק. כיום משתמשים בעיקר בסקרים דו-מימדיים (2D) וסקרים תלת מימדיים (3D). הסקרים הדו מימדיים, משמשים בעיקר להכרות ראשונית של תת הקרקע באזור הנסקר, ולאיתור כללי של מבנים העשויים לשמש מלכודות לנפט. הסקרים התלת מימדיים מבוצעים באזורים שאותרו כמבטיחים בסקרים הדו מימדיים (שעלותם גבוהה יותר מסקר דו מימדי והנתונים והתוצאות באיכות גבוהה יותר) והתמונה המתקבלת בהם היא מפורטת ומאפשרת, בין השאר, איתור מיקום אופטימאלי לביצוע קידוחים ולהערכה מדויקת יותר של גודל המבנה.

**"פטרויליום (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 On)"; "אומדן כמויות נמוך (Low Estimate)"; "אומדן כמויות הטוב ביותר (Best Estimate)"; "אומדן כמויות גבוה (High Estimate)"; "משאבים מותנים בקטגוריית C,2C,3C1 C,2C,3C)"; "בהפקה (Production Justified for)"; "אושר לפיתוח (Approved for Development)"; "מוצדק לפיתוח (Development Pending)"; "הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending)"; "תוכנית פיתוח הושעתה או בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי (Development Unclassified or on Hold)"; "נטישת באר (Well Abandonment)"; "פיתוח אינו מעשי (Development not Viable)"; "קידוח יבש (Dry Hole)"; "רזרבות בקטגוריה 1P/2P/3P) -**

כמשמעות מונחים אלה במערכת לניהול משאבי פטרויליום (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 אופקי"** - מקרה פרטי של קידוח אלכסוני שזווית הנטייה היא מעל 80°.

**"קידוח אימות (Confirmation Well)"** - קידוח שמטרתו לאמת קיום מאגר נפט שהתגלה ע"י קידוח התגלית, ואישוש מסקנות מבחני ההפקה שבוצעו בקידוח התגלית.

**"קידוח אלכסוני"** - קידוח נטוי המבוצע בזווית מכוונת (directional) אל שכבת המטרה, בניגוד לקידוח רגיל שהקדיחה בו היא אנכית.

**"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.

"שדה נפט" - קרקע על שכבותיה הגיאולוגיות שיש מתחתיה בידוע מאגר(י) נפט שניתן להפיק ממנו (הם) נפט בכמויות מסחריות.

"שכבות מגיל היורה" – שכבות סלע מגיל Jurassic (שם תקופה גאולוגית) שנוצרו לפני 144 מיליון שנה עד 208 מיליון שנה.

"שכבות מגיל טריאס" – שכבות סלע מגיל Triassic (שם תקופה גאולוגית) שנוצרו לפני 208 מיליון שנה עד 245 מיליון שנה.

"שכבות מגיל טרצייר" – שכבות סלע מגיל Tertiary (שם תקופה גאולוגית) שנוצרו לפני 1.5 עד 66 מיליון שנה.

"שכבות מיוקן" – שכבות סלע מגיל Miocene (שם תקופה גאולוגית) שנוצרו לפני 5 עד 24 מיליון שנה.

"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.

"MMCF" – מיליון רגל מעוקב (Million Cubic Feet) שהם 0.001 BCF או כ- 0.00003 BCM.

להלן מקדמי המרה ליחידות בהן נעשה שימוש בדוח לעיל:

BCM	BCF	MMCF
1	35.3107	35310.7

BCF	MMCF	BCM
1	1000	0.0283

MMCF	BCF	BCM
1	0.001	0.00003

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

דוח תקופתי לשנת 2025

חלק שני: דוח הדירקטוריון על מצב עסקי התאגיד



## דו"ח דירקטוריון השותף הכללי גבעות עולם נפט בע"מ

על מצב ענייני

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

לשנת 2025 שהסתיימה ביום 31/12/2025

דירקטוריון השותף הכללי מתכבד להגיש בזאת את דוח הדירקטוריון של השותפות לשנת 2025. הסקירה הינה מצומצמת בהיקפה לאור העמדה המשפטית שפרסמה רשות ניירות ערך בעניין קיצור הדוחות. בהתאם להוראות תקנה 5 לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים) (תיקון) – התשע"ד – 2014 (להלן: "התקנות"), המסדירות מתווה הקלות גילוי לתאגידים מדווחים שהינם בגדר "תאגיד קטן", השותפות הינה "תאגיד קטן".

ביום 8 בינואר 2015 התקבלה החלטה בוועדת הדוחות לאמץ את כל הוראות תקנה 5(ב) שעניין הקלות בדיווחים לתאגיד קטן, ככל שהן (או שתהיינה) רלוונטיות לתאגיד.

היינו, יישום ההקלות הבאות (ככל שהן רלוונטיות):

- א. ביטול החובה לפרסם דוח על הבקרה הפנימית ודוח רואה החשבון המבקר על הבקרה הפנימית, כך שהשותפות תחויב בהצהרות מנהלים מצומצמות בלבד;
- ב. פטור מיישום הוראות התוספת השנייה בתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), תש"ל-1970 פרטים בדבר חשיפה לסיכונים שוק ודרכי ניהולם (דוח גלאי);
- ג. העלאת סף המהותיות בקשר עם צירוף הערכות שווי ל-40%;
- ד. העלאת סף הצירוף של דוחות חברות כלולות מהותיות לדוחות ביניים ל-20%.
- ה. מעבר למתכונת דיווח חצי שנתי

מובהר כי בשלב זה יישמו ההקלות המפורטות בסעיף א', ב' ו-ה לעיל.

### מבוא

גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות"), הינה שותפות מוגבלת שנוסדה על פי הסכם שותפות מוגבלת שנחתם ביום 8 ביוני 1993 (ועל תיקוניו) בין גבעות עולם נפט בע"מ כשותף כללי (להלן: "השותף הכללי") מצד אחד, בין הנאמן, גבעות עולם נאמנויות (1993) בע"מ כשותף מוגבל (להלן: "השותף המוגבל" או "הנאמן").

מטרת השותפות הינה השתתפות בפעולות חיפושי ופיתוח נכסי נפט ו/או גז והפקתם. עיקר הוצאות השותפות היו "הוצאות חיפוש ופיתוח" כמשמעות מונח זה בתקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט 1988.

לא חלו שינויים בתחומי עיסוקה של השותפות בשנת הדיווח.

1. הסברי הדירקטוריון למצב עסקי התאגיד

נתונים מתוך תיאור עסקי התאגיד

א. עיקר פעולותיה של השותפות הינם פיתוח שדה הנפט "מגד" שבחזקת ראש העין 1/11. השותפות קבלה בחודש אפריל 2004 את שטר החזקה בגין חזקה זו. שטח החזקה 243 קמ"ר. תקופה החזקה היא ל-30 שנה (החל מאפריל 2002) והיא ניתנת להארכה בהתאם להוראות חוק הנפט תשי"ב-1952. לפרטים על ההסכמים עם השותפים הנוספים בחזקה ראו בסעיף 8 יא בחלק הראשון לעיל.

חברת Schlumberger ביצעה מודל גיאומיכני תלת מימדי והעבירה לשותפות תחזית הפקה כמפורט בדו"ח מיום 16.4.2024 וכן ביצעה בדיקת היתכנות של הפעילות והעבירה לשותפות ביום 27.7.2024 את טיוטות תוכנית הקידוח לביצוע האופרציה במגד 6 ובמגד 5. בשל אילוצים של Schlumberger לא ניתן היה לבצע את האופרציה באמצעותם בשנת 2025 והשותפות חתמה על הסכמים לביצוע ערוצי הקידוח עם חברות ANTEC ו-H2OIL לפרטים ראו ביאור 3 בדוחות הכספיים להלן.

ב 13.6.2024 אישרה האסיפה הכללית העברה של עד 5% מהחזקה לחברת Texas Energy LLC עבור כהונת מר קן סטנלי כמנהל האופרציה והקידוח (5% יועברו רק עם התחלת הפעילות בפועל) והשותפות ומר סטנלי חתמו על הסכם כמפורט בדיווח מיום 1.12.2024. יצוין כי מר קן סטנלי סייע רבות באיתור החברות שאמורות לבצע את האופרציה ובניהול המו"מ איתם. לפרטים על הפעילות המתוכננת בקידוח מגד 6 ומגד 5 [ראו בביאור 3 בדוחות הכספיים להלן](#).

ב. הפקה ומכירה של נפט מאתר מגד 5 במהלך מבחני ההפקה לטווח ארוך

שנת ההפקה	הפקה באלפי חביות נפט	מכירה באלפי חביות נפט	הכנסה במיליוני דולרים
6/2011-31/12/2011	137	132	14
2012	195.5	154	17
2013	172.7	206.5	21.6
2014	158.1	145.8	13.5
2015	157.5	159.7	7.9
2016	234	231.9	9.8
* 2017	20.5	25.7	1.3
* 2018	56.2	55.6	3.8
2019	99.33	99.95	6.19
*2020	15.6	16.9	0.61
2021-2025	0	0	0
סה"כ	1,247.43	1,229.05	95.8

\*ההפקה בשנים אלו משקפת את החודשים בהם הייתה הפקה בלבד בשל תקלות.

יודגש כי במהלך הרבעון האחרון של שנת 2019 חלה ירידה משמעותית בקצב ההפקה בבאר מגד 5 אשר נמשכה גם ברבעון הראשון של שנת 2020 עד לעצירת ההפקה בחודש יוני 2020. לפרטים על ההפקה ראו בטבלה שבסעיף 8 (ז) בחלק הראשון לעיל.

תמלוגים למדינת ישראל ולשותף הכללי

התמלוגים משולמים למדינת ישראל. בנוסף מבוצעת הפרשה בספרים בגין תמלוגים שישולמו לשותף הכללי. התמלוגים משולמים ומופרשים לפי אחוז מההפקה. בהקשר לכך יצוין כי השותפות פנתה מספר פעמים בכתב ובעל פה לממונה וציינה כי תשלומי התמלוג בשיעור של 12.5% משולמים "תחת מחאה". לעמדת השותפות בחישוב שיעור התמלוג למדינה לא באה לידי ביטוי דרך החישוב הנכונה, בעיקר לעניין הניכוי מהתמורה המתקבלת (לצורך חישוב "השווי על פי הבאר") של הוצאות (מעבר להוצאות הנדרשות להבאת הנפט אל פי הבאר) כמו הוצאות ההובלה והוצאות לשכירת מיכל האחסון שבהן נושאת השותפות. כמו כן ציינה השותפות כי ידוע לה ששותפויות אחרות שילמו ומשלמות תמלוג בשיעור מופחת, בעוד השותפות משלמת מחיר מלא. בכונת השותפות להמשיך ולעמוד על עמדתה כאמור לעיל מול הממונה ומול גורמים נוספים ככל ויהיה בכך צורך. דירקטוריון השותף הכללי החליט כי כל תחשיב והפחתה שיחולו בחישוב התמלוג המשולם למדינה יחול גם על חישוב התמלוג המופרש עבור השותף הכללי. לפרטים על קבלת דו"ח נאותות התמלוגים ותשובת השותפות ראו בסעיף 16.1 בחלק הראשון לעיל.

ד. דוחות על המצב הכספי (באלפי דולר)

<u>31.12.2024</u>	<u>31.12.2025</u>	
		<b>נכסים:</b>
		<b>נכסים שוטפים:</b>
58	105	מזומנים ושווי מזומנים
159	347	חייבים ויתרות חובה
4	4	מלאי נפט
<u>222</u>	<u>457</u>	
		<b>נכסים שאינם שוטפים:</b>
2,550	2,558	פיקדונות בבנק לזמן ארוך
2,739	2,547	נכסי נפט וגז
<u>5,289</u>	<u>5,105</u>	
<u>5,511</u>	<u>5,562</u>	
		<b>סך הנכסים</b>
		<b>התחייבויות בניכוי גרעון בהון</b>
		<b>התחייבויות שוטפות:</b>
13,483	15,626	הלוואות לזמן קצר וחלויות שוטפות של הלוואות לזמן ארוך
8	-	מצדדים קשורים
802	1,582	הלוואה מבנק
5,983	6,174	הלוואות מאחרים
3,787	5,232	ספקים ונותני שירותים
647	626	זכאים ויתרות זכות
<u>24,709</u>	<u>29,241</u>	דמי ניהול לשותף הכללי
		<b>התחייבויות שאינן שוטפות:</b>
6,077	7,338	הלוואות לזמן ארוך מצדדים קשורים
111	107	התחייבויות בגין הטבות לעובדים, נטו
1,383	1,381	התחייבות בגין איטום ונטישה
<u>7,572</u>	<u>8,825</u>	
<u>32,281</u>	<u>38,066</u>	
		<b>סך התחייבויות</b>
		<b>גרעון בהון:</b>
124,419	125,605	השקעה בהון השותפות
37,375	40,211	קרנות הון
(188,563)	(198,319)	הפסד נצבר
<u>(26,770)</u>	<u>(32,504)</u>	
<u>5,511</u>	<u>5,562</u>	
		<b>סך התחייבויות והון (בניכוי גרעון בהון)</b>

1. סך הגרעון בהון השותפות ליום 31.12.2025 הסתכם ב-32,504 אלפי \$ הגרעון בהון השותפות ליום 31.12.2024 הסתכם בסך 26,770 אלפי \$. הקיטון בהון נובע מהפסד עקב הוצאות המימון, הוצאות החיפוש ואי הפקת הנפט בתקופה, בניכוי הנפקת יחידות השתתפות.
2. יתרות המזומנים המופיעות במאזן השותפות מושפעות בעיקר מגיוס מימון (באמצעות הנפקה לציבור והלוואות שהתקבלו) מחד, ומאידך מהוצאות בגין חיפוש נפט, הנהלה וכלליות ומימון. בשנת 2025 גדלו סך יתרות המזומנים בסך 47 אלפי \$ בעיקר בשל אותם גורמים. פיקדונות לזמן ארוך משועבדים לצורך ערבויות לצדדים שלישיים ואינם זמינים לפעילות השוטפת של השותפות.
3. נכון לתאריך המאזן, כ- 99% מכספי השותפות הושקעו בחשבונות דולריים בבנק ו 1% בחשבונות שקלים.
4. הגידול ביתרת חייבים נובע בעיקר מגידול בהוצאות מראש ובהחזרי מע"מ שטרם התקבלו נכון לתאריך המאזן.
5. ביתרת המלאי ליום 31 בדצמבר 2025 נכלל נפט גולמי שהופק אך טרם נמכר בשווי של 4 אלפי דולר (4 אלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2024).
6. הגידול ביתרת הספקים נובע בעיקר מחוב לספקי פעילות שוטפת של השותפות שטרם שולם. הגידול ביתרת הזכאים נובע בעיקר מגידול ביתרות ריביות לשלם להלוואות מצדדים קשורים ואחרים.
7. הקיטון בנכס הנפט נובע מגידול בפחת הנצבר של הרכוש הקבוע.
8. היחסים הפיננסיים העיקריים כפי שעולה ממצבה הכספי של השותפות לתאריכים 31/12/2024, 31/12/2025 בהתאמה הינם: יחס מהיר 0.009, 0.015, יחס שוטף 0.009, 0.016, גרעון בהון חוזר באלפי דולר 24,487, 28,784, יחס התחייבות להון 1.206, 1.171, יחס התחייבויות לנכסים 5.858, 6.844.

ה. דוחות על רווח או הפסד ורווח כולל אחר (באלפי דולר למעט נתוני הפסד ליחידות ההשתתפות)

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	
-	-	-	הכנסות ממכירת נפט
-	-	-	בניכוי תמלוגים למדינה
-	-	-	הכנסות נטו
			<b>עלויות והוצאות:</b>
178	171	164	פחת והפחתות
6,590	1,308	1,336	הוצאות חיפושי נפט וגז
760	676	726	הוצאות הנהלה וכלליות
(919)	(244)	(492)	הוצאות (הכנסות) אחרות, נטו
6,609	1,911	1,733	
(6,609)	(1,911)	(1,733)	הפסד מפעולות
54	188	68	הכנסות מימון
(3,012)	(4,170)	(8,091)	הוצאות מימון
(9,567)	(5,893)	(9,756)	<b>הפסד לשנה</b>
			<b>רווח (הפסד) כולל אחר:</b>
-	-	-	סעיף אשר לא יסווג מחדש לרווח או הפסד: מדידות מחדש של התחייבויות בגין הטבות לעובדים, נטו
(9,567)	(5,893)	(9,756)	<b>סך הפסד כולל לשנה</b>
(0.036)	(0.0212)	(0.0336)	הפסד בסיסי ליחידת השתתפות (בדולרים)
272,673	282,427	290,645	מספר יחידות ההשתתפות המשוקלל לצורך החישוב (באלפים)

לששת החודשים שהסתיימו ביום			
31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	
-	-	-	הכנסות ממכירת נפט
-	-	-	בניכוי תמלוגים ששולמו למדינה
-	-	-	הכנסות נטו
-	-	-	עלות הפקה, אחסנת נפט ותיקון נכס גז ונפט
(87)	(90)	(83)	פחת והפחותות
(647)	(505)	(651)	הוצאות חיפושי נפט
(321)	(362)	(370)	הוצאות הנהלה וכלליות
829	244	236	הוצאות הכנסות אחרות
(226)	(713)	(867)	הפסד תפעולי
(2,264)	(2,792)	(3,892)	הוצאות מימון, נטו
(2,490)	(3,505)	(4,759)	הפסד לחציון

1. הוצאות חיפושי נפט הסתכמו בשנת 2025 בסך 1,336 אלפי \$ ובשנת 2023 בסך 1,308 אלפי \$.
2. הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בשנת 2025 בסך 726 אלפי \$ (לא היו דמי ניהול לשותף הכללי) ובשנת 2024 בסך 676 אלפי \$ (לא היו דמי ניהול לשותף הכללי). החל מחודש אוגוסט 23 פג תוקף אישור תשלום דמי הניהול לשותף הכללי עד לחידושו ע"י אספת בעלי היחידות). הגידול בהוצאות הנהלה וכלליות נובע בעיקר מקיטון בשער החליפין של הדולר וכתוצאה מכך גידול בהוצאות שקליות. הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בששת החודשים האחרונים של שנת 2025 בסך 370 אלפי \$ ובששת החודשים האחרונים של שנת 2024 בסך 362 אלפי \$.
3. הוצאות הפחת הסתכמו בשנת 2025 בסך 164 אלפי \$ לעומת 171 אלפי \$ בשנת 2024.
4. הכנסות אחרות הסתכמו בשנת 2025 בכ-492 אלפי \$ לעומת הכנסות אחרות בסך 244 אלפי \$ בשנת 2024. ההכנסות האחרות נובעות מעדכון ההתחייבויות בגין איטום ונטישה עקב עדכון מועד הנטישה ע"י מעריכי הרזרבות (ראה דוח רזרבות בנספח לדוח זה).
5. בשנת 2025 היו לשותפות הכנסות מימון בסך 68 אלפי \$ והוצאות מימון בסך 8,091 אלפי \$ ובשנת 2024 היו לשותפות הכנסות מימון בסך 188 אלפי \$ והוצאות מימון בסך 4,170 אלפי \$. הוצאות המימון נובעות בעיקר מריבית הלוואות וקידום יתרות הלוואות מבעלי שליטה בגין קרנות ההון שנזקפו מול יתרות הלוואות עקב מרכיב ההטבה מבעלי השליטה. הגידול בהוצאות מימון ביחס לתקופה אשתקד נובע מגידול הלוואות שנתקבלו וכן בשל הפרשי שער עקב

הקיטון בשער החליפין של הדולר. סה"כ הוצאות המימון בגין הפרשי השער הסתכמו בשנת 2025 לסך של 3,361 אלפי דולר.

6. בחציון השני של שנת 2025 היה לשותפות הפסד בסך 4,759 אלפי \$ ובחציון השני של שנת 2024 היה לשותפות הפסד בסך 3,505 אלפי \$.

7. בשנת 2025 היה לשותפות הפסד כולל בסך 9,756 אלפי \$ ובשנת 2024 היה לשותפות הפסד כולל בסך 5,893 אלפי \$.

#### (ו) הסברי הדירקטוריון לעניין חשיפה לסיכונים שוק ודרכי ניהולם

עיקר ההוצאות והעלויות של השותפות המוגבלת בתקופות קידוחים ומכירות הנפט מנוהלים בדולרים היות ופעולות חיפוי הנפט מנוהלות בדולרים. השותף הכללי אשר מנהל את השותפות המוגבלת דואג להשקיע את כספי השותפות למטרת שמירה, ככל האפשר, על הערך של הכספים ו/או השגת תשואה נאותה בהתבסס על הערכת השותף הכללי על ההוצאות הצפויות במטבע חוץ בקידוחים וזאת בהתבסס על ניסיון העבר ועל התנאים המקובלים לתשלום עבור שירותים בענף הנפט. השותפות רוכשת מלאי ומתקשרת עם ספקים ונותני שירותים בהתאם לצרכים ולהתפתחויות בקידוחים.

#### (ז) נזילות

המזומנים נטו ששימשו לפעילות שוטפת בשנת 2025 עמדו על 2,396 אלפי \$ לעומת 2,673 אלפי \$ ששימשו לפעילות שוטפת בשנת 2024. ראה דו"חות על תזרימי המזומנים בדוחות הכספיים המצ"ב.

#### (ח) מקורות המימון

(1) עד לינואר 2011 מקורות המימון העיקריים של השותפות היו השקעות השותף המוגבל בהון השותפות שנבעו מהנפקה לציבור ומהנפקות זכויות שבוצעו במשך השנים וכן מימוש כתבי אופציה. החל משנת 2011 עיקר מקורות המימון נובעים מהכנסות ממכירת נפט (בשל הפסקת ההפקה בשנת 2017 מומנה פעילות השותפות מהלוואות מזכות שהתקבלו מהשותף הכללי ומהנפקות זכויות ומימושי אופציות).

השימוש בכספי ההנפקות נעשה לצורך מימון פעילות השותפות שההוצאה העיקרית שלה הינה בגין חיפוי נפט. בחוות הדעת, שבדוחות הכספיים להלן נכללה הערת עסק ח"י. מבלי לסייג את חוות דעתם מפנים רה"ח את תשומת הלב לאמור בביאור 1' בדבר גרעון בהון החוזר, גרעון בהון, הפסדים שנצברו, היעדר הכנסות בשל תקלה בבאר מגד 5, היעדר מימון ותנאים חדשים לחזקה. גורמים אלו, יחד עם גורמים נוספים המפורטים בביאור הנ"ל, מעוררים ספקות משמעותיים בדבר המשך קיומה של השותפות כ"עסק ח"י". בהתאם לתחזית תזרימי המזומנים שגובשה על ידי הנהלת השותפות, המבוססת על אומדן ההכנסות העתידיות ומביאה בחשבון את אומדן השותפות באשר לקצב ההוצאות הצפוי, בהתחשב ביתרת המזומנים המצויים בידי השותפות ביום 31 בדצמבר 2025 ובהתחשב בלוח הסילוקין של ההלוואה מנאות דקלים (צד קשור), אין ביכולת השותפות לפרוע את כל תשלומי ההלוואות. העדר הון ו/או מימון כאמור עלול לגרום לשותפות לעיכובים בביצוע התוכניות ואף לאיבוד זכויותיה בנכסי הנפט הקיימים ו/או שיהיו בידיה. גורמים אלו מעוררים ספק באשר ליכולת השותפות להמשיך ולפעול כ"עסק ח"י". בדוחות הכספיים לא נכללו כל התאמות לגבי ערכי הנכסים וההתחייבויות וסיווגם, שייתכן ותהיינה דרושות אם השותפות לא תוכל להמשיך ולפעול כ"עסק ח"י".

ביום 13.6.2024 אישרה האסיפה הכללית הצעת ההחלטה להגדלת ההון בסכום כולל של 10 מיליון דולר, מתוך סכום זה הונפקו בשנת הדיווח יחידות ואופציות בשווי של כ-2.5 מיליון דולר. כמו כן באסיפה הכללית מיום 29.1.26 התקבלה החלטה לתקן ולעדכן את החלטת האסיפה מיום 13.6.2024 על אישור הגדלת הון וביצוע הנפקות, ולהבהיר כי ההחלטות על מבנה ההנפקות ומועדי ההנפקות ייקבעו על ידי הדירקטוריון ולא על ידי מוטי זילבר, דוד איידלברג (הדח"צ והמפקח) והמנכ"ל בלבד. השימושים של כספי ההנפקות שיבוצעו בהתאם להחלטה זו הינם כמפורט בדברי ההסבר (בהם הובהר כי סכום של כ-4.7 מיליון דולר ישמש להחזר חובות ולתשלומים שוטפים של השותפות). יתרת סכום הגדלת ההון

שתיוותר תשמש לאופרציה. כמו כן באסיפה הכללית מיום 4.2.26 התקבלה החלטה על מתן הוראות לנאמן ולמפקח להעמיד לשותפות הלוואה נוספת של 1.3 מיליון ₪ ללא ריביות וערבויות שתפרע מכספי ההנפקה הראשונה שתבוצע. (לא כולל תשלום לחברת הקידוח (דאפלוג ישראל בע"מ). לפרטים על המחלוקת הכספית והתביעה שהוגשה נגד חברת הקידוח ראו בביאור 3 להלן).

השותפות מבקשת להדגיש כי נכון למועד הדו"ח אין בידה את האמצעים הכספיים לביצוע האופרציה. על אף אישור הגדלת ההון בסכום שנותר של כ-7.5 מיליון דולר, אין וודאות כי סכומים אלו יגויסו בפועל. כך שאין וודאות כי לשותפות יהיו את כל האמצעים הכספיים לעמוד במועדי התשלום שייקבעו בהסכמים שייחתמו עם החברות שיבצעו את האופרציה. (בהקשר לכך יצוין כי האסיפות הכלליות מיום 13.6.24 ומיום 22.8.24 דחו החלטות לאיחוד הון שנועד להקל על ביצוע ההנפקות). ככל שלא יושג המימון הנדרש עד למועדי התשלום הדבר עלול להביא לביצוע חלקי של הפעילות ולתשלום קנסות כפי שייקבע בהסכמים. השותפות ממשיכה לנהל מגעים במטרה לגייס כספים נוספים.

כמו כן הנפיקה השותפות יחידות השתתפות וכתבי אופציה בשנת הדיווח, לפרטים על ההנפקות שבוצעו ראו בסעיף 3 בחלק הראשון לעיל.

## (2) הלוואה מחברת נאות דקלים

ביום 13 באפריל 2014 אישר דירקטוריון השותף הכללי להנפיק בהנפקה פרטית לעשרים ושניים משקיעים סדרה של 25 מיליון ₪ ערך נקוב תעודות התחייבות של השותפות (סדרה א) רשומות על שם, בנות 1 ₪ ערך נקוב כל אחת (להלן: "תעודות ההתחייבות"). תמורת ההנפקה הינה בסך של 25 מיליון ₪, ובניכוי עמלות עומדת על 24,312,500 ₪, ראו דו"ח מידי מיום 16 באפריל 2014. ביום 11 במרץ 2015 החליט הדירקטוריון על ביצוע פרעון מוקדם של תעודות התחייבות אלו (באמצעות הלוואה שהתקבלה ביום 30 במרץ 2015 מחברת מלון נאות דקלים בע"מ (להלן: "נאות דקלים"), חברה פרטית בשליטת ה"ה נגה בן-דוד, עודד בן-דוד ואיתן בן-דוד, שהינם מבעלי השליטה בשותף הכללי. הסכום הנדרש לפרעון המלא הועבר ביום 30 במרץ 2015 למסלקת הבורסה לצורך ביצוע התשלום הסופי לבעלי האג"ח. לפרטים נוספים ועל הלוואה נוספת שהתקבלה מנאות דקלים ראו בביאור 8 בדוחות הכספיים להלן.

## (3) הלוואות שהתקבלו מהשותף הכללי

לפרטים על הלוואות מזכות שהתקבלו מהשותף הכללי ראו בביאור 8 בדוחות הכספיים להלן.  
לפרטים על הלוואות מזכות שהתקבלו מבעלי השליטה ומחברות שבבעלותם ראו בביאור 8 בדוחות הכספיים להלן.

## (4) הלוואות גישור

השותפות מקבלת הלוואות גישור עד לביצוע הנפקות על מנת למנוע מצב של הפסקת פעילות האופרציה במגד 6, כמו כן לצורך מימון הפעילות הנוכחית. הלוואות גישור אלו נפרעות מכספים שמתקבלים בהנפקות ו/או מימושי אופציות, לפרטים ראו בביאור 8 בדוחות הכספיים להלן. כמו כן קיבלה השותפות בשנת הדיווח הלוואות מצדדים שלישיים בהיקף של 1,354 אלפי דולר בערבות בעלי השליטה למימון הפעילות.

## 2. היבטי ממשל תאגידי

### (א) מדיניות השותפות בנושא מתן תרומות

השותפות לא קבעה מדיניות למתן תרומות ולא תרמה כספים בשנת הדיווח.

(ב)

**דירקטורים בעלי מומחיות חשבונאית ופיננסית**

השותף הכללי קבע כי בהתחשב בהיקף המצומצם של עסקי השותפות ופעולותיה הכספיות, די בכך שיהיה בדירקטוריון השותף הכללי דירקטור אחד בעל מיומנות חשבונאית ופיננסית על פי תקנה 10 (א) לתקנות ניירות ערך, התש"ל – 1970. השותף הכללי קבע כי חברי הדירקטוריון משה פולט וארז וינר הינם בעלי מומחיות חשבונאית ופיננסית כאמור וזאת לאור הכשרתם וניסיונם. לפרטים ראו בחלק הרביעי להלן.

(ג)

**דירקטורים בלתי תלויים**

לתאריך הדו"ח השותף הכללי לא אימץ בתקנונו הוראה בדבר שיעור הדירקטורים הבלתי תלויים כהגדרת מונח זה בסעיף 219 (ה) לחוק החברות.

(ד)

**גילוי בדבר המבקר הפנימי בתאגיד**

**א. פרטי המבקר הפנימי**

1. שם המבקר הפנימי: דורון לוי מספר ת.ז. 032250839.
2. תאריך תחילת כהונה: 27.7.2020
3. הכישרים המכשירים אותו לביצוע התפקיד: רואה חשבון מוסמך.
4. למיטב ידיעת השותף הכללי, המבקר הפנימי עומד בהוראות סעיף 146 (ב) לחוק החברות, תשנ"ט-1999 ובהוראות סעיף 8 לחוק הביקורת הפנימית.
5. המבקר הפנימי אינו מחזיק ביחידות השתתפות.
6. המבקר הפנימי אינו בעל עניין בתאגיד או קרוב של בעל עניין בתאגיד וכן אינו רואה חשבון המבקר או מי מטעמו.
7. המבקר הפנימי אינו ממלא בתאגיד תפקיד נוסף על הביקורת הפנימית. כמו כן אינו ממלא מחוץ לתאגיד תפקיד היוצר או העלול ליצור ניגוד עניינים עם תפקידו כמבקר פנימי.

**ב. דרך המינוי**

מינוי המבקר הפנימי נעשה לאחר שוועדת הביקורת בחנה את מועמדותם של מספר מועמדים והמליצה לדירקטוריון על המינוי. המינוי אושר על ידי הדירקטוריון ביום 27.7.2020. בין הנימוקים לאישור מינויו: השכלתו, כישוריו וניסיונו של המבקר בביקורת פנימית.

**ג. תכנית העבודה**

תכנית העבודה של הביקורת הפנימית בתאגיד הינה רב שנתית ומובאת לאישור וועדת הביקורת. השיקולים בקביעת תכנית הביקורת הרב שנתית בתאגיד הינם בעיקר:

- (1) הצעות המבקר הפנימי לתוכניות עבודה רב שנתיות אשר מבוססת על סקר הסיכונים שנערך על ידי מבקר הפנים.
- (2) הצעות חברי הדירקטוריון בהתבסס, בין היתר, על סקר סיכונים שביצע מבקר הפנים, על הצעות המבקר הפנימי, ונושאי ביקורת הפנים בשנים עברו.
- (3) היקף התאגיד, המבנה הארגוני שלו, מהות פעילויותיו העסקיות והיקפן.

התכנית נערכת על ידי המבקר הפנימי של התאגיד ומובאת לדיון בפני ועדת הביקורת שמעבירה את המלצותיה לדירקטוריון השותף הכללי. התכנית מאושרת על ידי דירקטוריון השותף הכללי לאחר שמתקיים דיון על התכנית ועל המלצות ועדת הביקורת.

תכנית העבודה מותירה בידי המבקר הפנימי שיקול דעת לסטות ממנה בכפוף לאישור וועדת הביקורת.

**ד. ביקורת של תאגידים מוחזקים**

נכון למועד הדו"ח לא קיימים תאגידים המוחזקים על ידי השותפות.

**ה. היקף העסקה**

במהלך שנת 2025 המשרה של המבקר הפנימי הייתה בהיקף כולל של כ- 0 שעות.

ז. עריכת הביקורת

הביקורת הפנימית נערכת בהתאם לתקני הביקורת הפנימית המקובלים בארץ ובעולם, בהתאם להנחיות מקצועיות בתחום הביקורת הפנימית ובהתאם לחוק הביקורת הפנימית, התשנ"ב 1992 - חוק החברות התשנ"ט 1999 .

ז. גישה למידע

למבקר הפנימי גישה מלאה, בלתי מוגבלת, מתמדת ובלתי אמצעית למערכות המידע של התאגיד, לרבות נתונים כספיים.

ח. דין וחשבון המבקר הפנימי

במהלך שנת הדיווח לא העביר מבקר הפנים דיווח להנהלת השותפות.

ט. הערכת הדירקטוריון את פעילות המבקר הפנימי

להערכת דירקטוריון השותף הכללי, היקף אופי ורציפות הפעילות ותכנית העבודה של המבקר הפנימי של השותף הכללי הינם סבירים בהתחשב במצבה הכספי של השותפות, במבנה הארגוני, במהות פעילויותיה העסקיות ובהיקפן, ויש בהם כדי להגשים את מטרת הביקורת הפנימית.

י. תגמול

השותפות לא שילמה עבור שירותי ביקורת פנימית וחוב למבקר הפנים בשנת הדיווח.

**פרטים בדבר המבקר החיצוני-**

(ה)

שכ"ט רואי החשבון המבקרים של השותפות המוגבלת בגין שירותי ביקורת, שירותים קשורים לביקורת, שירותי מס ושירותים אחרים הסתכמו כמפורט להלן:-

שירותי ביקורת	ש"ח	השנה
207,500		2025
207,500		2024

שכר הטרחה של רואה החשבון המבקר נקבע במשא ומתן בין השותף הכללי (בהתאם להנחיות הדירקטוריון) לבין רואה החשבון המבקר ולדעת השותף הכללי הינו סביר ומקובל בהתאם לאופי השותפות והיקף הפעילות שלה. שכר הטרחה אושר על ידי הדירקטוריון השותף הכללי בהתאם להנחיות וועדת הביקורת.

(i) להצהרות המנהלים על הדיווח הכספי ועל הגילוי ראו בחלק החמישי של דו"ח זה.

(ז) **תוכנית אכיפה פנימית**

השותפות אימצה תוכנית אכיפה פנימית בתחום ניירות הערך בהתאם לקריטריונים אותם פרסמה רשות ניירות ערך ביום 15 באוגוסט 2011. במסגרת זו נערך סקר ציית, הוכנו ו/או רוענו נהלים קיימים ומונה ממונה על האכיפה הפנימית (ביום 29.1.2026 עדכנה ועדת הביקורת את נוהל הדיווחים שבתוכנית האכיפה).

4. **הראות גילוי בקשר עם הדיווח הפיננסי של התאגיד**

(א) **אומדנים חשבונאיים קריטיים**

הכנת הדוחות הכספיים, בהתאם לכללי החשבונאות המקובלים, דורשת עריכת אומדנים המשפיעים על הסכומים המוצגים בדוחות הכספיים. נכון למועד הדו"חות הכספיים דירקטוריון השותף הכללי סבור כי אין בין האומדנים האמורים אומדן חשבונאי קריטי. לפרטים נוספים [ראו ב"אור 2 בדו"חות הכספיים](#).

(ב) **אומדן רזרבות הגז המוכחות**

אומדן רזרבות הגז והנפט המוכחות משמשות בקביעת שיעור הפחתת הנכסים אשר משמשים את הפעילות במהלך התקופה המדווחת. הפחתת השקעות הקשורות לגילוי והפקה של רזרבות גז ונפט מוכחות נעשית בשיטת האזילה, דהיינו בכל תקופה חשבונאית מופחתים הנכסים בשיעור הנקבע על פי כמות הנפט שהופקה בפועל מחולק ברזרבות הנפט המוכחות שנתרו על פי הערכות. כמות הנפט המוערכת במאגרים בתקופה המדווחת נקבעת מידי שנה, על פי חוות דעת של מומחים חיצוניים להערכת רזרבות של מאגרי נפט וגז המעודכנות אחת לשנה. הערכה של רזרבות הנפט המוכחות 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.

(ג) **סקר עמיתים**

השותפות נתנה הסכמתה להעברת החומר הנדרש לביצוע המדגם הקשור לסקירת עמיתים שיזמה לשכת רואי החשבון בישראל, בכפוף לכך שתישמר הסודיות של הנתונים שיועברו ותובטח מניעת ניגוד עניינים של הסוקרים.

(ד) **מלחמת חרבות ברזל**

השלכות מלחמת חרבות ברזל, מבצע עם כלביא ומבצע שאגת ארי. ביום 7 באוקטובר 2023 הותקפה ישראל במתקפת פתע קטלנית על ידי ארגוני טרור מרצועת עזה, אשר הובילה לפתיחת מלחמת "חרבות ברזל" (להלן: "המלחמה"). המלחמה הובילה להאטה בפעילות העסקית במשק הישראלי בין היתר בעקבות סגירת מפעלים בדרום ובצפון הארץ, פגיעה בתשתיות, גיוס אנשי מילואים לתקופה שאינה ידועה מראש וכן, לשיבוש הפעילות הכלכלית בישראל. ביום 13 ביוני 2025 נפתח מבצע "עם כלביא", במסגרתו התנהל עימות צבאי רחב היקף בין מדינת ישראל לבין איראן במשך 12 יום. ביום 9 באוקטובר 2025 נחתם הסכם הפסקת אש בין מדינת ישראל לחמאס אשר הביא לסיום המלחמה העצימה, שחרור החטופים ונסיגה של ישראל לגבולות מוסכמים ברצועת עזה. בחודש מרץ 2026 החל מבצע צבאי משולב של ארצות הברית וישראל לתקיפת איראן, הפעולה היא חלק מהמשבר בין ארצות הברית ואיראן והסכסוך הישראלי-

איראני. במתקפה נפגעו מטרות רבות ברחבי איראן, נהרגו בכירים איראניים רבים ובוצעה התנקשות במנהיג העליון של איראן עלי ח'אמנאי.

בתגובה, איראן שיגרה אלפי טילים בליסטיים וכטב"מים מתאבדים לעבר יעדים בישראל ובמדינות מוסלמיות, במיוחד באזור המפרץ הפרסי. המתקפות של איראן כוונו נגד ירדן, כוויית, בחריין, קטר, עיראק, ערב הסעודית ואיחוד האמירויות. המטרות כללו מטרות צבאיות ובסיסים צבאיים אמריקאיים במדינות אלו. איראן תקפה באמצעות כטב"מים מתאבדים את בסיסי הצבא הבריטיים אקרוטירי ודקליה בקפריסין. בנוסף התקיפה איראן מטרות אזרחיות רבות כולל נמלי תעופה אזרחיים ונמלי ים בכוויית, באיחוד האמירויות, בעומאן ובארבייג'ן. איראן תקפה מסופים חשובים של זיקוק והפקת נפט וגז טבעי בקטר ובסעודיה והובילה להשבתתם. איראן סגרה את מצר הורמוז, דבר שגרם לשיבושים עולמיים בהובלת נפט וגז. חיזבאללה בלבנון הצטרף למלחמה לאחר הריגת ח'אמינאי וישראל החלה במבצע צבאי נרחב נגדו. נכון למועד הדו"ח המבצע עדיין בעיצומו ולא ניתן להעריך את השלכתו על פעילות השותפות, מחירי הנפט וההשלכה על יכולות המימון של השותפות.

נכון למועד הדו"ח, תחזוקת אתרי הקידוח של השותפות ממשיכה כסדרה, יחד עם זאת, לאור חוסר הודאות בקשר להתפתחות המלחמה ומשכה, עלולה לחול דחייה בלוחות הזמנים לביצוע ערוצי הקידוח וגידול בעלויות כתוצאה מדרישות של חברות והמומחים שיבצעו את האופרציה וכן, ככל וחלילה תחול החמרה במצב הבטחוני, קשיים בהגעת צוותים של אנשי מקצוע ארצה ו/או ציוד.

נכון למועד אישור הדוח, השותפות לא קיבלה כל דרישה מהותית ו/או הודעות על קושי לביצוע האופרציה מספקיה. השותפות אינה צופה השפעה מהותית של המלחמה על ביצוע האופרציה ותחזוקת האתרים. יחד עם זאת, קיים חוסר וודאות בקשר להתפתחות המלחמה, היקפה, משכה והשלכותיה, ולפיכך, לא ניתן בשלב זה להעריך את היקף ההשפעה המלא של המלחמה על פעילות השותפות.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד - הערכות השותפות לגבי השלכות המלחמה לרבות ביצוע האופרציה אמור לעיל, מהוות "מידע צופה פני עתיד" כהגדרת המונח בחוק ניירות ערך, התשכ"ח 1968 - המתבסס על המידע המצוי בידי השותפות ותוכניות העבודה שלה נכון למועד הדוח, הסכמי השותפות עם ספקיה ונותני השירותים ועוד. אין כל ודאות כי ההערכות דלעיל תתממשנה, כולן או חלקן, והן עשויות להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שאינם תלויים בשותפות לרבות התארכות המלחמה ו/או הרחבת היקפה וכן התקיימות איזה מגורמי הסיכון המפורטים בסעיף 22 לפרק א' לדוח התקופתי.

#### תשלומים לשותף הכללי

על פי הסכם השותפות המוגבלת, השותף הכללי זכאי לדמי ניהול חודשיים בסכום כולל של 22 אלפי דולר לחודש (יצוין כי העסקאות עם השותף הכללי שבהסכם השותפות לרבות דמי הניהול היו בתוקף בהתאם לקבוע בפקודת השותפויות עד לחודש אוגוסט 2023 וטרם הובאו לאישור הארכתם באספה הכללית. לפיכך השותפות אינה זוקפת ואינה מעבירה לשותף הכללי את דמי הניהול האמורים החל מחודש אוגוסט 2023 ועד לקבלת החלטת האספה בנדון. כמו כן בוטלה העמדת הרכבים לשמואל בקר ולטוביה לוסקין (מר אמיר בן דוד המכהן כמנכ"ל וכדירקטור ממשיך לעשות שימוש ברכב שהועמד לו) והשותפות תפעל להבאת החלטה גם בעניין זה לאישור האסיפה. מסכום זה מנוכה עלות שירותי הנהלת חשבונות שניתנת על ידי הנהלת החשבונות של השותפות.

יצוין כי בשל מצבה הכספי של השותפות לא הועברו דמי הניהול במלואם לשותף הכללי והסכומים ששולמו בשנת הדיווח עמדו על כ- 23 אלפי דולר. בהקשר לכך יצוין כי החל מיום 1 בפברואר 2017 השותפות אינה מעבירה את דמי הניהול החודשיים לשותף הכללי במלואם וכן לא פורעת באופן שוטף את ההלוואות לשותף הכללי ולחברת מלון נאות דקלים בע"מ.

ביום 30 בנובמבר 2023 אושרה מדיניות תגמול אשר נערכה בהתאם לתקנות החברות (הקלות לעניין החובה לקבוע מדיניות תגמול), תשע"ג-2013 לפרטים נוספים ולנוסח המלא של מדיניות התגמול ראו דו"ח מיידי מיום 30.11.2023 (מספר אסמכתא: 2023-01-109063) הנכלל בזה על דרך ההפניה.

עוד יצוין כי המנכ"ל, הודיע לדירקטוריון ולוועדת הביקורת כי הוא דורש לקבל שכר ראוי עבור עבודתו ומעולם לא הסכים לעבוד ללא קבלת שכר. פנייתו של המנכ"ל הועברה לטיפול של וועדת התגמול. בהמשך להחלטה של ועדת התגמול, דירקטוריון השותף הכללי קיבל ביום 9 בינואר 2019 החלטה לאשר את הסכם העסקה עם המנכ"ל ומתן בונוס למנכ"ל ולהעבירם לאישור האספה הכללית בחודש ינואר 2019. ההחלטות הוסרו מסדר היום של האספה. לפרטים על אישור מתן שכר למנכ"ל בגובה השכר הממוצע במשק על פי תקנות ההקלות [ראו בסעיף 10.3 בחלק הראשון לעיל](#). המנכ"ל החליט להשהות, בשלב זה, את ההחלטות בעניין שכרו ולא ליישמן בפועל ולשקול הבאת הצעת החלטה בעניין שכר המנכ"ל לאישור האספה הכללית.

השותף הכללי והדירקטורים פעלו לאורך התקופה לאיתור מנכ"ל אך העובדה שאין הכנסות לשותפות, סירוב האסיפה הכללית פעמיים לאשר מדיניות תגמול לשותפות, ובעיות מימוניות ואחרות הקשו על מציאת מועמד. דירקטוריון השותפות מינה כבר לפני מספר שנים וועדת איתור למינוי מנכ"ל לשותפות. התנהלו מגעים עם מספר מועמדים אך בשל מצבה הכספי של השותפות ולאור העובדה שאין לשותפות הכנסות מהפקת נפט מגעים אלו לא הבשילו. להערכת השותפות התנאים למינוי מנכ"ל לשותפות יתאפשרו לאחר הגעה להפקת נפט יציבה מקידוח מגד 5 ו/או מקידוח מגד 6 או לאחר השגת מימון לכך. בהקשר לכך יצוין כי בהמשך לדברי הדירקטור אפי איתם בכנס המשקיעים (ראו דו"ח מיידי מיום 23.11.2025) בעניין החלפת המנכ"ל והצורך בהשגת המימון לתשלום שכרו, הדירקטוריון דן בנושא זה ביום 23.11.2025 והחליט להביא בפני האסיפה הקרובה שתכנס עד לסוף שנת 2025 הצעה להגדלת הון הכוללת מימון לשכר מנכ"ל וכן לאתר מועמדים מתוך מטרה להגיע להסכם עם מנכ"ל מייד לאחר השגת המימון. ביום 8.1.2026 דחתה האסיפה הכללית הצעת החלטה לגיוס הון בסכום של 600 אלף דולר לצורך איתור, מינוי ואישור מנכ"ל לשותפות וכן לתשלום שכרו ושכר צוות נלווה.

בכוונת השותף הכללי להמשיך ולפעול באופן מידי למינוי מנכ"ל חדש ומונתה לשם כך ועדת איתור בהשתתפות הדח"צ משה פולט. מינוי המנכ"ל בפועל יתאפשר רק לאחר השגת האמצעים הכספיים (אם בהנפקה ישירה מהציבור או בתזרים חופשי מנפט) למימון עלות השותפות והמנכ"ל בתקופת כהונתו על פי תקופת הכהונה המינימלית אשר תחתם עם המנכ"ל המיועד (מעבר למימון האופרציה במגד 6 ומגד 5 כפי שפורטו מעלה), ולאחר אישור תנאי העסקתו באסיפה.

עוד צוין כי בהתאם להוראות הסכם השותפות המוגבלת (לפרטים ראו בסעיף 8(יא)(ה) לעיל), תוקם ועדת התפעול בראשותו של קן סטנלי, ובהשתתפות, בין היתר, אנשי המקצוע של השותפות ומר משה פולט הדח"צ כחברי וועדה ועו"ד אגדי תורתי המפקח כמשקיף. הועדה תקיים ישיבות סדירות ותלווה את פעילות האופרציה. ועדת התפעול תדון בכל הנושאים המקצועיים הקשורים לאופרציה והקידוחים במגד 6 ו 5, ותפעל להכווין, להורות ולפקח על הפעולות המקצועיות ותקבל את כל ההחלטות הנדרשות בהקשר זה, כפי שסוכם בהסכם התפעול המשותף. כמו כן השותף הכללי סבור שמינוי גורם מקצועי בכיר ומנוסה לתפקיד מנהל הקידוחים של פרויקט מגד וכאחראי לביצוע האופרציה הקרובה של ערוצי הקידוח במגד 6 ובמגד 5 ושני קידוחים נוספים אשר למעשה ישמשו דה פקטו כ"מפעיל" בפרויקט, מהווה גורם משמעותי להצלחת הפרויקט. השותפות רואה במינוי של מר סטנלי לתפקיד מנהל הקידוחים שלב ראשון במינוי מפעיל כאמור בהסכם השותפות. עוד יובהר, כי בכפוף לתוצאות פעולות האופרציה במגד 6 ובמגד 5 בכוונת השותפות לשקול את מינוי חברת LLC Texas Energy שבבעלות קן סטנלי לתפקיד המפעיל בצורה רשמית וזאת לאחר קבלת אישור הממונה למינוי.

(ו) אירועים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי

לפרטים בדבר אירועים לאחר תאריך המאזן ראו בביאור 18 בדוחות הכספיים.

הדירקטוריון מביע את הוקרתו להנהלת השותפות, נושאי המשרה וצוות העובדים כולו על עבודתם המסורה ותרומתם לקידום עסקי השותפות.

יא' בניסן התשפ"ו

29 במרץ 2026

---

אמיר בן דוד  
דירקטור בשותף הכללי ומנכ"ל השותפות

---

שמואל בקר  
יו"ר הדירקטוריון

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוח שנתי 2025 חלק שלישי: דוחות כספיים



**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2025**

**תוכן העניינים**

**עמוד**

1	מכתב הסכמה
2-4	דוח רואי החשבון המבקרים לשותפים – ביקורת דוחות כספיים שנתיים

**דוחות כספיים:**

5	דוחות על המצב הכספי
6	דוחות על רווח או הפסד ורווח כולל אחר
7	דוחות על השינויים בגרעון בהון
8-9	דוחות על תזרימי המזומנים
10-49	ביאורים לדוחות הכספיים

---

---

---



29 במרץ 2026

לכבוד  
הדירקטוריון של גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות")  
בית הדפוס 7  
גבעת שאול ירושלים

הנדון: מכתב הסכמה בקשר לתשקיף מדף של גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993) מחודש דצמבר  
2023

הננו להודיעכם כי אנו מסכימים להכללה (לרבות בדרך של הפנייה), של הדוח שלנו המפורט להלן בהצעות מדף שיפורסמו על ידכם על פי תשקיף מדף נושא תאריך 12 בדצמבר 2023:

א) דוח רואה החשבון המבקר מיום 29 במרץ 2026 על הדוחות הכספיים של השותפות ליום 31 בדצמבר 2025 ולשנה שהסתיימה באותו תאריך.

בכבוד רב,

זיו האפט  
רואי חשבון

תל אביב | ירושלים | חיפה | באר שבע | רחובות | בני ברק | קרית שמונה | עפולה | מודיעין עילית | אילת  
03-6386868 | 02-6546200 | 04-8680600 | 077-7784100 | 03-6386788 | 073-7145300 | 04-8983322 | 04-6401555 | 08-9744111 | 08-6339911

משרד ראשי: בית אמות BDO, דרך מנחם בגין 48, תל אביב, 6618001 דואל: [bdo@bdo.co.il](mailto:bdo@bdo.co.il) בקרו באתר שלנו: [www.bdo.co.il](http://www.bdo.co.il)

BDO Israel, an Israeli partnership, is a member of BDO International Limited, a UK company limited by guarantee, and forms part of the international BDO network of independent member firms. BDO is the brand name for the BDO network and for each of the BDO Member Firms

## דוח רואה החשבון המבקר הבלתי תלוי

לשותפים של גבעות עולם חיפושי נפט- שותפות מוגבלת (1993)

### חוות הדעת

ביקרנו את הדוחות הכספיים של גבעות עולם חיפושי נפט- שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות") הכוללים את הדוח על המצב הכספי ליום 31 בדצמבר 2025, ואת הדוח על הרווח הכולל, על השינויים בהון ועל תזרימי המזומנים לשנה שהסתיימה באותו תאריך ואת הביאורים לדוחות הכספיים, לרבות עיקרי המדיניות החשבונאית.

לדעתנו, הדוחות הכספיים המצורפים משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי של השותפות ליום 31 בדצמבר 2025 ואת התוצאות הכספיות ותזרימי המזומנים שלה לשנה שהסתיימה באותו תאריך בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים חשבונאיים (IFRS Accounting Standards) ולהוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.

### בסיס לחוות הדעת

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, לרבות תקנים שנקבעו בתקנות רואי חשבון (דרך פעולתו של רואה חשבון), התשל"ג-1973. חובותינו על פי תקנים אלו מתוארות בפיסקת חובות רואה החשבון המבקר לביקורת של הדוחות הכספיים בדוח זה. אנו בלתי תלויים בשותפות בהתאם להוראות הדין החלות בישראל בעניין אי תלות ומניעת ניגוד עניינים של רואה החשבון המבקר בישראל. כמו כן, קיימנו את חובות האתיקה האחרות שלנו בהתאם לחוק רואי חשבון, תשט"ו-1955, ותקנות מכוחו. אנו סבורים שראיות הביקורת אשר הושגו הן נאותות ומספיקות על מנת להוות בסיס לחוות דעתנו.

### ספקות משמעותיים בדבר העסק החי

אנו מפנים את תשומת הלב לאמור בביאור 1. ה' לדוחות הכספיים. לשותפות נגרמו הפסדים בסך 9,756 אלפי דולר בשנה שנסתיימה ב-31 בדצמבר 2025 ולה גרעון בהון החוזר לאותו תאריך בסך 28,784 אלפי דולר. גורמים אלה, יחד עם גורמים נוספים המפורטים בביאור הנ"ל, מעוררים ספקות משמעותיים בדבר המשך קיומה של השותפות כ"עסק חי". תוכניות ההנהלה בקשר לעניינים אלה מפורטות בביאור 3.

בדוחות הכספיים לא נכללו כל התאמות לגבי ערכי הנכסים וההתחייבויות וסיווגם שיתכן ותהיינה דרושות אם השותפות לא תוכל להמשיך לפעול כ"עסק חי".

חוות דעתנו אינה כוללת שינוי מהנוסח האחיד בנוגע לעניין זה.

## ענייני מפתח בביקורת

ענייני מפתח בביקורת הם עניינים אשר תוקשרו, או שנדרש היה לתקשרם, לדירקטוריון השותפות ואשר, לפי שיקול דעתנו המקצועי, היו משמעותיים ביותר בביקורת הדוחות הכספיים לתקופה השוטפת. עניינים אלה כוללים, בין היתר, כל עניין אשר: (1) מתייחס, או עשוי להתייחס, לסעיפים או לגילויים מהותיים בדוחות הכספיים וכן (2) שיקול דעתנו לגביו היה מאתגר, סובייקטיבי או מורכב במיוחד. קבענו כי אין ענייני מפתח בביקורת לתקשר, פרט למתואר בפסקה בקשר לספקות משמעותיים בדבר יכולת הישות להמשיך להתקיים כעסק חי.

### חובות של הדירקטוריון וההנהלה לדוחות הכספיים

הדירקטוריון וההנהלה אחראים להכנה ולהצגה נאותה של הדוחות הכספיים בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים חשבונאיים (IFRS Accounting Standards) ולהוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010; וכן הם אחראים לבקרה הפנימית הנחוצה בהתאם לקביעת הדירקטוריון וההנהלה על מנת לאפשר הכנת דוחות כספיים ללא הצגה מוטעית מהותית, בין שמקורה בתרמית או בטעות. בהכנת הדוחות הכספיים, הדירקטוריון וההנהלה אחראים להעריך את יכולת השותפות להמשיך ולפעול כעסק חי, לתת גילוי, ככל שנדרש, לעניינים הקשורים לעסק חי וליישם בסיס חשבונאי של עסק חי, אלא אם הדירקטוריון וההנהלה מתכוונים לפרק או להפסיק את פעילות השותפות או שאין להם חלופה מציאותית אחרת מלבד זאת.

### חובות רואה החשבון המבקר לביקורת של הדוחות הכספיים

המטרות שלנו הן להשיג מידה סבירה של ביטחון כי הדוחות הכספיים בכללותם אינם כוללים הצגה מוטעית מהותית, בין שמקורה בתרמית או בטעות, ולתת דוח רואה החשבון המבקר הכולל את חוות דעתנו. מידה סבירה של ביטחון היא רמה גבוהה של ביטחון, אך היא אינה מהווה ערובה לכך שביקורת הנערכת בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל תגלה תמיד הצגה מוטעית מהותית כאשר היא קיימת. הצגות מוטעות יכולות לנבוע מתרמית או מטעות והן נחשבות מהותיות אם, בנפרד או במצטבר, ניתן לצפות באופן סביר שהן ישפיעו על ההחלטות הכלכליות של משתמשים אשר התקבלו על בסיס דוחות כספיים אלו.

בביקורת המבוצעת בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, אנו מפעילים שיקול דעת מקצועי ושומרים על ספקנות מקצועית במהלך הביקורת. בנוסף אנו:

- מזהים ומעריכים את הסיכונים להצגה מוטעית מהותית בדוחות הכספיים, בין שמקורה בתרמית או בטעות, מתכננים ומבצעים נוהלי ביקורת במענה לאותם סיכונים, ומשיגים ראיות ביקורת נאותות ומספיקות על מנת לבסס את חוות דעתנו. הסיכון של אי גילוי הצגה מוטעית מהותית הנובעת מתרמית גבוה יותר מהסיכון של אי גילוי הצגה מוטעית מהותית הנובעת מטעות, שכן תרמית עלולה להיות כרוכה בקנוניה, זיוף, השמטות מכוונות, מצג שווא בזדון או עקיפה של בקרה פנימית.

תל אביב | ירושלים | חיפה | באר שבע | רחובות | בני ברק | קרית שמונה | עפולה | מודיעין עילית | אילת  
03-6386868 | 02-6546200 | 04-8680600 | 077-7784100 | 03-6386788 | 073-7145300 | 04-8983322 | 04-6401555 | 08-9744111 | 08-6339911

משרד ראשי: בית אמות BDO, דרך מנחם בגין 48, תל אביב, 6618001 דוא"ל: bdo@bdo.co.il בקרו באתר שלנו: www.bdo.co.il

BDO Israel, an Israeli partnership, is a member of BDO International Limited, a UK company limited by guarantee, and forms part of the international BDO network of independent member firms. BDO is the brand name for the BDO network and for each of the BDO Member Firms

- משיגים הבנה של הבקרה הפנימית הרלוונטית לביקורת על מנת לתכנן נוהלי ביקורת מתאימים בנסיבות העניין, אך לא לצורך מתן חוות דעת על אפקטיביות הבקרה הפנימית של השותפות.
- מעריכים את נאותות המדיניות החשבונאית שיושמה ואת סבירותם של האומדנים החשבונאיים והגילויים הקשורים אשר נעשו על ידי הדירקטוריון וההנהלה.
- מגיעים למסקנה בקשר לנאותות קביעת הדירקטוריון וההנהלה בדבר קיומה של הנחת העסק החי, וכן, בהתבסס על ראיות הביקורת אשר השגנו, האם קיימת אי ודאות מהותית הקשורה לאירועים או מצבים העלולים להטיל ספקות משמעותיים ביכולתה של השותפות להמשיך כעסק חי. אם הגענו למסקנה כי קיימת אי ודאות מהותית, נדרש מאיתנו להפנות את תשומת הלב בדוח רואה החשבון המבקר שלנו לגילויים הקשורים בדוחות הכספיים או, אם גילויים אלו אינם מספקים, לכלול שינוי מהנוסח האחד בחוות דעתנו. מסקנותינו מבוססות על ראיות ביקורת אשר הושגו עד למועד דוח רואה החשבון המבקר שלנו. יחד עם זאת, אירועים או מצבים עתידיים עלולים לגרום לשותפות שלא להמשיך לפעול כעסק חי.
- מעריכים את ההצגה בכללותה, המבנה והתוכן של הדוחות הכספיים, לרבות הגילויים, והאם הדוחות הכספיים משקפים את העסקאות והאירועים העומדים בבסיסם באופן המשיג הצגה נאותה.

אנו מתקשרים עם הדירקטוריון וההנהלה, בין היתר, את ההיקף ועיתוי הביקורת המתוכננים וממצאי ביקורת משמעותיים, לרבות ליקויים משמעותיים בבקרה פנימית שרואה החשבון המבקר מזהה במהלך הביקורת.

כמו כן, אנו מספקים לדירקטוריון ולהנהלה הצהרה כי קיימנו את דרישות האתיקה הרלוונטיות בנוגע לאי תלותנו, וכן מתקשרים איתם את כל הקשרים ועניינים אחרים שעשויים להיחשב, באופן סביר, כמשפיעים על אי תלותנו, וכאשר רלוונטי, אמצעי הגנה שיושמו על מנת לבטל איומים מזוהים על אי תלותנו.

מתוך העניינים אשר תוקשרו, או שנדרש היה לתקשרם, עם הדירקטוריון וההנהלה קבענו את העניינים המשמעותיים ביותר בביקורת הדוחות הכספיים לתקופה השוטפת ולכן הם ענייני המפתח בביקורת. אנו מתארים עניינים אלו בדוח רואה החשבון המבקר שלנו, אלא אם הוראות חוק או רגולציה מונעות גילוי לצדדים חיצוניים לגבי אותו עניין.

שותף ההתקשרות של הביקורת נשוא דוח רואה החשבון המבקר הבלתי תלוי הוא לביא גיאת.

תל אביב, 29 במרץ 2026.

זיו האפט  
רואי חשבון

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**דוחות על המצב הכספי (באלפי דולר)**

31.12.2024	31.12.2025	ביאור	
			<b>נכסים</b>
			<b>נכסים שוטפים:</b>
58	105		מזומנים ושווי מזומנים
160	347	4	חייבים ויתרות חובה
4	4		מלאי נפט
<u>222</u>	<u>457</u>		
			<b>נכסים שאינם שוטפים:</b>
2,550	2,558	5	פקדונות בבנק לזמן ארוך
2,739	2,547	7	נכסי נפט וגז
<u>5,289</u>	<u>5,105</u>		
<u>5,511</u>	<u>5,562</u>		<b>סך הנכסים</b>
			<b>התחייבויות בניכוי גרעון בהון</b>
			<b>התחייבויות שוטפות:</b>
13,483	15,626	8	הלוואות לזמן קצר וחלויות שוטפות של הלוואות לזמן ארוך מצדדים קשורים
8	-		הלוואה מבנק
802	1,582	78	הלוואות מאחרים
5,983	6,174	9	ספקים ונותני שירותים
3,787	5,232	10	זכאים ויתרות זכות
647	626	2א11	דמי ניהול לשותף הכללי
<u>24,710</u>	<u>29,241</u>		
			<b>התחייבויות שאינן שוטפות:</b>
6,077	7,338	8	הלוואות לזמן ארוך מצדדים קשורים
111	107		התחייבויות בגין הטבות לעובדים, נטו
1,383	1,381	12	התחייבות בגין איטום ונטישה
<u>7,571</u>	<u>8,825</u>		
<u>32,281</u>	<u>38,066</u>		<b>סך התחייבויות</b>
			<b>גרעון בהון:</b>
124,419	125,605	12	השקעה בהון השותפות
37,374	40,211		קרנות הון
(188,563)	(198,319)		הפסד נצבר
<u>(26,770)</u>	<u>(32,504)</u>		
<u>5,511</u>	<u>5,562</u>		

סך התחייבויות בניכוי גרעון בהון הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

29 במרץ 2026

אביעד אודיש מנהל כספים גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת	אמיר בן דוד מנכ"ל ודירקטור גבעות עולם נפט בע"מ - השותף הכללי	שמואל בקר יו"ר דירקטוריון גבעות עולם נפט בע"מ - השותף הכללי	תאריך אישור הדוחות הכספיים
---	--	---	----------------------------

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**  
**דוחות על רווח או הפסד ורווח כולל אחר (באלפי דולר)**

לשנה שהסתיימה ביום			ביאור	
31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025		
-	-	-	13	הכנסות ממכירת נפט
-	-	-	11ט	בניכוי תמלוגים למדינה
-	-	-		הכנסות נטו
<b>עלויות והוצאות:</b>				
178	171	164		פחת והפחתות
6,590	1,308	1,336	16ב	הוצאות חיפושי נפט וגז
760	676	726	16ג	הוצאות הנהלה וכלליות
(919)	(244)	(492)	16ה	הכנסות אחרות, נטו
6,609	1,911	1,733		
(6,609)	(1,911)	(1,733)		הפסד מפעולות
54	188	68	16ד	הכנסות מימון
(3,012)	(4,170)	(8,091)	16ד	הוצאות מימון
(9,567)	(5,893)	(9,756)		<b>הפסד כולל לשנה</b>
(0.036)	(0.0212)	(0.0336)		הפסד בסיסי ליחידת השתתפות (בדולרים)
272,673	282,427	290,645	12ב'	מספר יחידות ההשתתפות המשוקלל לצורך החישוב (באלפים)

**הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.**

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**דוחות על השינויים בגרעון בהון (באלפי דולר)**

סך הגרעון בהון	הפסד נזכר	קרן הון מהפרשי תרגום	קרן הון בגין פעולות בין תאגיד לבעל שליטה בו	השקעה בהון השותפות	
(19,030)	(173,103)	(93)	32,564	121,602	<b>יתרה ליום 1 בינואר 2023</b>
<b>שינויים בשנה שהסתיימה ביום</b>					
<b>31 בדצמבר 2023:</b>					
(9,567)	(9,567)	-	-	-	סך הפסד כולל
2,000	-	-	-	2,000	הנפקת יחידות השתתפות
2,019	-	-	2,019	-	קרן הון בגין הטבות מבעל שליטה (ראה ביאור 8)
<u>(24,578)</u>	<u>(182,670)</u>	<u>(93)</u>	<u>34,583</u>	<u>123,602</u>	<b>יתרה ליום 31 בדצמבר 2023</b>
<b>שינויים בשנה שהסתיימה ביום</b>					
<b>31 בדצמבר 2024:</b>					
(5,893)	(5,893)	-	-	-	סך הפסד כולל
817	-	-	-	817	הנפקת יחידות השתתפות
2,884	-	-	2,884	-	קרן הון בגין הטבות מבעל שליטה (ראה ביאור 8)
<u>(26,770)</u>	<u>(188,563)</u>	<u>(93)</u>	<u>37,467</u>	<u>124,419</u>	<b>יתרה ליום 31 בדצמבר 2024</b>
<b>שינויים בשנה שהסתיימה ביום</b>					
<b>31 בדצמבר 2025:</b>					
(9,756)	(9,756)	-	-	-	סך הפסד כולל
1,186	-	-	-	1,186	הנפקת יחידות השתתפות
2,836	-	-	2,836	-	קרן הון בגין הטבות מבעל שליטה (ראה ביאור 8)
<u>(32,504)</u>	<u>(198,319)</u>	<u>(93)</u>	<u>40,303</u>	<u>125,605</u>	<b>יתרה ליום 31 בדצמבר 2025</b>

הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**דוחות על תזרימי המזומנים (באלפי דולר)**

לשנה שהסתיימה ביום		
31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025
(7,792)	(2,667)	(2,167)
(594)	(186)	(347)
8	180	145
<u>(8,378)</u>	<u>(2,673)</u>	<u>(2,396)</u>
(736)	-	-
26	60	(8)
<u>(710)</u>	<u>60</u>	<u>(8)</u>
2,000	816	1,186
1,541	126	153
(1,425)	(235)	(163)
1,891	912	1,354
(2,249)	(601)	(631)
9,916	1,932	973
<u>(2,611)</u>	<u>(289)</u>	<u>(420)</u>
<u>9,063</u>	<u>2,661</u>	<u>2,452</u>
(25)	48	47
34	9	58
<u>9</u>	<u>58</u>	<u>105</u>

**תזרימי מזומנים לפעילויות שוטפות:**

מזומנים נטו ששימשו לפעילות (ראה נספח א')  
ריבית ששולמה  
ריבית שהתקבלה

**מזומנים נטו ששימשו לפעילות שוטפת**

**תזרימי מזומנים מפעילויות (לפעילויות) השקעה:**

רכישת רכוש קבוע  
פרעון (הפקדה) של פקדונות בתאגידים בנקאיים, נטו  
מזומנים נטו שנבעו מפעילות (ששימשו לפעילות) השקעה

**תזרימי מזומנים מפעילויות מימון:**

הנפקת יחידות השתתפות  
קבלת הלוואות מתאגיד בנקאי  
פרעון הלוואות מתאגיד בנקאי  
קבלת הלוואות מאחרים  
פרעון הלוואות מאחרים  
קבלת הלוואות מצדדים קשורים  
פרעון הלוואות מצדדים קשורים  
מזומנים נטו שנבעו מפעילות מימון

**גידול (קיטון) במזומנים ושווי מזומנים**

יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה  
יתרת מזומנים ושווי מזומנים לגמר השנה

הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)  
דוחות על תזרימי מזומנים (באלפי דולר) (המשך):**

**נספח א' - מזומנים נטו ששימשו לפעילויות**

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	
(9,567)	(5,893)	(9,756)	<b>הפסד השנה</b>
			<b>התאמות בגין:</b>
178	171	164	פחת והפחתות
(10)	6	(4)	התחייבויות בגין הטבות לעובדים, נטו
(1,057)	255	(2)	הפרשות לאיטום ונטישה
2,387	2,844	2,383	הוצאות ריבית נטו
(198)	(93)	3,284	הכנסות מהפרשי שער נטו
1,300	3,183	5,825	
			<b>שינויים בסעיפי רכוש והתחייבות:</b>
445	105	(188)	(גידול) קיטון ביתרת חייבים ויתרות חובה
(1,537)	(540)	192	גידול (קיטון) ביתרת ספקים ונותני שירותים
873	504	1,754	גידול ביתרת זכאים ויתרות זכות
108	(26)	(21)	גידול (קיטון) ביתרת דמי ניהול לשותף הכללי
586	-	28	קיטון ביתרת נכסי נפט וגז
475	43	1,765	
(7,792)	(2,667)	(2,167)	<b>מזומנים נטו ששימשו לפעילויות</b>

הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

**ביאור 1 - כללי:**

- א. גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993) (להלן "השותפות המוגבלת" או "השותפות") נוסדה על פי הסכם שותפות מוגבלת שנחתם בתאריך 8 ביוני 1993 בין גבעות עולם נפט בע"מ (השותף הכללי) לבין גבעות עולם נאמנויות (1993) בע"מ (הנאמן והשותף המוגבל) כפי שתוקן מעת לעת. השותפות המוגבלת נרשמה ביום 29 באוגוסט 1993 לפי פקודת השותפויות (נוסח חדש), התשל"ה - 1975.
- ב. ניהולה השוטף של השותפות המוגבלת הינו על ידי השותף הכללי, גבעות עולם נפט בע"מ. כתובת המשרד הרשום של השותפות היא בית הדפוס 7 ירושלים.
- ג. בידי הנאמן והשותף המוגבל זכויות שונות בשותפות המוגבלת, מכח הסכם נאמנות, והוא משמש כנאמן בגין זכויות אלה עבור בעלי יחידות ההשתתפות וזאת תחת פיקוחו של המפקח עו"ד אגדי תורתי - הכל בהתאם לתנאי הסכם הנאמנות.
- ד. השותפות פועלת במגזר פעילות אחד - הפקת נפט וחיפושי נפט וגז במסגרת זכויות ברישיונות חיפושי נפט וגז. ענף חיפושי הנפט והגז מתאפיין בחוסר ודאות לגבי היקף המאגרים, קשיי הפקה ותנודתיות במחירי הנפט והגז.
- ה. כפי שמשקף בדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025, ההפסד הנצבר של השותפות ליום 31 בדצמבר 2025 מסתכם לסך של 198,319 אלפי דולר וההפסד הכולל לשנת 2025 מסתכם לסך של 9,756 אלפי דולר. כמו כן, ליום 31 בדצמבר 2025, לשותפות גרעון בהון החוזר בסך 28,784 אלפי דולר וגרעון בהון בסך 32,504 אלפי דולר (כאשר הסכומים הרשומים בדוח על המצב הכספי כפקדונות לזמן ארוך בסך 2,558 אלפי דולר ליום 31 בדצמבר 2025 משועבדים לבנקים לטובת ערבויות ביצוע). הגורם העיקרי לתוצאות הנ"ל הינו המשך הפעילות השוטפת של השותפות. אי הפקת הנפט מבאר מגד 5 מונעת את יכולת השותפות לייצר תזרים מזומנים קבוע. ביום 20.11.2020 קבע הממונה תנאים חדשים לחזקה שבהם קיימים לדעת השותפות עילות חדשות ללקיחת החזקה שאינן מצויות בחוק הנפט ויש בהם תנאים חדשים ומכבידים בהם בעלי החזקה לא היו מחויבים עד כה. הכללים שקבע הממונה עשויים להכביד על פעילותה השוטפת של השותפות ויביאו לעלויות כספיות שוטפות נוספות. כמו כן אי קבלת אישור הגורמים התכנוניים לתוכנית הפיתוח החדשה שתגיש השותפות (לרבות במקרים שהשותפות עשתה הכל במועד וכנדרש) עשויה להוות עילה לביטול החזקה על ידי הממונה. לפרטים על המחלוקת בין השותפות למשרד האנרגיה בנוגע לכללי החזקה ראו בביאור 1ב3 להלן. בהתאם לתחזית תזרימי המזומנים שגובשה על ידי הנהלת השותפות, המבוססת על אומדן ההכנסות העתידיות ומביאה בחשבון את אומדן השותפות באשר לקצב ההוצאות הצפוי, בהתחשב ביתרת המזומנים המצויים בידי השותפות ביום 31 בדצמבר 2025 ובהתחשב בלוח הסילוקין של ההלוואה מנאות דקלים (צד קשור) ובהלוואות הנוספות מצדדים קשורים ואחרים, אין ביכולת השותפות לפרוע את כל תשלומי ההלוואות. העדר הון ו/או מימון כאמור עלול לגרום לשותפות לעיכובים בביצוע התוכניות ואף לאיבוד זכויותיה בנכסי הנפט הקיימים ו/או שיהיו בידיה. גורמים אלו מעוררים ספק באשר ליכולת השותפות להמשיך ולפעול כ"עסק חיי". בדוחות הכספיים לא נכללו כל התאמות לגבי ערכי הנכסים וההתחייבויות וסיווגם, שייתכן ותהיינה דרושות אם השותפות לא תוכל להמשיך ולפעול כ"עסק חיי".

**ביאור 1 - כללי (המשך):**

ו. להלן מפורטים נכסי הנפט של השותפות נכון ליום אישור הדוחות הכספיים:

סוג הזכות	שם הזכות	שטח (בקמ"ר)	הזכות בתוקף עד	חלקה של השותפות
חזקה	חזקה ראש העין I/11	243	1.4.2032	95.282% (ראה גם ביאורים 11 ו-1 ו-3 ג')

לפרטים על רישיון מכבי שתוקפו פקע ביוני 2013 ופניית השותפות להחלפת שטחים, ראה ביאור 11 ה2 להלן.

ז. ביום 3 בפברואר 2019 אישרה האספה הכללית את הסכם המכירה של 40% מהחזקה תמורת השקעה של 50 מיליון דולר ואת הסכם התפעול שנחתם עם חברת Alberta-Texas Energy Ventures Inc. (להלן: "המשקיע"). לאחר שהמשקיע לא עמד במועדי התשלום הצדדים חתמו על הסכם סיום ופשרה, הסכם גישור והסכם תפעול חדש. לפרטים על ההסכמים הנ"ל ראו בביאור 3 ג2 להלן.

**ח. השלכות מלחמת חרבות ברזל, מבצע עם כלביא ומבצע שאגת ארי**

ביום 7 באוקטובר 2023 הותקפה ישראל במתקפת פתע קטלנית על ידי ארגוני טרור מרצועת עזה, אשר הובילה לפתיחת מלחמת "חרבות ברזל" (להלן: "המלחמה"). המלחמה הובילה להאטה בפעילות העסקית במשק הישראלי בין היתר בעקבות סגירת מפעלים בדרום ובצפון הארץ, פגיעה בתשתיות, גיוס אנשי מילואים לתקופה שאינה ידועה מראש וכן, לשיבוש הפעילות הכלכלית בישראל. ביום 13 ביוני 2025 נפתח מבצע "עם כלביא", במסגרתו התנהל עימות צבאי רחב היקף בין מדינת ישראל לבין איראן במשך 12 יום. ביום 9 באוקטובר 2025 נחתם הסכם הפסקת אש בין מדינת ישראל לחמאס אשר הביא לסיום המלחמה העצימה, שחרור החטופים ונסיגה של ישראל לגבולות מוסכמים ברצועת עזה. בחודש מרץ 2026 החל מבצע צבאי משולב של ארצות הברית וישראל לתקיפת איראן, הפעולה היא חלק מהמשבר בין ארצות הברית ואיראן והסכסוך הישראלי-איראני. במתקפה נפגעו מטרות רבות ברחבי אירן, נהרגו בכירים איראניים רבים ובוצעה התנקשות במנהיג העליון של איראן עלי ח'אמנאי.

בתגובה, איראן שיגרה אלפי טילים בליסטיים וכטב"מים מתאבדים לעבר יעדים בישראל ובמדינות מוסלמיות, במיוחד באזור המפרץ הפרסי. המתקפות של איראן כוונו נגד ירדן, כווית, בחריין, קטר, עיראק, ערב הסעודית ואיחוד האמירויות. המטרות כללו מטרות צבאיות ובסיסים צבאיים אמריקאיים במדינות אלו. איראן תקפה באמצעות כטב"מים מתאבדים את בסיסי הצבא הבריטיים אקרוטירי ודקליה בקפריסין. בנוסף התקיפה איראן מטרות אזרחיות רבות כולל נמלי תעופה אזרחיים ונמלי ים בכווית, באיחוד האמירויות, בעומאן ובאזרבייג'ן. איראן תקפה מסופים חשובים של זיקוק והפקת נפט וגז טבעי בקטר ובסעודיה והובילה להשבתתם. איראן סגרה את מצר הורמוז, דבר שגרם לשיבושים עולמיים בהובלת נפט וגז. חיזבאללה בלבנון הצטרף למלחמה לאחר הריגת ח'אמנאי וישראל החלה במבצע צבאי נרחב נגדו. נכון למועד הדו"ח המבצע עדיין בעיצומו ולא ניתן להעריך את השלכתו על פעילות השותפות, מחירי הנפט וההשלכה על יכולות המימון של השותפות.

**ביאור 1 - כללי (המשך):**

**ח.(המשך):**

נכון למועד הדו"ח, תחזוקת אתרי הקידוח של השותפות ממשיכה כסדרה, יחד עם זאת, לאור חוסר הודאות בקשר להתפתחות המלחמה ומשכה, עלולה לחול דחייה בלוחות הזמנים לביצוע ערוצי הקידוח וגידול בעלויות כתוצאה מדרישות של החברות והמומחים שיבצעו את האופרציה וכן, ככל וחלילה תחול החמרה במצב הבטחוני, קשיים בהגעת צוותים של אנשי מקצוע ארצה ו/או ציוד. כמו כן, השותפות לא קיבלה כל דרישה מהותית ו/או הודעות על קושי לביצוע האופרציה מספקיה. השותפות אינה צופה השפעה מהותית של המלחמה על ביצוע האופרציה ותחזוקת האתרים. יחד עם זאת, קיים חוסר וודאות בקשר להתפתחות המלחמה, היקפה, משכה והשלכותיה, ולפיכך, לא ניתן בשלב זה להעריך את היקף ההשפעה המלא של המלחמה על פעילות השותפות.

הערכות השותפות לגבי השלכות המלחמה לרבות ביצוע האופרציה אמור לעיל, מבוסס על המידע המצוי בידי השותפות ותוכניות העבודה שלה נכון למועד הדוח, הסכמי השותפות עם ספקיה ונותני השירותים ועוד. אין כל ודאות כי ההערכות דלעיל תתממשנה, כולן או חלקן, והן עשויות להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים שאינם תלויים בשותפות לרבות התארכות המלחמה ו/או הרחבת היקפה וכן התקיימות איזה מגורמי הסיכון.

**ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית:**

**א. הצהרה על ציות לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS):**

הדוחות הכספיים מצייתים להוראות תקני הדיווח הכספי הבינלאומיים.

**ב. עקרונות עריכת דוחות כספיים:**

הדוחות הכספיים השנתיים כוללים את הגילוי הנוסף הנדרש לפי תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע - 2010. המדיניות החשבונאית המוצגת בביאור זה יושמה באופן עקבי בכל תקופות הדיווח המוצגות בדוחות הכספיים. הדוחות הכספיים נערכו תוך יישום עקרון העלות.

**ג. מטבע הפעילות ומטבע ההצגה:**

**1.** מטבע הפעילות: מטבע הפעילות המציג נאמנה, בצורה הטובה ביותר, את ההשפעות הכלכליות של עסקאות, אירועים ונסיבות עבור פעילותה של השותפות הינו הדולר של ארה"ב. כל עסקה שאינה במטבע הפעילות של השותפות הינה עסקה במטבע חוץ. ראה סעיף ה להלן.

**2.** מטבע ההצגה: הדוחות הכספיים של השותפות מוצגים במטבע הדולר של ארה"ב כאשר כל הערכים עוגלו לאלף הקרוב, אלא אם צוין אחרת.

**ד. תקופת המחזור התפעולי:** תקופת המחזור התפעולי של השותפות הינה שנה.

**ה. מכשירים פיננסיים:**

נכסים פיננסיים:

נכס פיננסי הוכר כאשר השותפות הפכה לצד להוראות החוזיות של המכשיר תוך שימוש בחשבונאות מועד סליקת העסקה. נכסים פיננסיים סווגו לאחת מקבוצות המדידה להלן על בסיס המודל העסקי

**ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):**

**ה.(המשך):**

של השותפות לניהול הנכסים הפיננסיים ועל בסיס מאפייני תזרים המזומנים החוזי של הנכס הפיננסי. הסיווג הוא לנכס הפיננסי בשלמותו, ללא הפרדה של נגזרים משובצים. התחייבויות פיננסיות מוכרות לראשונה בשווי הוגן כאשר השותפות הופכת לצד להוראות החוזיות של המכשיר. ההתחייבויות פיננסיות מוכרות בניכוי עלויות עסקה שניתן לייחס במישרין לנטילה או להנפקה של התחייבות פיננסית. לאחר ההכרה הראשונית, הטיפול החשבונאי בהתחייבויות פיננסיות בעלות מופחתת, כדוגמת הלוואות לצדדים קשורים, נמדדות בעלותן המופחתת בהתאם לשיטת הריבית האפקטיבית.

**ו. הפרשות:**

הפרשה מוכרת כאשר לשותפות 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. כאשר השותפות צופה שחלק או כל ההוצאה תוחזר לשותפות, החוזר יוכר כנכס נפרד, רק במועד בו קיימת וודאות למעשה לקבלת הנכס. בספרי השותפות נרשמה מחויבות לסילוק נכסים. השותפות מכירה בהתחייבות בגין מחויבות לסילוק נכסים בתום תקופת השימוש בהם. ההתחייבות נמדדת לראשונה בערכה הנוכחי, וההוצאות הנובעות משערוך ערכה הנוכחי, בעקבות חלוף הזמן נזקפות לרווח או הפסד. השותפות הכירה במחויבות לנטישת בארות מגד 5, מגד 6 ומגד 8. השותפות מעדכנת מידי תקופה את ההפרשה לנטישה בהתחשב בשינויים בהערכת הרזרבות ובהתחשב בחלוף הזמן ושינויים בשיעור ההיוון.

**ז. הוצאות חיפושי נפט וגז, עלויות אחזקה ותיקון ונכסי נפט וגז (ציוד ומתקנים):**

הוצאות חיפושי נפט וגז נזקפות לרווח או הפסד עם התהוותן. במקרים בהם הוכח לגבי בארות כי הן מסחריות, עלויות הקידוח והפיתוח (החל ממועד קביעת הבאר כמסחרית) נזקפות לסעיף "נכסי נפט וגז" בדוח על המצב הכספי. נכסי נפט וגז מוצגים לפי עלות כמו גם העלויות שנצברו בגין פיתוח תשתית המאגרים המוכחים הדרושה להפקת הנפט והגז מהמאגר. נכסי נפט וגז מופחתים לרווח או הפסד בהתבסס על קצב ניצול עתודות נפט או גז שלפי הערכה ניתנות להפקה מן הבאר האמורה. לגבי בחינת ירידת ערך של נכסי נפט וגז ראה סעיף יא' להלן.

**ח. מלאי:**

המלאי כולל מלאי נפט שטרם נמכר והוא מוערך לפי עלות או שווי מימוש נטו כנמוך שבהם. שווי המימוש נטו הוא אומדן מחיר המכירה במהלך העסקים הרגיל, בניכוי אומדן העלויות הדרושות לביצוע מכירה.

**ט. הנחות מפתח ואי וודאות בהסתייעות באומדנים מהותיים:**

עריכת הדוחות הכספיים של השותפות בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS), דורשת מהנהלת השותף הכללי בשותפות לערוך אומדנים ולהניח הנחות המשפיעים על הסכומים המוצגים בדוחות הכספיים. אומדנים אלו מצריכים לעיתים שיקול דעת בסביבה של אי וודאות והינם בעלי השפעה מהותית על הצגת הנתונים בדוחות הכספיים. התוצאות בפועל עלולות להיות שונות מאומדני ההנהלה.

**ט. הנחות מפתח ואי וודאות בהסתייעות באומדנים מהותיים (המשך):**

להלן תיאור של הנחות המפתח בהסתייעות באומדנים החשבונאיים המהותיים המשמשים בהכנת הדוחות הכספיים של השותפות, אשר בעת גיבושם נדרשה הנהלת השותף הכללי בשותפות להניח הנחות באשר לנסיבות ואירועים הכרוכים באי וודאות משמעותית. בשיקול דעתה בקביעת האומדנים, מתבססת הנהלת השותף הכללי בשותפות על ניסיון העבר, עובדות שונות, גורמים חיצוניים ועל הנחות סבירות בהתאם לנסיבות המתאימות לכל אומדן. התוצאות בפועל עשויות להיות שונות מאומדני הנהלת השותף הכללי בשותפות.

אומדן עתודות הנפט המוכחות - אומדן עתודות הנפט המוכחות משמש בקביעת שיעור הפחתת הנכסים המפיקים אשר משמשים את הפעילות במהלך התקופה המדווחת. הפחתת השקעות הקשורות לגילוי והפקה של עתודות נפט מוכחות, נעשית בשיטת האזילה, דהיינו בכל תקופה חשבונאית מופחתים הנכסים בשיעור הנקבע על פי כמות יחידות הנפט שהופקו בפועל מחולק בעתודות הנפט המוכחות שנתרו על פי הערכות. אומדן עתודות הנפט המוכחות מהווה גם את הבחינה הנעשית לירידת ערך. כמות הנפט המוערכת במאגרים המפיקים נפט בתקופה המדווחת נקבעת מידי שנה, בין היתר, על פי חוות דעת של מומחים חיצוניים להערכת עתודות של מאגרי נפט.

הערכה של עתודות הנפט המוכחות 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 פעולותיה ומצבה הכספי של השותפות. מחויבות בגין סילוק נכסים – השותפות מכירה בהתחייבות בגין מחויבותה לסילוק נכסי נפט וגז בתום השימוש בהם. עיתוי וסכום המשאבים הכלכליים הדרושים לסילוק המחויבות מבוססים על הערכת הנהלת השותף הכללי בשותפות. נאותות ההערכות הנ"ל נבחנת מידי תקופה.

**י. שיעור ההיוון של השותפות**

ההפרשים בין התמורה שנקבעה בעסקאות בין ישות לבין בעל השליטה בה לבין השווי ההוגן של אותן העסקאות ייזקפו להון העצמי. אם ההפרש נובע מהטבה שנתן בעל השליטה לישות שבשליטתו, ייזקף ההפרש לקרן הון. בהתאם לכך בגין הלוואות הניתנות ללא ריבית מבעלי השליטה בשותפות מבוצע רישום מרכיב ההטבה מבעלי השליטה בגובה שיעור ההיוון של השותפות על אותן הלוואות. שיעור ההיוון של השותפות חושב ע"י יועצים מקצועיים שקבעו את גובה השיעור. כמו כן היוון ההתחייבות בגין נטישת אתרי הקידוח מבוצע בהתאם לשיעור ההיוון של השותפות כאמור.

**יא. תקנים חדשים בתקופה שלפני יישומם:**

**תקן דיווח כספי בינלאומי 18, הצגה וגילוי בדוחות כספיים**

בחודש אפריל 2024 פרסם המוסד הבינלאומי לתקינה בחשבונאות (IASB) את תקן דיווח כספי בינלאומי 18 (IFRS 18), הצגה וגילוי בדוחות כספיים (להלן: "התקן החדש") אשר מחליף את תקן חשבונאות בינלאומי 1 (IAS 1), הצגת דוחות כספיים (להלן: "IAS 1"). מטרת התקן החדש הינה לשפר את יכולת ההשוואה והשקיפות בדוחות הכספיים.

**ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):**

**יא. (המשך):**

התקן החדש יכול דרישות קיימות של IAS 1 ודרישות חדשות להצגה בדוח רווח או הפסד לרבות הצגת סכומים וסיכומי משנה אשר נדרשים בהתאם לתקן החדש, מתן גילוי על מדדי ביצוע המוגדרים על ידי ההנהלה (management-defined performance measures) ודרישות חדשות להקבצה ופיצול של מידע פיננסי.

התקן החדש אינו משנה את הוראות ההכרה והמדידה של פריטים בדוחות הכספיים. עם זאת, מאחר ופריטים בדוח רווח או הפסד יצטרכו להיות מסווגים לאחת מחמש קטגוריות (קטגוריה תפעולית, קטגורית השקעה, קטגורית מימון, מיסים על הכנסה ופעילות שהופסקה) הוא עשוי לשנות את הרווח התפעולי של הישות. כמו כן, פרסום התקן החדש גרם לתיקונים בהיקף מצומצם לתקני חשבונאות נוספים אשר ביניהם IAS 7, דוח על תזרימי מזומנים ו-IAS 34, דיווח כספי לתקופות ביניים. התקן החדש ייושם למפרע החל מתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2027 או לאחריו. השותפות בוחנת את השפעת התקן החדש, לרבות השפעת התיקונים לתקני חשבונאות נוספים כתוצאה מהתקן החדש, על הדוחות הכספיים.

**ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת:**

**א. כללי:**

פעילותה של השותפות הינה בפיתוח שדה הנפט מגד שבחזקת ראש העין I/11, אשר בשטחו בוצעו על ידה מספר קידוחים (קידוחי מגד 2, מגד 3, מגד 4, הקידוח האופקי מגד 4, קידוח מגד 5, קידוח מגד 6 ושלב הקדיחה האנכית בקידוח מגד 8). בחודש אפריל 2004 קיבלה השותפות שטר חזקה בשטח הרישיון. השטח, נשוא החזקה, מהווה חלק ממבנה מגד שבחלקו מצויה על פי ממצאי השותפות תגלית כמשמעותה בחוק הנפט אשר הוכרה על ידי הממונה. ראה גם ביאור 11 ה1.

**ב. תנאי חזקת ראש העין:**

**1. תנאי החזקה**

א. ביום 20 בנובמבר 2020 שלח הממונה לשותפות את תנאי החזקה וציין כי הם נכנסים לתוקפם באופן מיידי. כמו כן ציין הממונה כי אישור ביצוע הקידוח העוקף במגד 6 מותנה במילוי אחר כל תנאי החזקה והוראות הדין.

ב. תנאי החזקה כוללים תנאים והוראות, בין היתר, בנושאים הבאים: עקרונות החזקה, תקופת החזקה, ההפקה המסחרית, העסקת הצוות המקצועי, הוראות בעניין תכנית פיתוח, אמות מידה לתכנון ולהקמה של המיתקנים, אישור קידוח, לוח זמנים, היבטים תכנוניים, תכנית לניהול הבטיחות ושמירה על הבטיחות, תנאים להפעלת המיתקנים, נוהל הפעלת המיתקנים ותחזוקתם, אישורי הפעלה, בדיקות מיוחדות, יומן תקלות, בדיקות ופעולות אחזקה, נטישת

**ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):**

**ב. תנאי חזקת ראש העין (המשך):**

קידוח, בדיקות ודיווחים, פיקוח וחובת תיאום עם רשויות, פעולות להגנת הסביבה, שינוי תנאי החזקה, ביטול החזקה או הגבלתה, ערבויות (לרבות דרישה כי השותפות תפקיד ערבות בסך- 2.5 מיליון דולר להבטחת קיום תנאי החזקה בתוך 60 יום), חילוט ערבות, אחריות, שיפוי, ביטוח והעברה או שעבוד של הזכויות בחזקה.

ג. כחלק מן התנאים החדשים שהוטלו על השותפות, היא נדרשת להגיש תוכנית פיתוח חדשה 6 חודשים לאחר תוצאות מבחני ההפקה במגד 6 ולקבל את אישור הגופים הרגולטוריים והגופים התכנוניים לביצועה כאשר אי קבלת אישור הגורמים התכנוניים מהווה עילה לביטול החזקה. בהתאם לתנאים החדשים, הממונה רשאי לשנות ולהוסיף תנאים לחזקה שלא ניתן לצפותם ולהיערך להם.

ד. הנהלת השותף הכללי סוברת כי הכללים שקבע הממונה עשויים להכביד על פעילותה השוטפת של השותפות ויגרמו לעלויות כספיות שוטפות נוספות (העסקת יועצים חיצוניים נוספים, הפקת דוחות חדשים שנדרשים וכו').

כמו כן, אי קבלת אישור הגורמים התכנוניים לתוכנית הפיתוח החדשה שתגיש השותפות (לרבות במקרים שהשותפות עשתה הכל במועד וכנדרש) עשויה להוות עילה לביטול החזקה על ידי הממונה. השותפות רואה בתנאי זה שהציב הממונה דרישה בלתי סבירה בעליל שכן תנאי זה אינו תלוי בשקידה הראויה שבה תבצע השותפות את הפעולות הנדרשות אלא בתוצאות החלטה של גוף שלישי שאין לשותפות כל השפעה על ההחלטות שיקבל. השותפות אינה רואה חשיפה בטווח הקצר מתנאי זה אך ככל ולא ישונה עשויות להיות לו חשיפות בעתיד וזאת לאחר הגשת תכנית הפיתוח החדשה. כמו כן, הדבר עלול להקשות על צירוף משקיעים לחזקה. על אף האמור השותפות תמשיך, בשלב זה, להגיש את התוכניות לאתרי הקידוח הנוכחיים (מגד 5, מגד 6 ומגד 8) לגורמי התכנון לגבי כל אתר בנפרד (כפי שעשתה עד כה) במקצועיות ובהתאם לדרישות.

**ג. תיאור עיקרי ההסכמים עם המשקיע :**

1. ביום 2 בספטמבר 2018 אישרה האספה הכללית את הסכם התפעול והסכם למכירת 40% מהחזקה למשקיע וביום 24 בדצמבר 2018 התקשרה השותפות עם המשקיע בהסכם רכישת נכסים ("APA") וכן בהסכם הפעלה משותפות ("JOA").  
במסגרת ה-APA הוסכם כי המשקיע ישקיע סך של 50 מיליון דולר בשלושה שלבים, כאשר בשלב הראשון יעמיד המשקיע סך של 10 מיליון דולר במועד כניסת ההסכם לתוקפו.  
המשקיע לא העמיד את התשלומים בהתאם להסכם והצדדים חתמו על הסכמי ביניים בד בבד להארכות שנתן הדירקטוריון למשקיע לביצוע התשלומים.
2. הסכם הסיום והפשרה, הסכם הגישור והסכם התפעול החדש  
השותפות חתמה ביום 23 ביוני 2020 על הסכם סיום ופשרה עם המשקיע הכולל, בין היתר, את התנאים הבאים :

ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

ג. תיאור עיקרי ההסכמים עם המשקיע (המשך):

- א. חלקו של המשקיע בחזקה יעמוד על 3.44% (לאחר שהשותפות אימתה את ההשקעות שביצע בחזקה והכירה בסך של 6.1 מיליון דולר ולאחר הפחתת 2 מיליון דולר כפיצוי מוסכם ובתוספת 200 אלף דולר ששילם המשקיע כמפורט בסעיף ב' להלן). דהיינו בגין 4.3 מיליון דולר קיבל המשקיע 3.44% המשקף תשלום של 1.25 מיליון דולר ל-1% בחזקה. בהתאם לכך בוצעו התאמות בדוחות הכספיים להכרה במימוש חלקו של המשקיע בחזקה: כל הסכומים שהתקבלו בפועל ע"י המשקיע בניכוי חלקו של המשקיע בנכס הנפט ובתוספת חלקו של המשקיע בהתחייבויות לסילוק ונטישה הוכרו כרווח הון בהכנסות אחרות.
- ב. בנספח להסכם נקבע מנגנון דילול למשקיע ככל שלא יעמיד את חלקו בהוצאות בהתאם לקריאות לכסף (cash call) מטעם המפעיל, בהתאם לשווי השוק של השותפות בבורסה מייד לפני הקריאה לכסף (כפי שיחול על השותף המוגבל של השותפות).
- ג. כמו כן כולל ההסכם התניית שיפוט בישראל והוראות שגרתיות בהסכמים דומים.

ביום 24 בדצמבר 2020 חתמה השותפות על הסכם גישור עם המשקיע ועם חברת הקידוח (DAFLOG S.R.L). מטרת הסכם הגישור להביא לתשלום החוב של המשקיע לחברת הקידוח ולסילוק כל טענות הצדדים זה כנגד זה ביחס לחוב ולשעבוד מלאי הציוד של השותפות לחברת הקידוח (המשקיע לא שילם באופן שוטף את כל התשלומים עבור פעולות הקידוח שבוצעו באתר מגד 8 בהן היה אמור לשאת וביום 5 באפריל 2020 הוגשה בקשה לאכיפת שעבוד מלאי השותפות ע"י חברת הקידוח). הצדדים הופנו על ידי בית המשפט להליך גישור ובמסגרתו הגיעו להסכמות וחתמו ביום 24 בדצמבר 2020 על ההסכמים הבאים-

#### I. הסכם הגישור

- א. במסגרת הסכם הגישור חתם המשקיע על בקשה להעברת 9.5% מתוך חלקו הרשום בספר הנפט בחזקה (12%) לשותפות כך שחלקו בחזקה יעמוד על 2.5%. בקשה זו הוגשה לממונה וכפופה לקבלת אישורו.
- ב. עוד נקבע כי המשקיע ישלם לחברת הקידוח סך כולל של \$650,000 בפריסה לתשלומים שתסתיים עד חודש מרץ 2021 ויהיה זכאי לאחר ביצוע תשלומים אלו ל-0.52% בחזקה.
- ג. יתרת החוב של המשקיע לחברת הקידוח תשולם על דרך העברה של 1.218% מהזכויות בחזקה שמוחזקות על ידי המשקיע לחברת הקידוח (העברה זו נחשבת כתשלום של המשקיע בגין הוצאות קידוח מגד 8 ולכן תזכה אותו בד בבד לקבלת 1.218% בחזקה מהשותפות);
- ד. עוד נקבע מנגנון התחשבות, לפיו כל העברה של זכויות בחזקה (למעט ההעברה הראשונית של 9.5% מהמשקיע לשותפות כאמור בסעיף (2) לעיל שהוגשה כאמור לאישור הממונה) תירשם "על הנייר" בתיאום של שלושת הצדדים.
- ביום 30 בספטמבר 2021 תבוצע התחשבות סופית ויוגשו בקשות מתאימות לממונה לביצוע העברת הזכויות השונות בין הצדדים, הכפופות לאישורו. נכון למועד חתימת הדוחות טרם

ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

ג. תיאור עיקרי ההסכמים עם המשקיע (המשך):

העבירו הנאמנים (עוה"ד של הצדדים להסכם) את שיעור האחזקות הסופי של כל אחד מהצדדים. השותפות העבירה למשקיע ולחברת הקידוח קריאות לכסף בהתאם למועדים בהם השקיעה כספים בקידוח. המשקיע וחברת הקידוח לא העבירו את חלקם (מלבד קריאה לכסף אחת שהעביר המשקיע). לאחר קבלת ההתחשבות הסופית מהנאמנים בכוונת השותפות לדלל את חלקם של המשקיע וחברת הקידוח בגין אי תשלומים אלו.

## II. הסכם תפעול משותף (JOA)

1. הוסכם על נוסח חדש להסכם התפעול המשותף בהסכם נקבע כי זכויות הצדדים הינם: השותפות (95.282%), המשקיע (2.50%), חברת הקידוח (1.218%) וחברת מילניום (1%). מובהר כי ההסכם כולל הצהרה של השותפות, חברת הקידוח והמשקיע כי הם מחויבים להסכם גם במידה ומילניום לא תחתום על הסכם התפעול. מטרת ההסכם היא לקבוע את הזכויות והחובות ההדדיים של הצדדים בקשר לפעולות בתחומי החזקה. לפי הסכם התפעול החדש, השותפות תשמש כמפעיל של החזקה ותהא זכאית להשתתפות של כלל בעלי החזקה בהוצאות תפעול החזקה, לפי חלקו של כל צד.
2. הסכם התפעול המשותף כולל סעיפים מקובלים וסטנדרטיים בנושאי תפעול החזקה, לרבות הקמת ועדת תפעול וסמכויותיה, תפקידי ואחריות המפעיל, זכויות הצדדים למידע מקובל שמופק על ידי המפעיל, נשיאה בעלויות וקריאות לכסף, הפרות וסעדים בגין אי השתתפות בהוצאות; נטישת החזקה; והגבלות עבירות זכויות בחזקה (לרבות זכות ראשונה לשותפות). עוד נקבע כי המפעיל זכאי להחזר כל ההוצאות שיוציא בקשר למילוי תפקידו כמפעיל בחזקה והפעולות השוטפות הנדרשות ועבור ביצוע ה"פעולות המשותפות" שהוגדרו בהסכם התפעול ככל הפעולות שאותם יבצע המפעיל בהתאם להסכם התפעול (COST). המפעיל ישלח לצדדים קריאות לכסף בהתאם לתוכנית העבודה ובמקרים דחופים גם שלא בהתאם לתוכנית העבודה.
3. הסכם הניהול כולל שמונה נציגים לשותפות בוועדת התפעול, נציג אחד למשקיע ונציג אחד לחברת הקידוח, כח ההצבעה ישקף את האחוזים שיחזיקו הצדדים בחזקה באותו המועד. למשקיע זכות להציע הצעות מסחריות בתחומי פעילות מסוימים (מובהר כי אין בכך חובה על המפעיל לקבל הצעות אלו).
4. ההסכם יעמוד לתוקף ממועד חתימתו ועד (1) מועד פקיעת החזקה ושחרור כל העובדים והציוד וחתימת הצדדים על הסכם סיום (לרבות החלטה משותפת על החזרת החזקה). (2) הודעת השותפות על צירוף משקיע לחזקה או מינוי מפעיל אחר והחלטה על החלפת הסכם התפעול ובתנאי שזכויות המשקיע וחברת הקידוח לא יפגעו.
5. אלא אם כן נקבע אחרת ב-JOA, כל הזכויות והאינטרסים בנכסי הנפט, ברכוש המשותף ובכל הפחמימנים (Hydrocarbons) שיופקו מהם, יהיו בכפוף לתנאי נכסי הנפט והכללים החלים עליהם ובהתאם לשיעורי השתתפות הצדדים בנכסי הנפט. כמו כן, התחייבויות הצדדים על-פי ה-JOA ותנאי נכסי הנפט וכל חבויות והוצאות שהוצאו או נתחייבו על-ידי המפעיל בקשר עם הפעולות המשותפות וכל ההכנסות - יישאו בהם הצדדים, בינם לבין

ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

ג. תיאור עיקרי ההסכמים עם המשקיע (המשך):

עצמם, בהתאם לשיעורי ההשתתפות שלהם בחזקה. כל צד ישלם במועד את חלקו בקריאות לכסף שישלח המפעיל. תשלומים על-ידי צד על-פי ה-JOA אינם שוללים את זכותו לחלוק על אותו חיוב לאחר מכן. כל ההכנסות שיתקבלו ישמשו בראשונה לכיסוי הוצאות המפעיל (COST) ולאחר מכן יחולקו לצדדים לפי שיעור אחזקתם בחזקה. חלוקת הרווחים תהיה בתנאי שיהיו רווחים ראויים לחלוקה.

6. המפעיל יודיע לצדדים 60 יום לפני כל קריאה לכסף. על כל צד להודיע תוך 30 יום האם בכוונתו להשתתף. כל תשלום של קריאה לכסף על ידי הצדדים יהיה כפוף לכך שהקריאה לכסף תתבצע בפועל ושהשותפות תשלם את חלקה. צד שלא ישתתף בקריאה לכסף ולא יתקן זאת בתוך 30 יום ידולל בהתאם לשווי השותפות בבורסה במועד הקריאה לכסף ולאחר הדילול לא ייחשב יותר כצד לא משלם. כמו כן לא יוכל להעביר את חלקו בחזקה כל עוד ייחשב כצד לא משלם.

7. עוד נקבע ב-JOA כי כל עוד יחזיק המשקיע מעל חצי אחוז בחזקה יהיה לו מעמד של ספק שירותים מיוחד ויוכל להציע את שירותיו למפעיל בתחומי מומחיותו (המפעיל יודיע למשקיע 10 ימים מראש על כוונה לקבל שירותים בתחומי מומחיותו) והמשקיע יהיה רשאי להגיש הצעה למתן השירותים. המפעיל ישקול את ההצעה בתום לב בתנאי שרמת ואיכות השירותים תהיה כמקובל בתעשייה ושההתקשרות תיעשה בתנאי ובמחירי שוק בדומה לעסקה עם צד ג' לא תלוי ("arm's length transaction").

החל מיום 1 בינואר 2021 הצדדים יהיו רשאים למכור או להעביר את זכויותיהם בחזקה בכפוף להסכמת ועדת התפעול, שלא תדחה את הבקשה כל עוד נעשתה בהתאם להוראות ההסכם ולמעט במקרים חריגים (זהות הנעבר עלולה לפגוע בחזקה או מתחרה של הצדדים או שלנעבר אין יכולות כספיות מספיקות או בעל עבר פלילי או מוניטין בעייתי). על אף האמור, המשקיע וחברת הקידוח יוכלו לבצע העברות לחברות בנות והמשקיע יוכל להעביר את חלקו לשתי חברות קשורות שצוינו בנספח ההסכם. הצדדים יוכלו לשעבד את חלקם בחזקה בתנאי שיישארו מחויבים לכל האמור בהסכם, שיתקבלו לשעבוד כל האישורים הנדרשים ושהצד המשעבד יודא כי בעל השעבוד מחויב לקיום תנאי ההסכם.

לשותפות ניתנה זכות הצעה ראשונה לכל העברה של מי מהצדדים. עוד נקבע כי כל עוד השותפות תחזיק מעל 80% בחזקה, תוכל לחייב את שאר הצדדים למכור את כל חלקם בחזקה ככל ותתקשר בעסקה למכירת החזקה ובתנאי שהמכירה תיעשה במחיר שווה לכל הצדדים בהתאם לחלקם היחסי.

8. בהסכם נקבעה חובת תשלום תמלוג לשותף הכללי מחלקם של המשקיע וחברת הקידוח באותו השיעור שהשותפות משלמת. כמו כן ה-JOA כולל בין היתר, הוראות הנוגעות לסודיות, אופן נטישת הקידוח, כח עליון, מיסוי נפרד של כל אחד מהצדדים, הדין הישראלי חל על ההסכם וסמכות שיפוט לבית המשפט המחוזי בתל אביב, הוראות כי הצדדים אינם שותפים או מאוגדים יחד, אופן מתן ההודעות, ועוד. בכוונת השותפות לזמן אסיפה כללית לאישור הסכם התפעול המשותף.

ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

ג. תיאור עיקרי ההסכמים עם המשקיע (המשך):

### III. הסכם הנאמנות

1. לצורך הוצאה לפועל של מנגנון ההתחשבנות שבהסכם הגישור בגין החלקים בחזקה שיועברו לכל אחד מהצדדים בעקבות תשלומים שיבצע המשקיע ו/או בעקבות מלאי שרכוש השותפות מחברת הקידוח (ראו בסעיף א(4) לעיל), הוסכם כי עורכי הדין של הצדדים ישמשו כנאמן משותף לביצוע הרישומים הנדרשים במהלך תקופת הסכם הגישור ועד למועד ההתחשבנות הסופית ביום 30 בספטמבר 2021 וכל רישום של פעולה תבוצע בהסכמה מלאה. העברות של חלקים מהחזקה יבוצעו על ידי הנאמנים לאחר סיום ההתחשבנות. נכון למועד חתימת הדו"ח ההתחשבנות טרם בוצעה ע"י הנאמנים.
2. כמו כן נקבע מנגנון יישוב סכסוכים, לפיו אי הסכמה של אחד הצדדים תובא בפני המגשר.
3. העברת הזכויות למשקיע:

#### הבהרת השותפות בעניין העברת חלקים מהחזקה למשקיע ולחברת הקידוח

השותפות והמשקיע העבירו לאישור הממונה בקשה להעברת 9.5% מחלקו של המשקיע לשותפות וזאת מתוך 12% שנרשמו על שמו לאחר חתימת ההסכם בהתאם להנחיית הממונה. בהתאם לאמור לעיל העברת חלקים נוספים מהחזקה למשקיע או לחברת הקידוח תיעשה רק לאחר קבלת החלטת הנאמנים לגבי החלק של כל אחד מהצדדים בחזקה בדרך של הגשת בקשות העברה מתאימות לאישור הממונה על ענייני הנפט ובכפוף לאישורו.

בקשות העברה אלו יהיו בהתאם למנגנון ההתחשבנות כמתואר לעיל ויעברו לאישור הממונה רק לאחר הסכמת כל הנאמנים כאמור לעיל.

השותפות העבירה למשקיע ולחברת הקידוח קריאות לכסף בהתאם למועדים בהם השקיעה כספים בקידוח (בהיקף כולל של כ-1,222 אלפי דולר למשקיע וכ-334 אלפי דולר לחברת הקידוח). המשקיע וחברת הקידוח לא העבירו את חלקם (מלבד קריאה לכסף אחת שהעביר המשקיע בסך של 87.5 אלפי דולר), בהתאם להסכם הגישור תבוצע התחשבנות סופית בגין אי תשלומים אלו וחלקם של הצדדים בחזקה. חלקם של המשקיע וחברת הקידוח בנכס הנפט וההתחייבויות לנטישה חושבו לפי שיעור אחזקתם נכון ליום 31 בדצמבר 2025 בהתאם לקריאות לכסף שהעבירה השותפות כאמור ועומד נכון למועד הדוחות על 0.906% למשקיע ו-0.245% לחברת הקידוח, כך שהשותפות מחזיקה בכ-97.85% מהחזקה. מובהר כי הצדדים טרם הגישו בקשה לעדכון הרישום בספר הנפט בהתאם להחזקות המעודכנות של כל צד כמתואר לעיל ובכוונת השותפות לפעול לעדכון הרישום בספר הנפט לאחר שתבוצע ההתחשבנות הסופית כאמור לעיל.

כמו כן לחברה האוסטרלית Millenum Quest PTY LTD שיעור של אחוז אחד (1%) בחזקה.

ד. עמדת הרשויות בעניין האישורים הנדרשים להפקה מסחרית מכל באר

ביום 30 באפריל 2012 פורסמו ברשומות תקנות הנפט (הרשאה לסטייה מהוראות חוק התכנון והבניה) התשע"ב-2012 (להלן "ההרשאה"). השותפות קיבלה בחודש אוקטובר 2012 אישור לקידוחי מגד 6, 7 ו-8. בהקשר לכך יצוין כי, ביום 20 בדצמבר 2016 קיבלה השותפות מכתב מהממונה לגבי מגד 6 בו נכתב כי: "מבחני ההפקה יימשכו עד לתאריך 31 בדצמבר 2016, לאחר מכן המשך הפקה ניסיונית תתבצע רק לאחר קבלת כלל האישורים הסטטוטוריים הנדרשים".

בעקבות קבלת מכתב זה השותפות פנתה לממונה וליועמ"ש של הוועדה המחוזית בבקשה להבהרות. ביום 6 במרס 2017 התקבל מכתב מהיועמ"ש של הוועדה המחוזית בו הוא מבהיר כי תקנות הנפט יצרו אבחנה ברורה בין שלב החיפוש לשלב ההפקה המסחרית. התקנות מהוות חריג לכלל הדורש הכנת תוכנית וכי חריגה זו אין משמעותה התרת הפקה מסחרית או הרחבת הפקה ואף לא קיום מבחני הפקה ארוכי טווח או הפקה ניצולית ארוכת טווח, מדובר בהרחבה של האישור המקורי שתכליתו חיפוש. ההחלטה לגבי איפיון הפעולה כ"חיפוש" או כ"הפקה" הינה בסמכות הממונה.

השותפות בוחנת בסיוע יועציה את דרכי הפעולה לאור עמדה זו ומכתב הממונה מיום 20 בדצמבר 2016. יש לציין כי בשנים האחרונות מסתמנת מגמה נמשכת של החמרת הרגולציה בכל הקשור לתחום הפעילות של השותפות. למיטב הבנת השותפות, עמדת זו מהווה שינוי לרעה והחמרה של הרגולציה הקיימת ותנאי תקנה 6(א) לתקנות הנפט (הרשאה לסטייה מהוראות חוק התכנון והבניה) התשע"ב - 2012 עליהם הסתמכה השותפות בתוכניותיה. ככל ולא יחול שינוי בעמדה זו הדבר עלול להשפיע לרעה על השותפות ועסקיה ויכולתה לגייס משקיעים ולפתח את שדה מגד (ראו ביאור 3 לעניין קידוח מגד 6).

ביום 16 בינואר 2022 קיבלה השותפות את החלטת הוועדה לתשתיות לאומיות (להלן: "ות"ל") בעניין תת"ל 100 -תכנית למתקנים לשדות קידוחי מי שתיה ומתקנים להעשרת מי תהום (להלן: "תת"ל 100") שנחתמה ביום 12.1.2022 כדלקמן-

הוראות התת"ל 100 שחל על חלקים משטח חזקת ראש העין אינן מסדירות את האפשרות ביצוע קידוחי נפט בשטחים עליהם חלים הוראות התת"ל 100.

השותפות פנתה לוועדה בכתב וכן הופיעה בפניה בבקשה להסדיר את ביצוע קידוחי הנפט בשטח התת"ל 100.

הות"ל החליטה לאמץ את החלטת ועדת המשנה להערות והשגות של הות"ל ולהגיש את תת"ל 100 לאישור הממשלה בכפוף לתנאים שפורטו בהחלטה אך מבלי שנושא הקידוחים הוסדר במפורש.

השותפות פנתה לות"ל בדרישה לקיום דיון חוזר בעניינה וביום 2.2.2022 קיבלה השותפות מענה מהיועצת המשפטית של הות"ל ובה, בין היתר, הובהר כדלקמן-

בהוראות התכנית על שטחים מצויים בתחום מגבלות בנייה ופיתוח ב', ניתן לאשר "תכנית הכוללת בינוי, כיסוי ואיטום פני הקרקע, בתיאום עם יזם תכנית זו ובאישור משרד הבריאות, ובתנאים הבאים:

א. הוכח למוסד התכנון המוסמך לאשר את התכנית המפורטת, כי אין חלופות מתאימות מחוץ לגבולות תכנית זו.

ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

ד. עמדת הרשויות (המשך):

- ב. השטח הבנוי בתכנית אינו עולה על 100 דונם, למעט דרך גישה.
- ג. התכנית אינה כוללת שימושים בעלי פוטנציאל לזיהום מי תהום, אלא במקרים חריגים ומנימוקים מיוחדים, בתנאי שהוכן נספח הגנה על מי תהום וצורפה לו חו"ד רשות המים.
- היועצת המשפטית הבהירה כי על בסיס הוראות אלו, ככל שהשותפות תסבור כי תכנית לקידוח נפט שתחפוץ לקדם ובכלל זאת תכנית למגד 6, עומדת בתנאי הסעיף, וככל שמוסד התכנון אליו תוגש התכנית ישתכנע כי התקיימו כל תנאי הסעיף, לרבות היותה מקרה חריג ומגובה בנימוקים מיוחדים, ניתן יהיה לאשרה.
- כמו כן הבהירה היועצת המשפטית במכתב כי הוראות התכנית אינן חלות על קידוחי מגד 5, מגד 7 ומגד 8.
- בישיבת הממשלה מיום 26.6.2022 אושרה תת"ל 100. בכוונת השותפות לפעול בוועדות התכנון בהתאם לאמור לעיל בהנחיות וההבהרות שהתקבלו מהיועמ"ש של הוועדה לתשתיות לאומיות לגבי הדרכים לקבלת אישור לביצוע קידוחי נפט בשטחי התת"ל 100.

ה. דו"ח הרזרבות

על-פי דוח שהוכן על-ידי Netherland and Sewell & Associates, Inc. (להלן: "NSAI") בחודש מרץ 2026, על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), עתודות הנפט (crude oil) בשדה מגד נכון ליום 31 בדצמבר 2025 המסווגות (1P) Proved Reserves הינן 0 MMBL (חביות), כמות העתודות המסווגות (2P) Probable Reserves+Proved הינן כ- 2,514 MMBL וכמות העתודות המסווגות (3P) Probable Reserves+Proved+Possible הינן כ- 10,353 MMBL. לצורך חישוב שיעור האזילה להפחתת נכס הנפט וכן למועדי הנטישה לצורך עדכון ההפרשות לנטישה בדוחות משתמשת השותפות בקטגוריות 2P לבאר מגד 5 ו- 3P לבארות מגד 6 ו- 8, היות ולא ניתנו רזרבות 2P לבארות מגד 6 ו- 8. ההערכות הנ"ל בדבר עתודות הנפט הינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות של NSAI, אשר לגביהם לא קיימת כל וודאות. ההערכות עודכנו בהתאם להפסקת ההפקה בבאר מגד 5 בשנת 2020. כמויות הנפט שיופקו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטורים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק הנפט ו/או מתנאים מסחריים ו/או כתוצאה מהביצועים בפועל של המאגרים. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט.

**1. קידוח מגד 5:**

באר מגד 5 הפיקה נפט בשפיעה טבעית החל משנת 2011. בשנת 2017 ובשנת 2018 בוצעו בבאר פעולות תיקון בעלות של 2.6 מיליון דולר ו- 2.1 מיליון דולר בהתאמה. החל מיום 31 ביולי 2018 השותפות הפיקה מהבאר (עם כמויות קטנות של מים). החל מאמצע שנת 2019 ניכרה ירידה בהפקה היומית בקצב גדול מבעבר. ביום 1 ביוני 2020 לאחר יממה של חוסר הפקה מבאר מגד 5 הוחלט לסגור אותה על מנת לגרום לבניית לחץ שיאפשר את המשך הזרמת הנפט.

השותפות ביצעה ניסיונות להחזרת ההפקה בשפיעה טבעית ופתחה את הבאר לבחינת ההפקה כאשר נוטרה עליית לחץ בבאר.

מסקנת יועצי השותפות הינה ששכבה b8, ככל הנראה, דוללה ואין טעם מעשי וכלכלי לנסות ולהמשיך להפיק משכבה זו (יצוין כי שכבה זו בלבד הפיקה מעל 1.2 מיליון חביות נפט). יועצי השותפות ממליצים לנסות ולהפיק ממקטעים נמוכים יותר בבאר. יצוין כי בפענוח מחודש של הלוגים של מגד 5 שנעשה בעזרת תוכנות חדישות ומתקדמות (שבהן נעשה שימוש לפענוח הלוגים של מגד 6 בשנה האחרונה) אותרו מספר שברים גדולים יחסית במקטע 6 ובקטעים נמוכים יותר בבאר מגד 5. בכוונת השותפות לאטום את שכבה b8 ולבחון את אפשרויות ההפקה מהמקטעים הנמוכים בבאר לרבות באמצעות ערוצי קידוח וזאת לאחר סיום הפעילות עם ה-Coil Tubing בקידוח מגד 6 ובכפוף להשגת האמצעים הכספיים. מובהר כי להערכת השותפות, ביצוע ערוץ קידוח בבאר מגד 6 הינו פשוט יותר מבחינה טכנית מאשר ביצוע ערוץ קידוח בבאר מגד 5, שכן נדרש לבצע בבאר מגד 5 מספר פעולות מקדימות. גם אם חלילה הפעילות במגד 6 לא תצליח לבסס הפקה יציבה הכוונה להמשיך ולבצע את האופרציה גם במקטעים העמוקים במגד 5 שכן האתגר הגדול ביותר הינו מפגש של ערוץ הקידוח עם שברים טבעיים ברי הפקה

**2. קידוח מגד 6:**

שלב הקידוח בבאר מגד 6 החל ביום 20 ביוני 2013 והסתיים ביום 4 בפברואר 2014. העומק הסופי של הבאר הינו 4,754 מטרים.

במהלך החודשים יולי עד דצמבר 2016 (לסירוגין) ביצעה השותפות מבחני הפקה בקידוח מגד 6. לאחר ביצוע פעולות החירורים והזרקות חומצה החלה השותפות בביצוע מבחני ההפקה בבאר. במהלך השלב הראשון הופקו מהבאר גז, נפט, מים נלווים וכן אמולסיה שהינה תערובת של נפט ומים נלווים. סך הכל במהלך מבחני ההפקה מיום 1 ביולי 2016 ועד לסיום מבחני ההפקה ביום 31 בדצמבר 2016 הופקו (לסירוגין) כ- 45,000 חביות נפט וכ- 7,000 חביות מים נכון ליום 31 בדצמבר 2016 כמות ההפקה מהבאר (במשנק הקטן ביותר שנוסה עד למועד זה) עמדה על כ-400 חביות ליום וכמות המים הנלווים עמדו על כ-25%. ביום 10 בינואר 2021, קיבלה השותפות את אישור הממונה לביצוע קידוח עוקף בבאר מגד 6. השותפות החלה בביצוע תוכנית העבודה באמצעות מגדל הקידוח בבאר מגד 6 לאחר שבבאר בוצעו פעולות הכנה מוקדמות.

מהלך הקדיחה

שלב הקדיחה בפועל בבאר החל ביום 16.3.2021. במהלך הקידוח אירעו מספר תקלות ותפיסות כלים שגרמו במצטבר לעיכוב של כחצי שנה בתוכניות הקידוח ולעלויות נוספות של כ- 7.6 מיליוני דולרים.

ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

ז. קידוח מגד 6 (המשך):

השותפות הגישה ביום 6.12.2023 לבית המשפט המחוזי בתל אביב כתב תביעה בסך של כ-6.8 מיליון דולר נגד חברת הקידוח והמבטחת שלה כמו כן השותפות לא שילמה את החוב לחברת הקידוח ושומרת על זכותה לבצע קיזוז של הנזקים מהתשלומים המגיעים לחברת הקידוח. בהקשר לכך יצויין כי בין חברת הקידוח לבין השותפות קיימות טענות הדדיות לחובות בגין הפעילות בקידוח מגד 6. למיטב הבנת השותפות חברת הקידוח טוענת לחוב של כ-8 מיליון דולר (בהתאם לתחשיבים פנימיים שלטענתה ערכה ושהשותפות טרם קיבלה). עמדת השותפות היא כי החוב נמוך יותר (בדוחות הכספיים נכללה הפרשה של כ-4.7 מיליון דולר בהתאם לתחשיבי השותפות) כמו כן השותפות טוענת לטענות קיזוז בגין נזקים שגרמה חברת הקידוח. ביום 1 בנובמבר 2021 השותפות סיימה את ביצוע שלב הקדיחה בקידוח העוקף בעומק סופי של 4,825 מטרים.

#### פעולות להשלמת הבאר

ביום 10.5.2022 עדכנה השותפות כי ביצעה את פעולות ההשלמה והדיפון של הבאר עד לעומק של- 4,262 מטרים (עומק זה הינו עד לסוף שכבת המוהילה B דהיינו מקטעים a8 ו-b8). לאחר ביצוע הדיפון ובמהלך העלאת הציוד לפני השטח התברר כי הצינור הפנימי שהיקפו קטן יותר העובר בתוך צנרת הדיפון ושמטרתו להזרים את נוזלי הקידוח במהלך האופרציה התנתק. במהלך העלאת הצינור הפנימי לפני השטח התברר כי הצינור הפנימי נתפס ונתקע בצנרת הדיפון/הקייסינג המחוררת (שהותקנה כאמור עד לעומק של 4,262 מטרים) וגם צנרת הדיפון שהותקנה נמשכה לפני השטח. ביום 13.6.2022 עדכנה השותפות כי הצליחה לרדת עם המקדח עד לתחתית בור הקידוח והשותפות התקינה צנרת דיפון לא מחוררת מעומק של כ-3,950 מטרים ועד לעומק של כ-4,250 מטרים דהיינו בשכבת המוהילה B (מקטעים b8 ו-a8 המאופיינים בסלעי חרסיות הפחות יציבים). בשל קשיים טכניים החליטו יועצי השותפות כי אין טעם לנסות ולדפן גם את מקטע 7 (והחלק העליון של שכבת המוהילה A). בדיקות לחץ בתחתית צנרת הדיפון שהותקנה עד לעומק של כ-4,250 מטרים, הראו כי קיימת אטימה מלאה בין שכבות המוהילה B לשכבות המוהילה A במאגר. עם ביצוע בדיקות אלו והתקנת הדיפון עד לעומק של 4,250 מטרים סיימה השותפות את פעולות השלמת החלק התחתון של הבאר (completion). ביום 12 באוגוסט 2022 סיימה השותפות גם את השלמת החלק העליון של הבאר.

#### ערוץ הקידוח:

ביום 13.3.2023 קיבלה השותפות את אישור הממונה לביצוע מבחני ההפקה בהתאם לשינויים המבוקשים. ביום 11 באפריל 2023 החלה השותפות בביצוע ערוץ הקידוח במגד 6. השותפות קדחה את ערוץ הקידוח בתוך שכבות המטרה עד לעומק של 4,560 מטרים. הקידוח נעשה בתוך שכבות סלע קשה מסוג דולמיטט ובוצע בקצב איטי מהמתוכנן. כמו כן ראשי הקידוח שבאתר נשחקו והקצב הואט. להערכת יועצי השותפות לא היה טעם להמשיך את ערוץ הקידוח עם ראשי

הקידוח שבאתר והיה צורך להביא ארצה ראש קידוח נוסף. השותפות ציינה כי הפעילות עד לאותו שלב והעובדה שנקדחו כ-330 מטרים בתוך שכבת הדלומייט הקשה, מביאה למסקנה כי ערוצי הקידוח הינם פתרון ישים. ניתן יהיה להשתמש בטכניקה זו לביצוע ערוצי קידוח נוספים במגד 6 (ככל ויידרש) וכן במגד 5 ובקידוחים עתידיים של השותפות באמצעות ה-Coil Tubing הגדול שהינו בבעלות השותפות. הפעולות להמשכת ערוץ הקידוח אופיינו בקדיחה איטית. לאחר קדיחה של כ-30 מטרים אובחן חוסר יציבות בבור הפתוח. לאחר התייעצות עם יועצי השותפות הוחלט למשוך לפני השטח את הציוד לביצוע ערוץ הקידוח (ראש המקדח נשבר ונותר בבאר).

**בדיקות ותחזיות שהתקבלו מחברת Schlumberger והתוכניות להמשך הפעולות בבאר**

השותפות קיבלה מחברת Schlumberger מודל גאו-מיכני תלת מימדי חדש על סמך כל תוצאות קידוחי המעקפים במגד 6 ומגד 5, הלוגים השונים והמידע שנצבר. מטרת הביצוע של המודל הגיאומיכני הינה, בין היתר, לקבוע את כיוון הביצוע של ערוצי הקידוח במגד 6 ובמקטעים הנמוכים במגד 5 בין היתר על סמך הממצאים שנאספו בקידוחים השונים, כדי לנסות למקסם את ההפקה. כמו כן המודל יאפשר הבנה טובה יותר של הכוחות השונים הפועלים בתת הקרקע ולתכנן ערוצי הקידוח תוך שמירה על יציבות הבור בהתחשב בכוחות השונים.

כמו כן, Schlumberger ביצעה Feasibility Study, על בארות מגד 6 ומגד 5 (לבדיקת כל האספקטים הנדרשים לביצוע האופרציה) כשעל סמך הבדיקות הם הכינו טיוטות תוכניות לקידוח הערוץ במגד 6 וכן למגד 5. התוכנית הינה לבצע את ערוץ הקידוח מהחלון שנקדח בעומק כ-4,220 מטרים בבאר מגד 6, לאחר שתבוצע פעולות הזרקת מלט בחלק העליון של הבאר, כשהמטרה לבצע את ערוץ הקידוח מעומק של כ-4,250 מטרים בזווית 35 מעלות ובאזימוט 35 לאחר מכן הציוד יועבר למגד 5. ביום 16.9.2024 קיבלה השותפות הודעה מ-Schlumberger כי חטיבת אירופה פעלה לשריון הציוד הנדרש מחטיבת המזרח התיכון אך, כאמור לעיל, ברגע האחרון הוארך השימוש בערכת הציוד שיועדה לשותפות. Schlumberger מדגישה במכתבה כי הודעה זו התקבלה בהפתעה ולמעשה היוותה אכזבה גדולה לחטיבת אירופה ולשותפות. לאור האמור, חטיבת אירופה צריכה להשאיל ערכה מושלמת וצוותי עבודה מחטיבת המזרח התיכון ומאחר והערכות משוריינות לעבודה בשנה הקרובה. השותפות בחנה אפשרויות נוספות של ספקי שירות אחרים לביצוע האופרציה, בעזרתו של קן סטנלי.

1. לאחר תאריך הדו"ח על המצב הכספי, ביום 12 בפברואר 2026 קיים הדירקטוריון ישיבה בהשתתפות קן סטנלי בה נדונו ההצעות שהתקבלו מהחברות הבאות:

- 1.1 Schlumberger
- 1.2 H2Oil עם מעטפת חברות (WSG) עבור פעילות ה-CT וחברה צפון אמריקאית עבור פעילות הקידוח הזוויתי (BHA)
- 1.3 הצעה נפרדת של ANTECH עבור הקידוח הזוויתי (BHA)

ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

ז. קידוח מגד 6 (המשך):

בהמלצת קן סטנלי והנהלת השותפות הוחלט לשלב 2 הצעות כמפורט להלן ולהורות למנכ"ל, לקן סטנלי ולדח"צ משה פולט לקדם את המו"מ לגבי הצעות אלו מתוך מטרה להגיע להסכמי ביצוע בטווח הזמן המהיר ביותר. ההסכמים הסופיים יאושרו ע"י הדירקטוריון.

ביום 3 במרץ 2026 חתמה השותפות על הסכמים עם חברת H2OIL לקבלת כל מעטפת השירותים הנלוות לאופרציה (לרבות נוזלים, צמנט, מקדחים, צוותים מקצועיים, שירותי פיקוח באתר, הכנת תוכנית בטיחות, ייעוץ מקצועי, סיוע לקן סטנלי וכדומה) וכן לרכישת ה-Coiled Tub והכבל הנדרשים לביצוע ערוצי הקידוח במגד 6 ובמגד 5 (חברת WSG שביצעה עבור השותפות את פעילות המבחנים בקידוח מגד 6 בשנת 2016 תבצע את פעילות ה-CT) כמו כן, נחתם הסכם עם חברת ANTECH עבור הקידוח הזוויתי (BHA).

פרוט מבנה הפעילות:

1. עלות הפעילות הכוללת מבוססת על משך זמן קידוח של 75 ימי עבודה - 30 יום לאופרציה במגד 6 ו-45 יום לאופרציה במגד 5 ובנוסף על כ-30 ימי הובלה של הציוד הלוך וחזור בסיום הפעילות. העלות הינה כמפורט להלן:

א. עלות השירותים הנלווים של חברת H2OIL וצוותי העבודה הינם כ-6.6 מיליון דולר, התשלומים לחברה יהיו בהתאם לאבני דרך שנקבעו בהסכם וישולמו מראש לפני ביצוע כל אחד מהשלבים, לא נדרש תשלום מקדמה בשלב זה.

ב. עלות שירותי הקידוח הזוויתי הינם כ-2.6 מיליון דולר. על מנת לשריין את הציוד השותפות שילמה מקדמה בסך 300 אלף דולר מתוך הכספים המופקדים אצל הנאמן. שאר התשלומים יהיו בהתאם לאבני דרך שנקבעו בהסכם וישולמו מראש לפני ביצוע כל אחד מהשלבים. השותפות נדרשת לשלם 282 אלף דולר נוספים בעוד 4 שבועות כחלק מהמקדמה.

ג. עבור עלות רכישת ה-CT והכבל הינם כ-370 אלף יורו (הליך ייצור והובלת ה-CT ארצה צפוי להימשך כ-4 חודשים ועל מנת להתחיל זאת במידי השותפות שילמה מקדמה בסך 270 אלף יורו מתוך הכספים המופקדים אצל הנאמן). השותפות נדרשת לשלם 100 אלף יורו נוספים בעוד 45 יום.

עלות הפעילות המפורטת לעיל, כולל הובלת הציוד לאתר הינה כ-10 מיליון דולר. יצוין כי הצעה זו המגלמת שילוב רכיבים מתוך כלל ההצעות שנבחנו, הינו נמוך משמעותית מהצעת חברת Schlumberger הקודמת בה נקב סכום של 15.7-17.8 מיליון דולר. זאת ועוד, ההצעה העדכנית שהעבירה חברת Schlumberger הציגה מחיר גבוה בהרבה ועמדה על כ-27-32 מיליון דולר.

ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

ז. קידוח מגד 6 (המשך):

2. עלויות נוספות של השותפות - הכנת אתרי הקידוח, רכישת ציוד, הוצאות שוטפות וחובות שמועד פירעונם הגיע:

א. עלויות הכנת אתרי הקידוח לפעילות ורכישת ציוד וחומרים ישירות על ידי השותפות עבור הפעילות וההוצאות השוטפות של השותפות עד לפעילות ובמהלכה, הינם כ - 3.2 מיליון דולר.  
ב. חובות השותפות שהגיע מועד פירעונם הינם בסכום של כ - 1.8 מיליון דולר.

3. הוצאות בלתי צפויות- בתקציב הפעילות הדירקטוריון אישר לתקצב סעיף להוצאות בלתי צפויות של כ- 20% מהעלויות בסכום של כ-3 מיליון דולר

4. לוחות הזמנים המתוכננים להגעת הציוד והצוותים ארצה לביצוע ערוצי הקידוח כמתוכנן, הינם בסוף הרבעון השני של 2026 והפעילות צפויה להתבצע בעזרת השם בתחילת הרבעון השלישי.

5. מימון- השותפות פועלת להשגת המימון הנדרש כמפורט לעיל. בהקשר לכך יובהר כי כ-600 אלפי דולר שהופקדו אצל הנאמן שימשו לתשלומי המקדמות כמפורט לעיל. כמו כן, נותר סכום לגיוס של כ- 7.5 מיליון דולר מהגדלת ההון שאישרה האסיפה ביום 13.6.2024 (השותפות תשאף לבצע את ההנפקות בהתאם להחלטה זו במספר הנפקות קטנות יחסית בהתאם לאבני הדרך ולתשלומים הנקובים בהסכמים). השותפות תבחן את האפשרויות העומדות בפניה להשלמת המימון הנדרש בסכום מוערך של כ- 9-10 מיליון דולר. מובהר כי בהסכמים שנחתמו עם החברות המפורטות לעיל לביצוע האופרציה, השותפות תדרש לשלם מקדמות ותשלומים מראש שייתכן ולא יוחזרו ככל ולא יושג המימון הנדרש לעמידה בהסכמים. יחד עם זאת, התשלומים מחולקים לפי שלבי הביצוע השונים ומותנים בהתקדמות הפעילות.

6. ההסכמים כוללים הוראות נוספות בנושאים שונים, בין היתר, ביטוחים (בהסכם עם ANTEC נקבע כי סכום של 399 אלפי דולר ישולם לפני תחילת הפעילות וישמש כביטוח לציוד הקידוח הזווייתי), מיסוי, אחריות ושיפוי, סודיות, מקרים של כח עליון (לרבות דרישות בטיחות באתרים לאור המצב הבטחוני), בריאות ורווחה, הגנת הסביבה, בוררות ועוד.

7. התוכנית שתשמש לביצוע האופרציה, מבוססת על התוכנית שהוכנה על ידי חברת Schlumberger, אשר ביצעה גם מודל גיאומיכני תלת מימדי והעבירה לשותפות תחזית הפקה וכן ביצעה בדיקת היתכנות של הפעילות כמפורט לעיל.

8. מר קן סטנלי ישמש כמנהל האופרציה והקידוח. השותפות התקשרה בהסכם עם קן סטנלי למינויו כמנהל הפרויקט, האופרציה והקידוחים בחזקת "מגד" (בדגש על אתרי מגד 5 ו-6), במסגרתו יהיה אמון על ניהול ספקי השירות, השלמת תוכניות העבודה ופיקוח מקצועי, תוך סמכות למינוי צוות הנדסי שעלויותיו יושתו על השותפות. תנאי ההתקשרות קובעים כי שירותיו ותגמולו של סטנלי – אשר הוגדרו בתעריפים מופחתים ובתקרת תשלום של שלושה חודשים לכל שלב (הכנה וביצוע) – יחלו עם ההודעה

**ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):**

**ז. קידוח מגד 6 (המשך):**

על סיכום מול חברת שירותי אופרציה, כאשר לשותפות מוקנית אופציה להארכת המינוי לשני קידוחים נוספים למשך שלוש שנים. בהתאם להסכם, חברת Texas Energy LLC תצורף כצד להסכם התפעול המשותף ותקבל 5% מהזכויות בחזקה (אשר יופחתו ל-2.5% ככל שסטנלי לא יכהן בקידוחים הנוספים), תוך מתן פטור ל-Texas-מהוצאות האופרציה הראשונית בלבד. ההסכם כולל מנגנוני סיום בהודעה מוקדמת, פגיעה בגין התמשכות האופרציה מעל שנתיים, והוראה להשבת מלוא הזכויות לשותפות במקרה של ביטול עקב הפרה יסודית. יצוין כי מר קן סטנלי סייע רבות באיתור החברות לביצוע האופרציה, בניהול המו"מ איתם ובאיפיון הצרכים והציודים לכך. ניהול האופרציה ע"י מר סטנלי יאפשר עבודה רציפה 24/7 במהלך האופרציה.

במהלך ישיבת הדירקטוריון שאישרה את ההסכמים ציינו הדירקטורים אפי איתם וארז וינר כי להערכתם חתימה על ההסכמים היא האפשרות היחידה של השותפות להתקדם (לאחר תקופה ארוכה) וכי יש לראות בכך הישג במצב הנוכחי, בשותפות ובמדינה. לכן, עמדתם הוצגה לפיה נכון להתקדם על פי ההסכמים שהושגו, על אף שישנם אתגרים וסיכונים בהשגת המימון. כמו כן, החתימה על ההסכמים ותוכניות השותפות לביצוע ערוצי הקידוח בהתאם לתוכנית שהוכנה על ידי חברת Schlumberger, תוכניות שיוגשו (לאחר ביצוע העדכונים הנדרשים של לוחות הזמנים) לאישור הממונה, עשויים להקל על צירוף משקיע מהותי לשותף הכללי. משקיע שיסייע בהשלמת המימון לאופרציה וכניסתו עשויה לשנות את מבנה השליטה והניהול של השותפות.

**ח. קידוח מגד 8**

ביום 26 באוגוסט 2019 החל השלב הראשון בקידוח מגד 8 - שלב הקדיחה האנכית, לאחר שהתקבל אישור הממונה לשלב זה. ביום 8 בינואר 2020 הסתיים השלב הראשון בתוכנית הקידוח של באר מגד 8. בשלב הראשון נקדחה הבאר לעומק של 2,050 מטרים ובבאר בוצעו עבודות דיפון וביטון וכן אטימה זמנית של הבאר. השותפות תפעל לאיתור והזמנת מגדל קידוח לביצוע שלב בקדיחה האלכסונית בקידוח מגד 8 (בכפוף להשגת האמצעים הכספיים).

ביום 27 ביולי 2021 קיבלה השותפות את החלטת הוועדה המחוזית כי ככל ומבחני ההפקה בקידוח מגד 6 לא יושלמו בהצלחה בתוך 6 חודשים התכנית שהגישה השותפות לאתר מגד 8 תדחה. בשל העיכובים בביצוע מבחני ההפקה בקידוח מגד 6 (ראו בסעיף ז' לעיל) התוכנית נדחתה והשותפות קיבלה הבהרה מהוועדה כי ניתן יהיה להגיש תכנית חדשה לאתר מגד 8 לאחר שמבחני ההפקה בקידוח מגד 6 יסתיימו בהצלחה.

**ט. התוכנית השנתית שהגישה השותפות לממונה**

בהתאם לתנאי החזקה השותפות מגישה לממונה תוכנית שנתית בכל שנה חלק מהפעולות בתוכנית השנתית תלויות אחת בשניה כך שעייכוב בפעולה אחת גורם לעייכוב בפעולה השניה. בהתאם לתוכנית

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025 (באלפי דולר)**

**ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):**

ט.(המשך):

השנית האחרונה שהוגשה לממונה בכוונת השותפות (בכפוף להשגת האמצעים הכספיים וחתימה על הסכמים עם חברות השירות) לבצע את האופרציה במגד 6 ברבעון השני ואת האופרציה במגד 5 ברבעון השלישי וקידוח נוסף (מגד 8 או קידוח חדש) בשנה הבאה. תוכנית פיתוח השדה תוגש חצי שנה מסיום מבחני ההפקה במגד 6. כמו כן מעדכנת השותפות במצב הסטטוטורי של הבארות ובהתקדמות בקבלת האישורים מהוועדות. ההנחות לעיל ביחס ללוחות הזמנים, לעלויות ולביצוע הפעולות המתוכננות, מבוססים על הערכות יועצי השותפות, על ביצוע הפעולות ללא תקלות או עיכובים בלתי צפויים, ועל הערכות והשערות שנתקבלו מיועצי השותפות. ההערכות וההשערות הנ"ל הינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות שלגביהן לא קיימת כל וודאות והן עשויות להתעדכן בהמשך עם התקדמות הקידוחים ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מקשיים בהשגת המימון הנדרש, ממצאים שיתקבלו בהמשך האופרציה, מתקלות, עיכובים בלתי צפויים, מתנאים תפעוליים, תנאי שוק, עיכובים בשל המצב הבטחוני, תנאים רגולטורים ועוד.

**ביאור 4 - חייבים ויתרות חובה:**

הרכב:

<u>31.12.2024</u>	<u>31.12.2025</u>	
30	74	מוסדות – מס ערך מוסף
122	268	הוצאות מראש
8	6	אחרים
<u>160</u>	<u>347</u>	

**ביאור 5 - פקדונות בבנק לזמן ארוך:**

<u>31.12.2024</u>	<u>31.12.2025</u>	
2,550	2,558	פקדונות בבנק משועבדים (ראה ביאור 13ג)

הפקדונות נושאים ריבית שנתית בשיעור 4.3%

**ביאור 6 - הלוואות למימון הפעילות השוטפת:**

חברת הנאמנות מעבירה את כספי ההנפקה לשותפות בהתאם לתנאים המפורטים בתשקיף ובקיזוז עמלות ההנפקה. לעיתים השותפות נזקקת להלוואות גישור לצורך מימון הפעילות השוטפת עד לגיוס מימון. חברת הנאמנות מעניקה הלוואות לשותפות במקרה הצורך כאמור. להלן פירוט הלוואות הגישור שקיבלה השותפות במהלך שנת 2025 מחברת הנאמנות וטרם נפרעו, ששימשו לתשלומים לספקים והוצאות שוטפות, לפרעון הלוואות מצדדים שלישיים ולמימון פעולות האופרציה:

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**ביאורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025 (באלפי דולר)**

**ביאור 6 - הלוואות למימון הפעילות השוטפת (המשך):**

פרטים	קרן הלוואה		מלווה
	בדולר	בש"ח	
הלוואת גישור שניתנה לשותפות עד לקבלת מימון		ש 30,000	חברת הנאמנויות
הלוואת גישור שניתנה לשותפות עד לקבלת מימון		ש 3,000	חברת הנאמנויות
הלוואת גישור שניתנה לשותפות עד לקבלת מימון		ש 200,000	חברת הנאמנויות
הלוואת גישור שניתנה לשותפות עד לקבלת מימון	246,000		חברת הנאמנויות
	-	ש 233,000	סה"כ
	\$ 246,000	\$ 73,040	סה"כ במטבע הצגה

**ביאור 7 - נכסי נפט וגז:**

**הרכב:**

יתרה מופחתת	הפחתה שנצברה	עלות	שיעור הפחתה שנתי %	
<b>ליום 31 בדצמבר 2025:</b>				
-	9,071	9,071	*	הוצאות פיתוח באר "מגד 5"
638	753	1,391	6-15	רכוש קבוע**
1,909	-	1,909		מלאי ציוד***
<u>2,547</u>	<u>9,824</u>	<u>12,371</u>		
<b>ליום 31 בדצמבר 2024:</b>				
-	9,071	9,071	*	הוצאות פיתוח באר "מגד 5"
801	5,461	6,262	6-15	רכוש קבוע
1,938	-	1,938		מלאי ציוד***
<u>2,739</u>	<u>14,532</u>	<u>17,271</u>		

\* מופחת לדוח על רווח או הפסד בשיעור שנקבע מדי שנה על בסיס כמות הפקת נפט בפועל ביחס לסך העתודות המוכחות והצפויות כפי שהוערכו על ידי מומחה. השינוי ביתרת העלות המופחתת שנצברה בתקופת הדוח בה לא הייתה הפקה נובע מהפחתת עתודות המוכחות כפי שהוערכו ע"י מעריך הרזרבות.

\*\* בשנת 2025 ביצעה השותפות רישום מחדש של כל נכסי הרכוש הקבוע כך שנכסים אשר הופחתו במלואם ואינם קיימים או אינם ברי שימוש, נגרעו מרשימות הרכוש הקבוע (ההליך לא שינה דבר בעלות המופחתת של הנכסים).

\*\*\* ציוד המשמש בעיקר לפעילות קידוח ומבחני הפקה. הציוד שנקנה אינו מופחת לאורך זמן אלא נרשם בנכס הנפט עד לשימוש בו, ואז עלות הציוד בו נעשה שימוש עוברת לרווח והפסד. בשנים קודמות בוצעו הפרשות לירידת ערך לציוד אשר הסבירות לשימוש בו נמוכה בהתאם לחוות הדעת שהתקבלה מאת הצוות המקצועי של השותפות. יתרת ההפרשה ליום 31 בדצמבר 2025 מסתכמת לסך של כ- 1,165 אלפי דולר.

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025 (באלפי דולר)**

**ביאור 8 - הלוואות מצדדים קשורים:**

**א. הרכב:**

31.12.2024	31.12.2025	
1,548	1,770	הלוואה שקלית מנאות דקלים
10,710	12,133	הלוואות מזהב ירושלים ומשפחת בן-דוד
9	319	הלוואות מחברת הנאמנויות
7,293	8,742	הלוואות מהשותף הכללי בשקלים ודולרים
<u>19,560</u>	<u>22,964</u>	
(13,483)	(15,626)	בניכוי חלויות שוטפות והלוואות שסווגו לזמן קצר לאור אי עמידה באמות מידה פיננסיות
<u>6,077</u>	<u>7,338</u>	

**ב. פירוט הלוואות:**

להלן טבלאות המפרטות את תנאי ההלוואות השונות שניתנו לשותפות מהשותף הכללי, בעלי השליטה בו וחברות בבעלותם (מובהר כי כתוצאה מהפסקת הפקת הנפט השותפות אינה פורעת באופן שוטף את ההלוואות הללו ולא נתקבלה דרישה להעמדתן לפרעון מיידי):

השותף הכללי	סכום הלוואה בשקל	סכום הלוואה בדולר	מטבע	תנאי החזר	תאריך קבלת הלוואה	ריבית	יתרה באלפי דולר ליום 31.12.25	סיווג
1		1,000,000	\$	36 תשלומים	מרץ-16	ללא ריבית	905	זמן קצר
2		550,000	\$	36 תשלומים	ספט-16	ללא ריבית	501	זמן קצר
3		1,300,000	\$	בהתאם ליכולת פרעון	ספט-17	ללא ריבית	1,186	זמן ארוך
4	6,970,000		₪	בהתאם ליכולת פרעון	דצמ-17	ללא ריבית	1,664	זמן ארוך
5	2,086,000		₪	בהתאם ליכולת פרעון	מרץ-18	ללא ריבית	628	זמן ארוך
6	3,599,000		₪	בהתאם ליכולת פרעון	מאי-18	ללא ריבית	1,000	זמן ארוך
7	1,462,000		₪	בהתאם ליכולת פרעון	יול-18	ללא ריבית	386	זמן ארוך
8	368,500		₪	בהתאם ליכולת פרעון	יול-18	ללא ריבית	98	זמן ארוך
9	2,218,839		₪	בהתאם ליכולת פרעון	נובמבר-21	ללא ריבית	613	זמן ארוך
10	3,919,989		₪	בהתאם ליכולת פרעון	מרץ - 23	ללא ריבית	1,058	זמן ארוך
11	200,000		₪	בהתאם ליכולת פרעון	מרץ - 23	ללא ריבית	58	זמן ארוך
12	640,000		₪	בהתאם ליכולת פרעון	מרץ - 23	ללא ריבית	192	זמן ארוך
13	239,600		₪	בהתאם ליכולת פרעון	אפריל - 23	ללא ריבית	67	זמן ארוך
14	1,299,410		₪	בהתאם ליכולת פרעון	פברואר-25	ללא ריבית	386	זמן ארוך
<b>סה"כ</b>	<b>23,003,338</b>	<b>2,850,000</b>					<b>8,742</b>	

**ביאור 8 - הלוואות לזמן ארוך מצדדים קשורים (המשך):**

**ב. פירוט הלוואות (המשך):**

ביום 3 בפברואר 2025 התקבלה החלטה בדירקטוריון לאשר גיוס מבעלי המניות בשותף הכללי בהיקף של 1.3 מיליון ש"ח לפי שווי חברה של 10 מיליון דולר (לפני הכסף). כל בעל מניות בשותף הכללי יהיה רשאי להודיע תוך 7 ימים לאחר קבלת ההחלטה באסיפה הכללית של השותף הכללי על השתתפותו בהקצאה (ההחלטה אושרה באסיפת השותף הכללי מיום 27.2.2025 טוביה לוסקין וארץ ומלואה התנגדו להחלטה). בשלב זה משפחת בן דוד העבירה (בשל הצרכים הדחופים) לשותפות את סכום הלוואה בסך 1.3 מיליון ש"ח והודיעה כי כל בעל מניות יוכל להשתתף בחלקו ואם לא יעשה כן משפחת בן דוד או החברות מטעמה יהיו זכאים להקצאת המניות בגין חלקו. כספים אלו ניתנו לשותפות בהלוואה מזכה שאינה נושאת ריבית ותנאיה הינם בהתאם לתנאי הלוואות הקודמות מהשותף הכללי (דהיינו שלהלוואה לא נקבע מועד פירעון והיא תיפרע מתזרים פנוי של השותפות ממכירת נפט).

על פי תקני ה-IFRS הטבה מבעל שליטה (כגון הלוואות בעלים בתנאים מועדפים - ריבית אפס או נמוכה משמעותית מהשוק) מוכרת כ"קרן הונית" (השקעת בעלים) ולא כהכנסה בדוח רווח והפסד. הטבה זו משקפת השקעה של בעל השליטה בישות המדווחות, המגדילה את ההון העצמי, ומייצגת את ההפרש בין הסכום הנומינלי לשווי ההוגן. הלוואות השותף הכללי שניתנו לשותפות ללא ריבית וכן הלוואות מצדדים שלישיים שניתנו לשותפות בעקבות ערבות אישית שהעמידו בעלי השליטה בשותף הכללי לטובת השותפות, מוצגות בספרים בניכוי קרנות ההטבה שנזקפו לקרנות הון כאשר יתרת הלוואה מקודמת כנגד הוצאות ריבית עד לערכה המקורי לאורך השנה.

ריבית	תאריך לקיחת הלוואה	תנאי החזר	ריבית צבורה על יתרת קרן באלפי דולר	יתרת קרן בלתי מסולקת באלפי דולר	סכום הלוואה בשקל	נאות דקלים
נושאת ריבית בשיעור 8.25% בתוספת בגין פיגורים בשיעור 5%	מרץ-15	32 תשלומים. כל היתרה מוצגת כחלות שוטפת לאור אי עמידה בהחזרים.	2,416	1,770	20,000,000	

מובהר כי בהסכם הלוואה נקבעו התניות הפיננסיות הבאות שהשותפות אינה עומדת בהן - הון עצמי מתואם מינימאלי: ההון העצמי המתואם של השותפות לא יפחת מסך של שישה (6) מיליון דולר.

יחס מכירה: היחס בין תזרים ההכנסות נטו לבין התשלום הצפוי (קרן וריבית) לא יפחת מ- 1.3 . נאות דקלים לא הודיעה לשותפות על דרישתה לפרעון מוקדם של הלוואה על אף אי עמידתה בהתניות הפיננסיות ואי תשלום הפרעונות השוטפים.

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025 (באלפי דולר)**

ביאור 8 - הלוואות לזמן ארוך מצדדים קשורים (המשך):

ב. פירוט הלוואות (המשך):

סיווג	ריבית	תאריך קבלת הלוואה	תנאי החזר	יתרה במאזן באלפי דולר ליום 31.12.25	סכום הלוואה בדולר	סכום הלוואה בשקל	זהב ומשפחת ירושלים וכן דוד
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור 4.1779%. יתרת הלוואה מסווגת בדוחות השותפות לזמן קצר ומוצגת בתוספת הריבית לשלם.	יולי -17	48 תשלומים	136		345,000	1
זמן קצר, בשל אי עמידה בתנאי פרעון	נושאת ריבית בשיעור פריים + 2%	יולי - 22	B2B מול הלוואה מבנק 168 תשלומים חודשיים.	2,536		8,088,444	2
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	פברואר - 24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	1,321		4,898,374	3
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	מרץ -24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	1,724		5,500,000	4
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	ספטמבר - 23	B2B מול הלוואת בלון מבנק	4,235		13,509,000	5
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	ינואר-24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	277		759,497	6
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	פברואר-24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	198		550,000	7
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	מרץ-24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	126		350,000	8
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	אפריל-24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	57		160,000	9
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	מאי-24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	175		490,000	10
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	יוני-24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	105		295,000	11
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	יולי-24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	337		962,000	12
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	אוגוסט-24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	126		362,000	13
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	ספטמבר-24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	523		1,656,823	14

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025 (באלפי דולר)**

זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	אוקטובר-24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	129		375,000	15
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 1.7%	נובמבר-24	B2B מול הלוואת בלון מבנק	62		163,000	16
זמן קצר	נושאת ריבית בשיעור פריים + 2%	מאי - 25	B2B מול הלוואת בלון מבנק	66		200,000	17
				12,133		38,664,138	סה"כ

**ג. הלוואות מצדדים שלישיים**

כמו כן להלן פירוט ההלוואות שהתקבלו מצדדים שלישיים כנגד ערבויות אישיות של בעלי השליטה ובמועד הדו"ח טרם נפרעו-

תאריך קבלת ההלוואה	ריבית	תנאי החזר	יתרה במאזן באלפי דולר ליום 31.12.25	יתרת קרן הלוואה בשקל
דצמבר 24	15%	פרעון ביום 29.03.26	116	500,000
דצמבר 24	15%	פרעון ביום 29.03.26	39	400,000
מרץ 24	10%	נפרעה ביום 02.02.26	56	324,500
יוני - דצמבר 25	14%	פרעון ביום 31.10.26	1,411	4,500,000
		סה"כ	1,622	5,724,500

**ביאור 9 - ספקים ונותני שרותים:**

**הרכב:**

31.12.2024	31.12.2025	
842	872	ספקים בארץ
294	417	ספקים בחו"ל
4,847	4,886	הוצאות לשלם
<u>5,983</u>	<u>6,174</u>	

**ביאור 10 - זכאים ויתרות זכות:**

31.12.2024	31.12.2025	
158	202	המחאות לפרעון
159	156	מוסדות
110	147	צד קשור נאמנויות
128	158	עובדים ומוסדות בגין שכר
2,884	4,100	ריבית לשלם לצדדים קשורים
348	469	הוצאות לשלם
<u>3,787</u>	<u>5,232</u>	

**ביאור 11 - התחייבויות תלויות והתקשרויות:**

א. על פי הסכם השותפות המוגבלת, השותף הכללי יהיה זכאי ל-0.01% מההכנסות וישא ב-0.01% מההוצאות וההפסדים של השותפות המוגבלת. בנוסף לכך יהיה השותף הכללי זכאי לתשלומים וישא בהוצאות כדלקמן:

1) ביום 20 באוגוסט 2020 אישרה האספה הכללית של בעלי היחידות תיקונים בהסכם השותפות המוגבלת לרבות הפחתת תמלוג העל לשותף הכללי, הפחתת החוב הצבור בגין תמלוג העל, חלוקת רווחים עתידיים, מינוי מפעיל, מינוי וועדת תפעול, מינוי מנכ"ל, הוראות לגבי החזקה ושימוש בכספי ההנפקה ועוד.

בהסכם המתוקן נקבע כי התמלוגים שיקבל השותף הכללי יהיו בשיעורים הבאים -

א. עד להחזר השקעה לשותף המוגבל בסך 42 מיליון \$ תמלוג העל לא ישולם ויעמוד על 0%.

ב. מתחילת השנה שהחזר השקעה לשותף המוגבל יעמוד על מעל 42 מיליון \$ - ישולם תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 3% מפי הבאר (בהתאם לתחשיב לפיו ישולם התמלוג למדינה, השותפות תפעל להפחתת תחשיב התמלוג למדינה לרבות בדרך של פניה לבית המשפט והתחשיב הסופי שיקבע יחול גם על תחשיב התמלוג לשותף הכללי).

ג. לאחר החזר השקעה של 84.5 מיליון \$ ועוד סך ההנפקות שתבוצענה מיום 30 ביוני 2020 ואילך ישולם תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 5% מפי הבאר (בהתאם לתחשיב לפיו ישולם התמלוג למדינה כאמור לעיל).

ד. השותף הכללי יהיה זכאי לתמלוג על נוסף של 4% מפי באר (בהתאם לתחשיב לפיו ישולם התמלוג למדינה כאמור לעיל) ובלבד שבאותה שנה יחולק לשותף המוגבל סכום כפול מכך (8% מפי הבאר כרווחים). מובהר כי ככל ולא יצטברו מספיק כספים בשנה קלנדארית לתשלום תמלוג העל הנוסף באופן מלא, תמלוג העל לא ישולם (לרבות באופן יחסי) והיתרה תחולק לשותף המוגבל. לא תהיה צבירה משנה לשנה מהכספים שלא חולקו.

ה. התמלוג לשותף הכללי ישולם מחלק השותפות בלבד בהתאם לחלקה לאחר הכנסת המפעיל.

ו. דמי הניהול החודשיים בסך 22 אלפי דולר לשותף הכללי (המשקפים תשלום שנתי של 264 אלף דולר) לא ישולמו אם תמלוג העל באותה שנה קלנדארית יהיה מעל פי 3 מהתשלום השנתי.

בכל הנוגע להכנסות שיופקו משטח חזקת ראש העין I/11 והכנסות שיופקו מנכסי נפט אחרים שיהיו לשותפות (ככל ויהיו) סדר החלוקה של הרווחים העתידיים (ככל ויהיו) יהיה כמפורט להלן-

1. תמלוג העל הצבור: יקטן מסך של כ-20 מיליון דולר לסכום של 9 מיליון דולר וישולם לשותף הכללי רק לאחר החזר ההשקעה למשקיע בחזקה והחזר בסך של 84.5 מיליון דולר + סך ההנפקות שתבוצענה מיום 30 ביוני 2020 ואילך לשותף המוגבל (נכון למועד הדו"ח הסכום הנוסף בגין ההנפקות שבוצעו עומד על סך של כ-41.3 מיליון דולר).

2. החזר מלוא ההשקעה לשותף המוגבל: להחזר ההשקעה לשותף המוגבל (מעבר ל-84.5 מיליון דולר + סך ההנפקות שתבוצענה מיום 30 ביוני 2020 ואילך), יתווסף 10 מיליון דולר, כך שסך החזר ההשקעה לשותף המוגבל יסתכם ב-94.5 מיליון דולר כאשר בכל מקרה הסכום הכולל שיוחזר בש"ח לא יפחת מהערך השקלי שהושקע על ידי הציבור בכל ההנפקות שבוצעו עד כה (להלן: "מלוא ההשקעה לשותף המוגבל").

**ביאור 11 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):**

**א. (המשך):**

3. חוב תמלוג העל הצבור לשותף הכללי: חוב זה לאחר החזר השקעת השותף המוגבל בסך של

84.5 מיליון דולר + סך ההנפקות שתבוצענה מיום 30 ביוני 2020 ואילך, יחל תשלום תמלוג

העל הצבור לשותף הכללי (9 מיליון דולר), וכן החזר יתרת ההשקעה לשותף המוגבל

המשלימה למלוא ההשקעה (יתרת ה- 10 מיליון דולר כמתואר בסעיף 2 לעיל). תשלומים אלו

ישולמו ביחס שווה (פרי-פסו), עד למיצוי תשלום תמלוג העל הצבור ועד למיצוי מלוא החזר

ההשקעה לשותף המוגבל (10 מיליון דולר). ככל שהשותפות תקבל אשראי בנקאי/ הלוואות

ו/או תנפיק אגרות חוב חלוקת הרווחים תיעשה תוך התחשבות בפירעונות העתידיים הצפויים

שיידרשו לשירות החוב.

**(2)** במתווה ההסדרה בין השותף הכללי לשותף המוגבל נקבע בין היתר כי חלף דמי הניהול להם היה

השותף הכללי זכאי עד למתווה, יהיה השותף הכללי זכאי לדמי ניהול בסך של 22,000 דולר ארה"ב

(בתוספת מע"מ) לחודש שיושלמו כדמי ניהול בסיסיים.

נכון ליום הדוח על המצב הכספי, יתרת ההפרשה עומדת על סך של כ- 626 אלפי דולר ונובעת

מתשלומים בגין דמי ניהול שטרם שולמו. בשנת 2024 עמדה היתרה על סך של כ- 647 אלפי דולר.

בהסכם השותפות החדש נקבע כי-עד למינוי מפעיל חיצוני כאמור, השותף הכללי ימשיך להיות

מוגדר כמפעיל, ויעשה זאת תוך ויתור על דמי המפעיל בסך 4.5%, וזאת עד לכניסת מפעיל בפועל

אשר לאחריו דמי המפעיל יסוכמו מול המפעיל החדש ובאישור אספת מחזיקי היחידות. בהקשר

לכך יצוין כי החל מחודש אוגוסט 2023 השותפות אינה מפרישה ואינה משלמת את דמי הניהול

מכיוון שהם כפופים לאישור האסיפה הכללית בכל שלוש שנים (האישור האחרון הסתיים בחודש

אוגוסט 2023) וטרם הובאו לאישורה.

**ב.** על פי הסכם השותפות המוגבלת יהיה הנאמן (השותף המוגבל) זכאי ל - 99.99% מההכנסות של

השותפות המוגבלת וישא, בכפוף להגבלת אחריותו (עד לגובה הסכומים שיכניס להון השותפות

המוגבלת), ב - 99.99% מההוצאות וההפסדים של השותפות המוגבלת.

**ג.** על פי הסכם השותפות המוגבלת, התקשרה השותפות בחוזה לביטוח אחריותם של נושאי משרה בשותף

הכללי בשל כל פעולה שיעשו בתוקף היותם נושאי משרה בשותף הכללי. גבול האחריות לפי פוליסת

הביטוח הינו עד 5 מיליון דולר.

**ד.** ביום 29 בפברואר 2000, נחתם הסכם בין השותפות המוגבלת לבין חברה אוסטרלית MILLENIUM

QUEST PTY LTD. (להלן: "מילניום") לפיו בתמורה לסך של 100,000 דולר אשר שולם לשותפות

המוגבלת, העבירה לה השותפות המוגבלת זכות השתתפות (Working Interest) בשיעור של אחוז

אחד (1%) ברישיון ראש העין 224 מערב (אשר החל מחודש אפריל 2004 הוחלף לחזקה I/11). מנהל

הקידוחים בעבר ניהל חלק מהפעולות בבאר מגד 6 הינו דירקטור ובעל מניות במילניום. על פי החלטת

דירקטוריון השותף הכללי מיום 30 בנובמבר 2005 מילניום הייתה פטורה מתשלום חלקה בהוצאות עד

לאחר השלמת קידוח מגד 5. לאחר סיום שלב הקידוח, ביום 15 בינואר 2010 האריך השותף הכללי

את הפטור גם לתקופת המבחנים. בין השותפות לבין מילניום נחתם ביום 21 באפריל 2013, הסכם

שענינו בהסדר שלפיו בגין התקופה שהחלה ביוני 2011 ועד סיום הקידוח שיבוצע אחרי קידוח מגד 6

**ביאור 11 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):**

**ד. (המשך):**

(מילניום זכאית להפסיק את ההסדר קודם לכן) לא תהיה מילניום זכאית, בתקופת ההסדר, להשתתף בהכנסות (לרבות הכנסות שכבר נצברו לזכותה) ולא תהיה חייבת להשתתף בהוצאות.

השותפות פנתה מספר פעמים למילניום בדרישה כי תשלם את חלקה בהוצאות קבועות בחזקה (בשונה מהוצאות בקידוחים) אך מילניום סירבה לשלם. יצוין כי מדובר בסכום של כ-24 אלפי דולר והשותפות שומרת על זכויותיה בעניין זה.

לעמדת השותפות הזכויות לנשיאה בהוצאות של מילניום היו קיימות כל עוד שימש נציג מילניום מר פיטר דוואייר כמנהל הקידוחים (מר דוואייר אינו עובד או מספק שירותים לשותפות החל משנת 2015). ללא קשר לנשיאה בהוצאות, על מילניום לשלם את חלקה בגין תשלום ההוצאות הקבועות בחזקה.

מתוך רצון כן של השותפות להגיע להסדר עם מילניום ברוח טובה ומתוך מטרה שלא לעכב את ההסכמים שנחתמו עם המשקיע, השותפות לא פעלה למימוש זכויותיה נגד מילניום והתמקדה בפעולות להחזרת החזקה וגיוס ההון הנדרש לביצוע קידוח עוקף במגד 6.

השותפות פנתה למילניום בדרישה כי תשלם את חלקה בגין ביצוע הקידוח העוקף במגד 6 שכן לעמדת השותפות מדובר בקידוחים חדשים מעבר לשני הקידוחים בהם קיבלה מילניום פטור בהתאם להסכם משנת 2013. מילניום סירבה להעביר את חלקה בטענה כי קידוח מגד 8 לא הסתיים ולפיכך הוראות ההסכם משנת 2013 לנשיאה בהוצאות עדין חלות.

השותפות תבחן את המשך דרכה ואת האפשרויות העומדות בפניה לשמירה על זכויותיה. השותפות אינה רואה חשיפה מהותית גם במקרה שמילניום לא תשלם את חלקה המסתכם ב-1% מההוצאות.

**ה. זכויות השותפות בנכסי נפט וגז:**

**(1) חזקת ראש העין**

שטר החזקה I/11 ראש העין התקבל בחודש אפריל 2004 למשך 30 שנה החל מיום 1 באפריל 2002 עם אפשרות להארכה לתקופה נוספת של 20 שנה. החזקה משתרעת על פני שטח של 243 קמ"ר. שטר החזקה ניתן בכפוף להוראות חוק הנפט תשי"ב 1952 ובכפוף לתנאים כפי שפורטו בשטר החזקה, שעיקרם הגשת תוכנית לפיתוח והפקה בפועל משטח החזקה.

**(2) רישיון מכבי – רישיון שפקע**

רישיון מכבי התקבל בחודש יוני 2006 לתקופה של 3 שנים. הוא משתרע על שטח של כ- 110 קמ"ר. בישיבת מועצת הנפט שהתקיימה ביום 15 בינואר 2013 המליצה המועצה לשר להוסיף חלק משטח רישיון מכבי לחזקת ראש העין בהתאם לסעיפים 48 ו- 49 לחוק הנפט. כמו כן, לשם עמידה במגבלות השטח הקבועות בחוק, המליצה המועצה לגרוע שטח בגודל דומה מחזקת ראש העין. השטח שעליו הומלץ כי יתווסף לחזקת ראש העין, הינו שטח שהומלץ מבחינה גיאולוגית בהתאם לעמדת גורמי המקצוע והוועדה המקצועית (ולא כל השטח שהתבקש מלכתחילה על ידי השותפות). השותפות טרם קיבלה את החלטת השר בעניין ואת היקף השטחים שיוחלפו כאמור. ביום 9 בדצמבר 2014 התקבל מכתב מאת הממונה על ענייני הנפט בו הוא מודיע על פקיעתו של רישיון מכבי 330/ וכי הרישיון פקע ביום 15 ביוני 2013. עמדת השותף הכללי והנהלת השותפות הינה כי, בקשתם להחלפת שטחים שאושרה עקרונית על ידי מועצת הנפט אמורה להיות מאושרת על ידי

**ביאור 11 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):**

**ה. זכויות השותפות בנכסי נפט וגז (המשך):**

השר. בכוונת השותפות לפעול יחד עם המפעיל, ככל שימונה, מול הממונה לקבלת האישור האמור. למיטב ידיעת השותפות, בחודש אפריל 2017 פרסם הממונה מודעה בעניין בקשה לרישיון חיפוש נפט המשתרעת בחלקה על שטח רישיון מכבי, השותפות פנתה לממונה בנדון, ובתשובת הממונה הובהר כי במידה ומועצת הנפט תמליץ לו על הענקת הרישיון, גבולותיו ישונו כך שלא תחול חפיפה עם מאגר מגד.

**1. תביעות:**

(1) בהתאם לפסיקת בית המשפט המחוזי, נקבע כי הליך ההיפרדות בין בעלי המניות בשותף הכללי יתבצע במתכונת של התמחרות במעטפות. על פסיקה זו הוגש ערעור לבית המשפט העליון מטעם מר לוסקין, במסגרתו התבקש בית המשפט להורות כי ההיפרדות בין הצדדים תבוצע בדרך של רכישה כפויה של מניותיו בשותף הכללי. בהמשך לאמור ביום 31.7.2025 התקבל פסק דינו של בית המשפט העליון הדוחה את הערעור ובו נקבע כי ההתמחרות תיעשה בשיטת המעטפות בבית המשפט המחוזי. לאחר תאריך הדו"ח על המצב הכספי, ביום 28 בינואר 2026 ניתן פסק דין של בית המשפט המחוזי מרכז-לוד (כבוד השופטת ה. סילש) שניתן בעקבות הליך ההתמחרות שהתקיים בבית המשפט הוחלט, בין היתר, כדלקמן-  
בהליך ההתמחרות הוגשה ע"י ראש העין חיפושי נפט בע"מ (חברה בבעלות משפחת בן דוד ושמואל בקר להלן "ראש העין") הצעה המשקפת 149 דולר לכל מניה שמחזיק מר לוסקין (דהיינו 29,134 דולר לכל אחוז בשותף הכללי) ומר לוסקין לא הגיש הצעה מטעמו.  
בית המשפט הורה על זכיית ראש העין בהליך ההתמחרות ובכפוף לביצוע התשלום של כ-1.23 מיליון ש"ח בתוך כ-30 יום על העברת המניות של מר לוסקין לראש העין. השותפות מבקשת להבהיר כי השווי בהליך ההתמחרות משקף את ציפיות הצדדים בהתאם להערכותיהם הסובייקטיביות, מערכת היחסים ביניהם, ההליך המשפטי שנמשך מעל עשר שנים, היקף ההלוואות והערבויות של משפחת בן דוד ועוד ואין לראות בהן הערכות שווי של השותף הכללי ואו השותפות.

(2) ביום 24.11.2025 התקבלה על ידי השותפות בקשה לגילוי מסמכים לפני הגשת תביעה נגזרת אשר הוגשה לבית המשפט המחוזי בירושלים (להלן: **הבקשה**).  
הבקשה הוגשה על ידי בעלי היחידות ארנון שוב, אדי דיאמנט, חיים אמר ויחזקאל גולדברג אליאס (להלן יחד: "המבקשים"), במסגרת הבקשה, בית המשפט התבקש לעשות שימוש בסמכותו לפי סעיף 198 א לחוק החברות וסעיף 65 לפקודת השותפויות ולהורות לשותפות למסור לעיון המבקשים מסמכים כמפורט בבקשה (המסמכים שהתבקשו נוגעים בעיקר לדיונים, מו"מ, התכתבויות וכל תיעוד אחר הנוגעים למינוי מנכ"ל ומפעיל וכן הליך המשפטי בין בעלי המניות בשותף הכללי).  
לאחר תאריך הדו"ח על המצב הכספי ביום 15 בפברואר 2026 הגישה השותפות תשובה לבקשה, במסגרתה דחתה את טענות המבקשים ועמדה בהרחבה על הפעולות הרבות שננקטו על ידה ביחס להסכם השותפות, וכן עמדה על היעדר הבסיס המשפטי לבקשה. טרם נקבע מועד לדיון בבקשה.

**ביאור 11 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):**

**1. תביעות (המשך):**

**3) כתב תביעה מספקי שירות של חברת הקידוח**

ביום 6 ביולי 2023 השותפות קיבלה כתב תביעה מספקי שירות (חברת נוף ים ביטחון בע"מ וחברת טל ים ניהול וייזום פרויקטים הנדסיים בע"מ- להלן: "החברות") של חברת הקידוח (חברת דפלוג אס.אר.אל בע"מ אשר ביצעה את שלב הקידוח במגד 6). לטענת החברות לחברת הקידוח נותר חוב כלפיהן בסך של כ- 1,987 אלפי ₪ (כ- 537 אלפי דולר) בגין שירותים לוגיסטיים ואחרים שסיפקו לה במהלך הפעילות בקידוח במגד 6.

התביעה הוגשה נגד חברת הקידוח והשותפות צורפה כנתבעת נוספת בטענה (המוכחשת ע"י השותפות מכל וכל) כי השותפות הסכימה לשאת בכל התחייבות של חברת הקידוח כלפי החברות. לעמדת יועציה המשפטיים של השותפות, לשותפות טענות טובות כנגד התביעה, ובכלל זאת כי טענת התובעות לפיה השותפות ערבה לחובות דפלוג הינה טענה מופרכת וחסרת בסיס, זאת לאור שטענת התובעות נסמכת במלואה על טיוטת הסכם בלתי חתומה שצורפה לכתב התביעה אשר ממילא אינה קובעת ערבות כלשהי מצד השותפות, ואף נקבע בה מפורשות כי לתובעות לא תהא זכות תביעה כנגד השותפות. ביום 2 בפברואר 2024, הגישה חברת הקידוח כתב הגנה בו אישרה את טענת התובעות לעצם החוב, אך טענה כי השותפות חבה בסכום התביעה. בנוסף לכך הגישה חברת הקידוח הודעה לצד ג' כנגד השותפות בעילה זהה.

מעבר לעמדת השותפות כי היא אינה חבה סכום כלשהו לחברות האמורות, כאמור בביאור 3 לעיל השותפות טוענת לחוב של חברת הקידוח כלפיה ואף הגישה תביעה נגדה. להערכת יועציה המשפטיים של השותפות לאור זאת שטרם נשמעו ראיות הצדדים, אין באפשרותם להעריך את סיכויי.

**2. תמלוג למדינה:**

בחוק הנפט, התשי"ב-1952 נקבע, כי בעל חזקה, כמשמעות המונח בחוק, ישלם למדינה תמלוג בשיעור של שמינית אחת מכמות הנפט שהופקה משטח החזקה ונוצלה, לפי שווי השוק של הבאר למעט כמות הנפט שהשתמש בה בעל החזקה בהפעלת שטח החזקה, אך בכל מקרה לא יפחת התמלוג מתמלוג מינימלי שנקבע בחוק. בהקשר לכך יצויין כי השותפות פנתה מספר פעמים בכתב ובעל פה לממונה וציינה כי תשלומי התמלוג בשיעור של 12.5% משולמים "תחת מחאה". לעמדת השותפות בחישוב שיעור התמלוג למדינה לא באה לידי ביטוי דרך החישוב הנכונה, בעיקר לעניין הניכוי מהתמורה המתקבלת (לצורך חישוב "השווי על פי הבאר") של הוצאות (מעבר להוצאות הנדרשות להבאת הנפט על פי הבאר) כמו הוצאות ההובלה והוצאות לשכירת מיכל האחסון שבהן נשאה השותפות. כמו כן משרד האנרגיה סרב להפחית את עלויות הטיפול במים בתחשיב התמלוג של הנפט שהופק ממגד 6 והשותפות נאלצה לשלם גם את התמלוג המלא בגין ההפקה המעורבת במים ממגד 6 "תחת מחאה". בשנת 2020 מנהל אוצרות הטבע במשרד האנרגיה פרסם הנחיות לאופן חישוב שווי התמלוג על פי הבאר בקשר לזכויות נפט בים, הכוללות הכרה בהוצאות אלו ואף בהוצאות נוספות. השותפות סבורה שיש לכלול הכרה בהוצאות אלו גם לגבי הפקה ביבשה. השותפות פנתה שוב בעניין זה לממונה. משרד האנרגיה העביר לשותפות דו"ח שכותרתו "ביקורות נאותות התמלוגים" שבוצע ע"י משרד רוה"ח מטעמו מסקנות הדו"ח כוללות, בין היתר, אי הכרה בכל עלויות האחסון, בהנחה על מחיר מכירת הנפט, בעלויות האיזוי ובעלויות הטיפול במים. כמו כן נטען בדו"ח כי בהתאם למדיניות אגף התמלוגים (למיטב ידעת השותפות מדיניות זו מעולם לא פורסמה) עלויות הובלה ואחסון, מוכרות לפי הוצאה בפועל עם תקרה של הוצאות נורמטיביות בשיעור

**ביאור 11 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):**

**ז. תמלוג למדינה (המשך):**

שלא יעלה על 5% ממחיר המכירה. טענה נוספת בדו"ח הינה כי שווי התמלוג המגיע למדינה בגין הגז שנשרף בתהליך הפקת הנפט עומד על כ-1.75 מיליון דולר. בהתאם לאמור נכתב בדו"ח כי הפרש לתשלום בין חישוב הביקורת לתשלומים ששילמה השותפות הינו כ-1.7 מיליון דולר. השותפות לא קיבלה כל דרישת תשלום בגין סכום זה מעבר לטענה שנכללה בדוח בהקשר זה. השותפות דוחה מכל וכל טענות אלו ובמכתב שנשלח מטעמה נטען כי דו"ח הביקורת כולל מסקנות שגויות ומניח מספר הנחות יסוד אשר פשוט אינן נכונות ו/או מבוססות כלל, לרבות: ביחס למתודולוגית הבדיקה, לפתיחה 'מחודשת' של תשלומי עבר, להנחות שגויות בדבר פינוי מים, שיעור ההכרה בעלויות 'הכרה באידוי', למחיר הנפט בפועל ולגבי הפקת הגז. מעבר להנחות השגויות הנ"ל השותפות גם פירטה את טענותיה נגד קיזוז חלק מעלויות האחסון בסכום כולל של כ-970 אלפי דולר. השותפות ביקשה לקיים ישיבה עם הממונה בנדון, נכון למועד חתימת הדוחות הישיבה טרם התקיימה.

**ח. חברת הקידוח**

השותפות חתמה ביום 7 בספטמבר 2020 על חוזה קידוח עם חברת DAFLOG SRL חברת קידוחים הרשומה ברומניה. בין חברת הקידוח לבין השותפות קיימות טענות הדדיות לחובות בגין הפעילות בקידוח מגד 6. למיטב הבנת השותפות חברת הקידוח טוענת לחוב של כ-8 מיליון דולר (בהתאם לתחשיבים פנימיים שלטענתה ערכה ושהשותפות טרם קיבלה). עמדת השותפות היא כי החוב נמוך יותר (בדוחות הכספיים נכללה הפרשה של כ-4.7 מיליון דולר בהתאם לתחשיבי השותפות ודרישות התשלום שקיבלה) השותפות הגישה ביום 6.12.2023 לבית המשפט המחוזי בתל אביב תביעה בגין הנזקים שנגרמו לה. כמו כן השותפות לא שילמה את החוב לחברת הקידוח ושומרת על זכותה לבצע קיזוז של הנזקים מהתשלומים המגיעים לחברת הקידוח. לפרטים על הסכם הגישור והסכם התפעול שחברת הקידוח צד להם ראו בביאור 3ג לעיל.

**ט. חתימה על הסכם למינוי קן סטנלי כמנהל הפרוייקט ומנהל האופרציה והקידוחים של השותפות**

בהמשך להחלטת האסיפה הכללית מיום 13.6.2024, השותפות חתמה ביום 28.11.2024 על הסכם (המבוסס על עקרונות מכתב כוונות שנחתם ואושר ע"י האסיפה) עם חברת Texas LLC Energy בו נקבע, בין היתר, כדלקמן-

א. קן סטנלי ימונה לתפקיד מנהל הפרוייקט ומנהל האופרציה והקידוחים בפרוייקט מגד. המינוי נכנס לפועל עם חתימת ההסכם אך השירותים בהתאם להסכם והתשלומים בגינם יחלו בפועל כאשר השותפות תודיע כי סיכמה עם חברת שירותים לביצוע האופרציה או מוקדם יותר בהודעה של השותפות).

ב. קן סטנלי יפעל למינוי מנהל קידוח עם ניסיון בערוצי קידוח שיפקח על הפעילות באתרים וכן (ככל ויהיה צורך) מהנדס קידוחים מנוסה שיעזור בתכנון וביצוע ערוצי קידוח במגד 6 ובמגד 5 שהשותפות תישא בעלות העסקתם.

ג. בהסכם ובנספח שצורף לו הוגדרו תפקידיו של קן סטנלי במסגרת תפקידו כמנהל הפרוייקט והקידוחים (לרבות השלמת התוכניות בהתאם לתוכניות הראשוניות שהכינה חברת Schlumberger, ניהול המגעים עם החברות וספקי השירות לצורך ביצוע האופרציה ופיקוח וניהול הקידוחים).

**ביאור 11 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):**

**ט.(המשך):**

ד. קן סטנלי יהיה זכאי לתשלום של שלושה חודשים בזמן ההכנות לביצוע ערוצי הקידוח (ככל שתקופת ההכנות תארך מעל שלושה חודשים לא ישולם תשלום נוסף בגין תקופה זו) וכן לתשלום של שלושה חודשים בזמן ביצוע האופרציה (ככל שתקופת האופרציה תארך מעל שלושה חודשים לא ישולם תשלום נוסף בגין תקופה זו). התעריפים שישולמו לקן סטנלי בתקופות אלו נמוכים מהמקובל בתעשייה ומהתעריפים אותם שילמה השותפות למנהלי הקידוח הקודמים.

ה. לשותפות יש אופציה לדרוש כי קן סטנלי יכהן כמנהל הקידוחים גם בשני קידוחים נוספים שתבצע השותפות בתעריפים המופחתים שנקבעו במכתב הכוונות. האופציה ניתנת למימוש לתקופה של שלוש שנים מסיום האופרציה במגד 6 ובמגד 5.

ו. השותפות תעביר ל- Texas Energy LLC Energy 5% מהחזקה רק לאחר תחילת האופרציה בפועל. ככל שהשותפות תבקש לממש את האופציה ולבקש כי קן סטנלי יכהן כמנהל הקידוחים גם בשני הקידוחים הבאים, וקן סטנלי לא יכהן כמנהל הקידוחים בשני קידוחים נוספים (מעבר למגד 5 ומגד 6) יופחת האחוז בחזקה ל-2.5% Texas Energy LLC תצורף כצד להסכם התפעול המשותף של השותפים בחזקה.

ז. Texas LLC Energy לא תשתתף בהוצאות האופרציה הראשונה בלבד שתבוצע בהתאם לתוכנית העבודה הראשונית לביצוע ערוצי הקידוח במגד 6 ובמגד 5 שהוכנה ע"י Schlumberger. לאחר האופרציה הראשונה תישא Texas LLC Energy בכל ההוצאות בגין חלקה בהתאם להסכם התפעול המשותף לרבות שני הקידוחים הנוספים וגם בגין פעולות אופרציה נוספות ככל ויבוצעו במגד 6 ובמגד 5. ח. לכל צד אפשרות לבטל את ההסכם בהודעה של שלושה חודשים מראש. כמו כן ככל ותקופת האופרציה במגד 6 ובמגד 5 או בשני הקידוחים הבאים (בהתאם לאופציה כאמור בסעיף ה לעיל) תימשך מעל שנתיים ההסכם יבוטל. ככל וההסכם יבוטל ע"י השותפות בשל הפרה מהותית של ההסכם כל הזכויות בחזקה יוחזרו לשותפות.

יצוין כי למר קן סטנלי (שהאישור להעביר לו עד 5% מהחזקה בהתאם להסכם אושרו באסיפה הכללית ברוב של מעל 75%) ניסיון רב של מעל 40 שנה בניהול קידוחים ולמיטב ידיעת השותפות מר קן סטנלי היה חלק מרכזי בצוות המוביל של חברת נובל אנרג'י אשר אחראי על פיתוח וניהול שדות הגז שהתגלו מול חופי ישראל – מארי B, תמר, לויתן ואפרודיטה בקפריסין. השותפות סבורה שמינוי גורם מקצועי בכיר ומנוסה לתפקיד מנהל הקידוחים של פרויקט מגד וכאחראי לביצוע האופרציה הקרובה של ערוצי הקידוח במגד 6 ובמגד 5 ושני קידוחים נוספים אשר למעשה ישמש דה פקטו כ"מפעיל" בפרויקט מהווה גורם משמעותי להצלחת הפרויקט. השותפות רואה במינוי של מר סטנלי לתפקיד מנהל הקידוחים שלב ראשון במינוי מפעיל כאמור בהסכם השותפות. עוד יובהר, כי בכפוף לתוצאות פעולות האופרציה במגד 6 ובמגד 5 בכוונת השותפות לשקול את מינוי חברת LLC Texas Energy שבבעלות קן סטנלי לתפקיד המפעיל בצורה רשמית וזאת לאחר קבלת אישור הממונה למינוי.

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025 (באלפי דולר)**

ביאור 12 - גרעון בהון השותפות:

א. ההרכב:

31 בדצמבר 2024		31 בדצמבר 2025		
סך הכל	סך הכל	משקיעים אחרים*	השותף הכללי	בעלי היחידות
124,419	125,605	100	13	125,492
(151,189)	(158,109)	-	(16)	(158,093)
(26,770)	(32,504)	100	(3)	(32,601)

\* מייצג את זכות ההשתתפות (Working Interest) של חברת מילניום בשיעור של 1% בחזקה I/11 ראש העין (ולא זכות בהון השותפות עצמה).

ב. לתאריך הדו"ח על המצב הכספי, קיימות 308,357,649 יחידות רשומות בנות 1 ש"ח כל היחידות רשומות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ. בשנת הדיווח הונפקו 25,930,076 יחידות חדשות בעקבות הנפקת יחידות ומימוש כתבי אופציה.

ביאור 13 - מגבלות חקיקה:

א. הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט:

ביום 6 בפברואר 2014 פרסם הממונה, בהתאם לסעיף 57 לחוק הנפט, הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט. ביום 17 בספטמבר 2014 פרסם הממונה הנחיות מעודכנות על פיהן, בין היתר:

1. בחזקות נפט הממונה יקבע את גובה הערבות הבנקאית שתופקד, אך בכל מקרה גובה הערבות לא יפחת מסך של 1,500 אלפי דולר בגין חזקה ביבשה.
2. הערבויות האמורות יעמדו בתוקפן גם לאחר פקיעת הזכות שבשלה ניתנו, כל עוד לא הודיע הממונה שאין צורך בהן, אולם לא יותר מ-7 שנים לאחר שפקעה הזכות האמורה. במקרה של אי עמידה בהוראות ההנחיה, הממונה יהיה רשאי לחלט ערבות שהומצאה וכן יהיה רשאי לראות בכך אי עמידה בתוכנית העבודה. נכון ליום 31 בדצמבר 2025 הפקידה השותפות ערבות בהיקף של 2.5 מיליון דולר בגין החזקה. בפרסום הני"ל כלל הממונה גם דרישות בדבר ביטוחים שיש לערוך לרישיונות קיימים ביבשה וכן לחזקות. הממונה דרש כי אחת לשנה ימציא בעל הזכות לרישיון ו/או בחזקה תמצית של פוליסות ביטוח.

ב. שעבודים וערבויות:

1. להבטחת התחייבויות השותפות המוגבלת למדינה ולרשות מקרקעי ישראל שועבדו פקדונות בבנקים המשמשים להבטחת ערבויות בנקאיות שניתנו על ידי הבנקים בסך כולל של 2,550 אלפי דולר.
2. השותפות העמידה את השעבודים הבאים לחברת נאות דקלים בקשר עם הלוואה שניתנה על ידה (ביאור 8 לעיל):

- א) כל זכויות השותפות, הקיימות והעתידיות, בהתאם להסכם עם חברת פז בתי זיקוק אשדוד מיום 1 בדצמבר 2013 כפי שיתוקן ו/או יעודכן מעת לעת בקשר למכירת נפט ממגד 5;
- ב) שני חשבונות בנק של השותפות (הכוונה לחשבונות מיוחדים שפתחה השותפות לצורך יישום שטר הנאמנות) בהם יופקדו הכנסות השותפות מקידוח מגד 5 (וכן מקידוח מגד 6, ככל שיגיע

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025 (באלפי דולר)**

ביאור 13 - מגבלות חקיקה (המשך):

ב. שעבודים וערבויות (המשך):

לשלב הפקה מסחרית) וכן כריות ביטחון לתשלומי ההלוואה, מובהר כי נכון למועד הדו"ח אין כספים בחשבון הכרית; (ג) שעבוד, הנחות בדרגה רק לזכויות משכיר מיכל אחסון הנפט של השותפות ובהחרגת מלאי קבוע מסוים, של מלאי הנפט של השותפות המאוחסן במיכל האחסון; (ד) זכויות השותפות, כפי שיהיו מעת לעת, לקבלת הכנסות בגין מכירת נפט ממגד 5 וממגד 6.

ביאור 14 - צדדים קשורים ובעלי ענין:

א. בסעיפי הדוח על המצב הכספי נכללות יתרות של צדדים קשורים כדלהלן:

31.12.2024	31.12.2025	ביאור	
			התחייבויות:
343	453	10	הפרשה לשכר מנכ"ל
19,560	22,964	8	הלוואות שהתקבלו לרבות חלויות שוטפות
2,884	4,100	10	ריבית לשלם בגין הלוואות שהתקבלו
110	466	10	חברת הנאמנויות
647	626	2א11	דמי ניהול לשותף הכללי

לשנה שהסתיימה ביום

ב. יתרות רווח והפסד:

31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	ביאור	
152	-	-	ג16	דמי ניהול לשותף הכללי (בעל השליטה בשותפות)
40	48	110	ג16	שכר מנכ"ל*
63	83	48	ג16	בטוח דירקטורים בשותף הכללי
2,554	3,713	4,280	ד16	הוצאות ריבית על הלוואות מצדדים קשורים

\* השותפות מכירה בהוצאות שכר למנכ"ל בהתאם לתקנות החברות (הקלות בעסקאות עם בעלי עניין), תש"ס 2000, בגובה השכר הממוצע במשק עבור כל חודש שבו כיהן בתפקיד זה החל מיום 1 בינואר 2017.

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**  
**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025 (באלפי דולר)**

**ביאור 15 - היבטי מיסוי:**

**א. מעמד השותפות וכללי המיסוי:**

השותפות פועלת תחת אישור נציב מס הכנסה משנת 1993 ובהתאם לתקנות חישוב המס בחיפושי נפט (התשמ"ט). תוצאות המס של השותפות (הכנסות והפסדים) מיוחסות ישירות לשותפים בהתאם לסעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע, ולפיכך הדוחות הכספיים אינם כוללים מסים על הכנסה.

**ב. תנאים לעמידה בתקנות ובהנפקות מדף:**

השותפות עומדת בתנאי נציבות מס הכנסה, שעיקרם:

- שימוש במלוא תמורת ההנפקות לחיפושי נפט ופיתוח בתוך 5 שנים.
- יחס הוצאות: לפחות 50% מהוצאות השותפות השנתיות יסווגו כהוצאות חיפוש ופיתוח. הוצאות התפעול השוטף לא יעלו על שליש מכלל הוצאות החיפוש והפיתוח (בבחינה תלת-שנתית). אי-עמידה בתנאי זה תגרור חיוב של השותף הכללי בהטבת המס שנחסכה למחזיקים.
- הגבלת מימון: איסור על מתן הלוואות מתמורת ההנפקה, והגבלת נטילת הלוואות לעד 3% מהסכום שגויס (אלא באישור רשות המסים).

**ג. הסכמי שומה וסטטוס ביקורת:**

השותפות חתמה על הסכמי שומות סופיים עם פקיד שומה למפעלים גדולים (פש"מ"ג) כדלקמן:

- שנים 2013-2014: הוסדרו הפרשות לתמלוגים לשותף הכללי בסך כ-55.4 מיליון ש"ח.
- שנים 2015-2017: נחתמו הסכמי שומות סופיים.
- שנים 2018-2019: נחתם הסכם (דצמבר 2025) המסדיר הוצאות ריבית וקיזוז רווח הון ממכירת זכויות בחזקה. כפועל יוצא, נקבע לשנת 2018 הפסד נומינלי של כ-5.5 מיליון ש"ח, ולשנת 2019 יתרת רווח הון (לאחר קיזוז) בסך כ-2.2 מיליון ש"ח.

**ד. חוק מיסוי רווחים ממשאבי טבע (היטל ששינסקי):**

החוק קובע היטל פרוגרסיבי על רווחי נפט וגז המבוסס על מנגנון "מקדם ההיטל: (R-Factor) "

- שיעור ההיטל: נע בין 20% ביחס  $R=1.5$  ועד למקסימום של כ-45.52% ביחס  $R=2.3$ .
- סטטוס נוכחי: נכון למועד הדוח, מקדם ה-R של השותפות נמוך מ-1, ולפיכך היא אינה צפויה לשלם היטל בטווח הקרוב.

**ה. תשלומי מס וחלוקות מאזנות:**

על פי פסיקת בית המשפט העליון (2019), השותף הכללי משלם את המס עבור השותפים (לפי שיעור מס מרבי ליחידים ומס חברות לתאגידים). נקבע כי תשלומי איזון שנועדו להשוות את נטל המס בין סוגי השותפים אינם מהווים "חלוקה" אסורה. השותפות תבחן את הצורך בביצוע חלוקות מאזנות בשנים בהן תיווצר הכנסה חייבת.

**ו. סיווג השותפות - תיקון תקנות 2020:**

בעקבות תיקון תקנות מס הכנסה, הוגדרו קריטריונים להבחנה בין "שותפות שקופה" ל"שותפות סגורה" (הנישומה כחברה).

- סטטוס 2022: למרות עמדה ראשונית של רשות המסים לסווג את השותפות כסגורה, התקבל באוגוסט 2024 אישור לשנת 2022 לפיו השותפות תמשיך להיחשב כ"שותפות" (שקופה).

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**  
**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025 (באלפי דולר)**

**ביאור 15 - היבטי מיסוי (המשך):**

- צפי לעתיד: השותפות תפעל לקבלת אישורים דומים מדי שנה בה לא יהיו לה רווחים מעסק, בכדי לשמר את השקיפות המיסוית.
- קיימת חשיפה לשינויים מהותיים בנטל המס ככל שישתנו עמדות רשות המסים או הדין, שכן סוגיות רבות טרם הוכרעו בפסיקה חלוטה.

**ביאור 16 - פירוטים נוספים לדוחות על הרווח והפסד ורווח כולל אחר:**

**א. עלות הפקה, אחסנת נפט ותיקון נכס גז ונפט:**

עלות הפקה, אחסנת הנפט ותיקון נכס נפט וגז כוללת את עלויות התפעול השוטף וניסיונות התיקון בבאר מגד 5. עקב הפסקת הפקה בבאר לתקופה רציפה והעובדה כי תכנית העבודה לבאר מגד 5 כוללת מבחני הפקה חדשים בשכבות חדשות, כל ההוצאות בגין מגד 5 מסווגות להוצאות חיפוש עד לחידוש הפקה בבאר.

**ב. הוצאות חיפושי נפט וגז:**

<b>לשנה שהסתיימה ביום</b>			
<b>31.12.2023</b>	<b>31.12.2024</b>	<b>31.12.2025</b>	
5,375	-	248	אחזקה וקידוח
428	302	317	משכורות
102	66	71	אחזקת רכב
118	312	176	אגרות רשיונות וארנונה
286	172	230	אבטחה ובטיחות
8	3	5	משרדיות נסיעות ואירוח
205	240	211	ביטוחים
106	213	49	יועצים ומשפטיות
(38)	-	30	קניות ושימוש בציוד
<b>6,590</b>	<b>1,308</b>	<b>1,336</b>	<b>סך עלויות</b>

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025 (באלפי דולר)**

ביאור 16 - פירוטים נוספים לדוחות על הרווח והפסד והרווח הכולל האחר (המשך) :

ג. הוצאות הנהלה וכלליות:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	
220	266	324	משכורות ונלוות
135	114	132	יעוץ משפטי
152	-	-	דמי ניהול
106	100	128	שירותים מקצועיים
18	18	20	אחזקת רכב
40	50	36	שכירות, אחזקה ומשרדיות
63	83	48	ביטוחים
20	37	30	מיסים ואגרות
6	8	7	אחרות
<u>760</u>	<u>676</u>	<u>726</u>	<b>סה"כ</b>

ד. הוצאות (הכנסות) מימון:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	
125	45	56	<b>הוצאות מימון:</b>
484	495	486	עמלות בנק
2,554	3,714	4,265	עדכון הפרשה לנטישה
(151)	(84)	3,361	ריבית בגין הלוואות
<u>3,012</u>	<u>4,170</u>	<u>8,168</u>	הפרשי שער
8	179	145	<b>הכנסות מימון:</b>
46	9	-	ריבית בגין פקדונות
<u>54</u>	<u>188</u>	<u>145</u>	הפרשי שער
<u>2,958</u>	<u>3,982</u>	<u>8,023</u>	<b>סה"כ</b>

ה. הכנסות אחרות

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2023	31.12.2024	31.12.2025	
-	-	-	מכירת מלאי ציוד
(919)	(244)	(492)	עדכון התחייבות בגין איטום ונטישה
<u>(919)</u>	<u>(244)</u>	<u>(492)</u>	<b>סה"כ</b>

**ביאור 17 - מכשירים פיננסיים:**

**א. שווי הוגן של מכשירים פיננסיים:**

השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים המוצגים במאזני השותפות המוגבלת לימים 31 בדצמבר 2025 ו-2024 תואם או קרוב לערכם בספרים, למעט הלוואות מבעלי שליטה שנוקפה בגינתן קרן הון בגין הטבה מבעל שליטה. יתרת הלוואות מצדדים קשורים ליום 31 בדצמבר 2025 עומדת על סך של 22,964 אלפי דולר והשווי ההוגן של הלוואות הינו 26,090 אלפי דולר.

**ב. 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. לתאריך הדוח על המצב הכספי השותפות המוגבלת חשופה כדלקמן:

**(1) סיכון מטבע**

סיכון מטבע הינו הסיכון ששווי ההוגן של תזרימי המזומנים העתידיים של מכשיר פיננסי ישתנו כתוצאה משינויים בשערי חליפין של מטבע חוץ. השותפות המוגבלת חשופה לסיכוני מטבע בעיקר בגין התחייבויותיה השוטפות ובגין התקשרויות הנקובות במט"ח. בנוסף, היות ופעילויות חיפושי נפט מתנהלות בדרך כלל בדולר, בתקופות קידוחים עשויה השותפות המוגבלת להיות חשופה לתנודות בשער החליפין של הדולר. שינויים סבירים בשערי החליפין במטבעות החוץ לתאריך הדוח על המצב הכספי לא היו מביאים לשינויים מהותיים בהפסד ובגרעון בהון השותפות.

**(2) סיכון ריבית**

נכון ליום 31 בדצמבר 2025 מחזיקה השותפות המוגבלת בפקדונות שקליים ובפיקדונות במט"ח. נכון לאותו מועד, חלק מהלוואות שקיבלה השותפות נושאות ריבית קבועה (ראה ביאור 8).

**(3) סיכון מחיר הנפט**

ההכנסה העיקרית של השותפות נובעת ממכירת נפט. מחיר המכירה של הנפט נגזר מהמחיר העולמי.

**ג. סיכון אשראי:**

סיכון אשראי הוא סיכון להפסד כספי שיגרם לשותפות המוגבלת באם צד שכנגד למכשיר פיננסי לא יעמוד בהתחייבויותיו החוזיות והוא נובע בעיקר מהשקעה בפקדונות בבנקים ומהכנסות לקבל ממכירת נפט.

**ד. סיכון נזילות:**

סיכוני נזילות נובעים מניהול ההון החוזר של השותפות המוגבלת וכן מהוצאות המימון והחזרי הקרן של מכשירי החוב של השותפות המוגבלת. סיכון נזילות הינו הסיכון שהשותפות המוגבלת תתקשה לקיים מחויבויות הקשורות להתחייבויות פיננסיות. מדיניות השותפות המוגבלת הינה לנסות להבטיח כי המזומנים והפקדונות המוחזקים יספיקו תמיד לכיסוי ההתחייבויות במועד פרעון. על מנת להשיג מטרה זו השותפות המוגבלת שואפת להחזיק יתרות מזומנים ופקדונות על מנת לענות על הדרישות החוזיות. האמור אינו מביא בחשבון השפעה של תרחישים קיצוניים שאין אפשרות לצפותם.

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025 (באלפי דולר)**

ביאור 17 - מכשירים פיננסיים (המשך):

**ד. סיכון נזילות (המשך):**

להלן מועדי הפרעון החזויים של ההתחייבויות הפיננסיות (בהתאם לערכים הנקובים לסילוק), בהתבסס, היכן שרלבנטי, על שעורי הריבית ושערי החליפין לתאריכי הדוח על המצב הכספי:

סה"כ	3-5 שנים	1-3 שנים	3 חודשים עד שנה	עד 3 חודשים	מועדי פירעון חזויים
<b>התחייבות ליום 31.12.2025:</b>					
26,090	6,977	3,485	15,309	319	הלוואות מצדדים קשורים
1,795	-	-	1,411	384	הלוואה מאחרים
6,174	-	-	5,751	423	ספקים ונותני שירותים
5,232	-	-	2,595	2,637	זכאים ויתרות זכות
626	-	-	626	-	דמי ניהול לשותף הכללי
<b>39,917</b>	<b>6,977</b>	<b>3,485</b>	<b>25,692</b>	<b>3,763</b>	<b>סה"כ</b>
<b>התחייבות ליום 31.12.2024:</b>					
22,633	5,747	3,211	13,666	9	הלוואות מצדדים קשורים
911	-	-	411	500	הלוואה מאחרים
5,983	-	-	5,831	152	ספקים ונותני שירותים
3,787	-	-	2,052	1,735	זכאים ויתרות זכות
647	-	-	647	-	דמי ניהול לשותף הכללי
<b>33,961</b>	<b>5,747</b>	<b>3,211</b>	<b>22,607</b>	<b>2,396</b>	<b>סה"כ</b>

**ה. שינויים בהתחייבויות הנובעים מפעילויות מימון:**

להלן התאמה בין יתרות הפתיחה ובין יתרות הסגירה של התחייבויות שתזרימי המזומנים בגינן סווגו או יסווגו בעתיד כתזרימי מזומנים מפעילות מימון בדוח על תזרימי המזומנים.

סך תזרימי מפעילות מימון	הלוואות מאחרים	הלוואות מבנק	הלוואות מבעלי שליטה	
7,063	693	511	17,858	<b>יתרה ליום 1 בינואר 2024</b>
126	-	126	-	קבלת הלוואות מתאגידים בנקאיים
(233)	-	(233)	-	פרעון הלוואות מתאגידים בנקאיים
911	911	-	-	קבלת הלוואה מאחרים
(601)	(601)	-	-	פרעון הלוואה מאחרים
1,932	-	-	1,932	קבלת הלוואות מבעלי שליטה
(289)	-	-	(289)	פרעון הלוואות מבעלי שליטה
-	-	-	(2,884)	זקיפת קרן הון בגין הטבה מבעל שליטה
-	(201)	-	2,943	הפרשי שער וריבית

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2025 (באלפי דולר)**

				<b>יתרה ליום 31 בדצמבר 2024</b>
1,846	802	8	19,560	
153	-	153	-	קבלת הלוואות מתאגידים בנקאיים
(161)	-	(161)	-	פרעון הלוואות מתאגידים בנקאיים
1,353	1,353	-	-	קבלת הלוואה מאחרים
(631)	(631)	-	-	פרעון הלוואה מאחרים
973	-	-	973	קבלת הלוואות מבעלי שליטה
(420)	-	-	(420)	פרעון הלוואות מבעלי שליטה
	(254)	-	(2,581)	זקיפת קרן הון בגין הטבה מבעל שליטה
	-	-	5,432	הפרשי שער וריבית
3,112	1,582	-	22,964	<b>יתרה ליום 31 בדצמבר 2025</b>

**ביאור 18 - אירועים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי :**

א. על התוכניות להמשך האופרציה והמגעים עם ספקי השירות ראו ביאור 13.

ב. על פסק דין של בית המשפט המחוזי בהליך ההתמחרות ראו ביאור 11.

**גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)**

**דוח תקופתי לשנת 2025**

**חלק רביעי: פרטים נוספים על התאגיד**



**פרטים נוספים על התאגיד**

**פרטים כלליים**

**מספר מנפיק בבורסה לניירות ערך בת"א 506 (להלן: "הבורסה"):**

**שם התאגיד: גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993)**

**מס' שותפות ברשם: 9-55-001318**

**כתובת: רח' בית הדפוס 7 ירושלים**

**טלפון: 073-3946040 פקסמיליה: 073-3946041**

**תאריך המאזן: 31/12/2025**

**תאריך הדו"ח: 29 במרץ 2026**

**תקנה 9: דו"ח מצבת התחייבויות לפי מועדי פרעון**

לפרטים בדבר מצבת התחייבויות השותפות ליום 31.12.2025 ראו דו"ח מידי נפרד המפורסם בסמוך לדו"ח זה.

**תקנה 10 א': תמצית דו"חות רווח והפסד רבעוניים**

דוחות רווח והפסד לתקופות של שישה חודשים

שנסתיימו ביום האחרון של כל חציון

לשנת 2025 באלפי דולר

סה"כ	חציון ראשון	חציון שני	
-	-	-	הכנסות ממכירת נפט
-	-	-	בניכוי תמלוגים ששולמו למדינה
(-)	(-)	(-)	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
-	-	-	הכנסות נטו
			<b>עלויות והוצאות:</b>
164	81	83	פחת והפחתות נכסי נפט
1,336	685	651	הוצאות חיפושי נפט וגז
726	356	370	הוצאות הנהלה וכלליות
(492)	(255)	(236)	הוצאות (הכנסות) אחרות
(1,733)	(867)	(867)	רווח (הפסד) מפעולות
145	88	57	הכנסות מימון
(8,168)	(4,219)	(3,948)	הוצאות מימון
(8,023)	(4,131)	(3,892)	הכנסות (הוצאות) מימון – נטו
(9,756)	(4,997)	(4,759)	<b>(הפסד) רווח לתקופה</b>

תקנה 10 ג':

שימוש בתמורת ניירות ערך תוך התייחסות

ליעדי התמורה עפ"י התשקיף

בשנת הדיווח ביצעה השותפות הנפקה מכח תשקיף המדף מיום 12.12.2023 בדרך של פרסום הצעות מדף להנפקת יה"ש וכתבי אופציה . בסכום כולל של כ-2.5 מיליון דולראשר שימש בעיקר למימון האופרציה בקידוח (סכום של מיליון דולר הופקד אצל הנאמן לשם כך) ולהחזרת חובות של השותפות ולמימון הוצאות השותפות השוטפות.

כל כספי השותפות יועדו להשקעות בחיפוש נפט ולהשקעות בפתוח שדה הנפט "מגד". במהלך שנת הדיווח התמקדה השותפות בעיקר בקידום ביצוע ערוצי הקידוח במגד 6 ובמגד 5.

בשנת 2025 הוציאה השותפות הוצאות חיפושי נפט בסכום של כ-1,336 אלפי \$. הוצאות ההנהלה והכלליות בתקופה זו היו כ-726 אלפי \$.

תקנה 20:

מסחר בבורסה – ני"ע שנרשמו למסחר – מועדי וסיבות הפסקת מסחר

בשנת הדיווח ועד ליום 5.3.2026 הונפקו 25,930,076 יחידות חדשות בעקבות הנפקת יחידות ומימוש כתבי אופציה (מהסדרה 31) בהתאם להצעות המדף האמורות. בתאריך הדו"ח קיימות 308,357,649 יחידות רשומות בנות 1 ש"ח כל היחידות רשומות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ.

למיטב ידיעת השותפות, בשנת הדיווח לא היו הפסקות מסחר.

תקנה 21(א):

תגמולים לבעלי עניין ונושאי משרה

על פי הסכם השותפות המוגבלת כפי שתוקן ביום 20.8.2020 השותף הכללי יהיה זכאי ל-"דמי ניהול" בסך של 22,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ) לחודש שיושלמו כדמי ניהול בסיסיים. יצוין כי העסקאות עם השותף הכללי שבהסכם השותפות לרבות דמי הניהול היו בתוקף בהתאם לקבוע בפקודת השותפויות עד לחודש אוגוסט 2023 וטרם הובאו לאישור הארכתם באספה הכללית. לפיכך השותפות אינה זוקפת ואינה מעבירה לשותף הכללי את דמי הניהול האמורים החל מחודש אוגוסט 2023 ועד לקבלת החלטת האספה בנדון. כמו כן בוטלה העמדת הרכבים לשמואל בקר ולטוביה לוסקין (מר אמיר בן דוד המכהן כמנכ"ל וכדירקטור ממשך לעשות שימוש ברכב שהועמד לו) והשותפות תפעל להבאת החלטה גם בעניין זה לאישור האספה.

בהקשר לכך יצוין כי החל מיום 1 בפברואר 2017 השותפות אינה מעבירה את דמי הניהול החודשיים לשותף הכללי במלואם וכן לא פורעת באופן שוטף את ההלוואות לשותף הכללי ולחברת מלון נאות דקלים בע"מ.

ביום 30 בנובמבר 2023 אושרה מדיניות תגמול אשר נערכה בהתאם לתקנות החברות (הקלות לעניין החובה לקבוע מדיניות תגמול), תשע"ג-2013 לפרטים נוספים ולנוסח המלא

של מדיניות התגמול ראו דו"ח מיידי מיום 30.11.2023 (מספר אסמכתא: 2023-01-109063) הנכלל בזה על דרך ההפניה.

לאחר אישור מדיניות התגמול קיבלו וועדת הביקורת והדירקטוריון את ההחלטות הבאות-  
א. לאשר את שכר הדירקטורים בשותפות בהתאם למדיניות התגמול וזאת החל מאפריל 2021 ולאשר את שכר הדירקטורים לתקופה של שלוש שנים מהיום (29.11.2023) ככל וימשיכו לכהן בתפקידם.

ב. לאשר את שכר נו"מ בשותפות בהתאם למדיניות התגמול וזאת החל מתום מועד האישור הקודם ולאשר את השכר לתקופה של שלוש שנים מהיום (29.11.2023) ככל וימשיכו לכהן בתפקידם.

ג. לאשר את שכר המנכ"ל אמיר בן דוד בהתאם למדיניות התגמול ובהתאם לתקנות החברות (הקלות בעסקאות עם בעלי ענין), התש"ס-2000 (שכר שלא יעלה על השכר הממוצע במשק) וזאת החל מתום מועד האישור הקודם ולאשר את השכר לתקופה של שלוש שנים החל מיום 29.11.2023 ככל וימשיך לכהן בתפקידו, לפרטים נוספים ראו בסעיף 10.3 להלן.

בהסכם השותפות המתוקן נקבע כי התמלוג שישולם לשותף הכללי יעמוד על-

א. עד להחזר השקעה לשותף המוגבל בסך 42 מיליון \$ תמלוג העל לא ישולם ויעמוד על 0%.

ב. מתחילת השנה שהחזר ההשקעה לשותף המוגבל יעמוד על מעל 42 מיליון \$ - ישולם תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 3%

ג. לאחר החזר השקעה של 94.5 מיליון \$ + סך ההנפקות שתבוצענה מיום 30.6.20 ואילך ישולם תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 5% מפי הבאר .

ד. השותף הכללי יהיה זכאי לתמלוג על נוסף של 4% ובלבד שבאותה שנה יחולק לשותף המוגבל סכום כפול מכך (8% מפי הבאר כרווחים).

בטבלה להלן מובא פירוט התגמולים לחמשת לנושאי המשרה הבכירה בעלי התגמולים הגבוהים ביותר בתקופת הדיווח (הנתונים בטבלה הינם בחישוב שנתי):-

סה"כ בש"ח	תגמולים אחרים		תגמולים בעבור שירותים בש"ח			פרטי מקבל התגמולים			
	שכירות	אחרות	אחרות	הוצאות רכב	שכר ו/או שכר דירקטורים	שיעור החזקה בהון השותפות	היקף משרה	תפקיד	שם
לפרטים בדבר אישור שכרו של מר בן דוד כמנכ"ל השותפות ראו סעיף 10.3 בתיאור עסקי התאגיד	---	---	---	---	---	-----	100%	מנכ"ל	אמיר בן דוד
620,444	---	---	---	66,960	553,484	---	100%	מנהל כספים	אביעד אודיש
---	---	---	---	---	---	---	---	מבקר פנים	דורון לוי
49,666	---	---	---	---	49,666	---	---	דירקטורית	אסנת שוחט
38,585	---	---	---	---	38,585	---	---	דירקטור	משה פולט

אמיר בן דוד סיים את עבודתו בשותפות בחודש פברואר 2016 ומונה לתפקיד מנכ"ל השותפות החל מיום 1.1.2017 בנוסף לכהונתו כדירקטור. אמיר בן דוד הודיע לדירקטוריון השותפות ולוועדת הביקורת כי מעולם לא הסכים לעבוד ללא קבלת שכר וכי הוא זכאי לקבל שכר ראוי בגין עבודתו כמנכ"ל. הצעת החלטה לאישור שכר למנכ"ל שאושרה ע"י וועדת התגמול והדירקטוריון הוסרה מסדר היום של האספה שכונסה ביום 3.2.2019. המנכ"ל החליט להשוות, בשלב זה, את ההחלטות בעניין שכרו ולא ליישמן בפועל ולשקול הבאת הצעת החלטה בעניין שכר המנכ"ל לאישור האספה הכללית.

תקנה 21(ב):תגמולים לנושאי משרה בכירה לאחר שנת הדיווח

בטבלה להלן מובא פירוט התגמולים לחמשת נושאי המשרה הבכירה בעלי התגמולים הגבוהים ביותר בתקופה שמיום 1.1.2026 לתקופה של חודשיים (הסכומים אינם מבוקרים):-

סה"כ בש"ח	תגמולים אחרים		תגמולים בעבור שירותים בש"ח			פרטי מקבל התגמולים			
	שכירות	אחרות	אחרות	הוצאות רכב	שכר ו/או שכר דירקטורים	שיעור החזקה בהון השותפות	היקף משרה	תפקיד	שם
לפרטים בדבר אישור שכרו של מר בן דוד כמנכ"ל השותפות ראו סעיף 10.3 בתיאור עסקי התאגיד	---	---	---	---	---	-----	100%	מנכ"ל	אמיר בן דוד
103,231	---	---	---	9,417	93,814	---	100%	מנהל כספים	אביעד אודיש
----	----	----	----	----	---	---	---	מבקר פנים	דורון לוי
----	----	----	----	----	---	---	---	דירקטורית בלתי תלויה	אסנת שוחט
----	----	----	----	----	---	---	---	דירקטור בלתי תלוי	משה פולט

הקשר בין התגמולים שניתנו לפי תקנה 21 לבין תרומת מקבל התגמולים לתאגיד

דירקטוריון השותף הכללי בוחן בכל שנה במועד אישור הדוחות התקופתיים את תנאי התגמול של השותף הכללי ונושאי המשרה הבכירה בשותפות כמפורט בתקנה 21 בפרק הרביעי לדוח התקופתי והם עומדים בתנאי מדיניות התגמול. יצוין כי תנאי התגמול של השותף הכללי נקבעו במסגרת הסכם השותפות המוגבלת ואושרו באספה הכללית מיום 20 באוגוסט 2020 והיו בתוקף עד ליום 20 באוגוסט 2023 (החל ממועד זה לא נזקפו דמי הניהול החודשיים בסך 22 אלפי דולר לטובת השותף הכללי). בכוונת השותף הכללי להביא לאישור האספה את תנאי התגמול שאושרו לו בהסכם השותפות.

בישיבתו מיום 29 במרץ 2026 דירקטוריון השותף הכללי סקר את הסכמי השכר של נושאי המשרה הבכירים בתאגיד; מנהל הכספים אביעד אודיש וקבע כי בהתחשב במכלול הנסיבות, המשימות המורכבות המוטלות עליהם והמאמצים שהשקיעו ולאחר שנעשתה השוואה לתנאי השכר להם זוכים נושאי משרה בכירה בחברות ציבוריות, הרי שהסכומים המשולמים להם הינם הוגנים וסבירים.

הדירקטוריון בחן את תנאי הניהול והתגמול של נושאי המשרה המפורטים בפרק ד' לדוח התקופתי כמפורט בתקנה 21 ואת היקף עבודתו ותרומתו של כל אחד מהם לפעילות השותפות בשנת הדיווח. להערכת הדירקטוריון,

התגמול לכל אחד מנושאי המשרה המפורטים בתקנה 21 משקף את תרומת נושא המשרה לשותפות כמפורט להלן:

#### מר אביעד אודיש

כיהן כחשב השותפות החל משנת 2011 וביום 3 בפברואר 2015 מונה לתפקיד מנהל הכספים של השותפות. הסכם העסקתו הינו לתקופה לא קצובה ואושר ע"י מנכ"ל השותפות (טרם כניסת תיקון 5 לפקודת השותפויות לתוקף) דירקטוריון השותף הכללי בוחן בכל שנה במועד אישור הדוחות התקופתיים את תנאי התגמול של אביעד אודיש ומאשר שהם הוגנים וסבירים, יצויין כי לא חל שינוי בתנאי העסקה ממועד אישור הדו"ח התקופתי למעט קיצוץ של 10% בשכר החל מחודש יולי 2023. כמו כן ביום 29.8.2023 אישר הדירקטוריון לאחר שהתקבלה החלטה דומה בוועדת התגמול לאשר את שכר נ"מ בשותפות בהתאם למדיניות התגמול וזאת החל מתום מועד האישור הקודם ולאשר את השכר לתקופה של שלוש שנים מהיום (29.11.2023) ככל וימשיכו לכהן בתפקידם. במסגרת בחינת התגמולים נבדקו תנאי העסקתו, תפקידו ותחומי אחריותו, תרומתו לשותפות, מעמדו, נסיונו, כישוריו הרלבנטיים וכן תנאי העסקה של בעלי תפקידים דומים בחברות בשווי שוק דומה. בהתבסס על המידע והקריטריונים המפורטים להלן ואשר נקבעו על ידי הדירקטוריון, קבע הדירקטוריון כדלקמן:

כמנהל הכספים אביעד אודיש אחראי על הניהול הפיננסי, החשבונאי של השותפות ועל דיווחיה כספיים. אביעד אודיש בעל ניסיון הן מתקופת עבודתו בשותפות והן בתפקידו כרו"ח במשרד פרטי, בעל ידע וכישורים בתחום העסקתו, שהולמים את מעמדו. הדירקטוריון דן בתרומתו של מר אודיש למכלול התחום הפיננסי, החשבונאי ולדיווחיה הכספיים, לסוגיות חשבונאיות ומיסויות.

התגמול מורכב משכר בסיס בסכום חודשי של כ-35 אלפי ש"ח, רכב צמוד וממענקים בהתאם לתוכנית הבונוסים לעובדי השותפות (בהתאם לתוכנית, עובדי השותפות זכאים לבונוס של בין 0.25 מסך המשכורת חודשית ועד 4 משכורות חודשיות בגין כל באר שתגיע להפקה מסחרית בשני הקידוחים הבאים, וכן בונוס בגובה 100 אלפי ש"ח עם חידוש ההפקה באחת הבארות. לפרטים ראה בסעיף 10.2 לחלק הראשון לעיל). המענק מגביר את תחושת ההזדהות עם השותפות, מטרותיה והצלחתה העסקית.

על בסיס כל האמור לעיל, בהתחשב במנגנוני התגמול לנושאי משרה בתפקידים דומים, בשביעות הרצון של הדירקטוריון מתרומתו של מר אודיש לשותפות בשנת הדיווח ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון, התגמול הינו הוגן וסביר.

#### תקנה 21א השליטה בתאגיד

בעלי השליטה בשותף הכללי ולפיכך בשותפות הינם בשרשור האחים נגה, עודד ואיתן בן דוד וכן שמואל בקר ואמיר בן דוד (מתוקף האחזקות המשותפות שלהם בחברת ראש העין חיפוי נפט בע"מ המחזיקה במניות השליטה בשותף הכללי ומתוקף התפקידים בהם הם מכהנים). נכון למועד הדו"ח מחזיקה חברת ראש העין חיפוי נפט בע"מ בכ-50% ממניות השותף הכללי. (לפרטים ראו סעיף 8 בחלק הראשון לעיל).

בהתאם להוראות הקבועות בהסכם השותפות המוגבלת (לפרטים ראו סעיף 9 בהסכם השותפות) שולמו לבעלי העניין בשנת הדיווח שכר וטובות הנאה כדלקמן- דמי ניהול, רכבים והוצאות הנפקה. בטבלאות להלן מובאים התשלומים לבעלי העניין ששולמו על ידי השותף הכללי לדירקטורים ובעלי העניין מתוך דמי הניהול האמורים בשנת הדיווח:

סה"כ בש"ח	תגמולים אחרים				תגמולים בעבור שירותים בש"ח	פרטי מקבל התגמולים			
	אחרות	שכירות	אחרות	הוצאות רכב*		שכר ו/או שכר דירקטורים	שיעור החזקה בהון השותפות	היקף משרה	תפקיד
----	---	---	---	----	----	-----	----	דירקטור בשותף הכללי	שמואל בקר
----	---	---	----	----	----	0.01%	----	דירקטור בשותף הכללי	גיא פלג
68,455				68,455	----	----	----	דירקטור בשותף הכללי	אמיר בן דוד
30,000	----	----	----	----	30,000	----	----	דירקטור בשותף הכללי	ארנון רונד
18,600	---	---	---	---	18,600	---	---	דירקטור	ארז וינר
30,000	----	----	----	----	30,000	-----	----	דירקטור בלתי תלוי	מנחם גרנית

יצוין כי העסקאות עם השותף הכללי שבהסכם השותפות לרבות דמי הניהול היו בתוקף בהתאם לקבוע בפקודת השותפויות עד לחודש אוגוסט 2023 וטרם הובאו לאישור הארכתם באסיפה הכללית. לפיכך השותפות אינה זוקפת ואינה מעבירה לשותף הכללי את דמי הניהול האמורים החל מחודש אוגוסט 2023 ועד לקבלת החלטת האסיפה בבדון.

כמו כן בוטלה העמדת הרכבים לשמואל בקר ולטוביה לוסקין (מר אמיר בן דוד המכהן כמנכ"ל וכדירקטור ממשך לעשות שימוש ברכב שהועמד לו) והשותפות תפעל להבאת החלטה גם בעניין זה לאישור האסיפה.

השותף הכללי יהיה זכאי לקבל מן השותפות תמלוגים מהכמויות על פי הבאר או מהשווי על פי הבאר של הנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי הנפט בהם יש או יהיה בעתיד לשותפות המוגבלת אינטרס, לפני ניכוי תמלוגים מכל סוג אך לאחר הפחתת הנפט אשר ישמש לצרכי ההפקה עצמה.

שיעור התמלוגים שיקבל השותף הכללי יעמוד על-

א. עד להחזר השקעה לשותף המוגבל בסך 42 מיליון \$ תמלוג העל לא ישולם ויעמו על 0%.

ב. מתחילת השנה שהחזר ההשקעה לשותף המוגבל יעמוד על מעל 42 מיליון \$ - ישולם תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 3%

ג. לאחר החזר השקעה של 125.6 מיליון \$ ישולם תמלוג על לשותף הכללי בשיעור של 5% מפי הבאר.

הדירקטורים של השותף הכללי מבוטחים בפוליסת ביטוח דירקטורים ונושאי משרה המשולמת על ידי השותפות.

דמי הביטוח בגין פוליסת הביטוח לשנה שתסתיים ב- 30.06.2026 היו כ- 48 אלפי דולר עבור כיסוי ביטוחי של 5 מיליון דולר.

כמו כן ראו את הטבלאות ובהם חישוב החלק האפקטיבי בהכנסות מנכס הנפט ובהוצאות החיפוש והפיתוח המובאות בסעיף 8 (ז), (ח) ו-(ט) בחלק הראשון של הדוח לעיל.

המפקח, עו"ד אגדי תורתי, זכאי לקבל מאת הנאמן, מתוך נכסי הנאמנות, שכר בסכום בשקלים השווה ל-2,750 דולר לחודש (בתוספת מע"מ), עד תום פירוק השותפות. בנוסף לאמור לעיל, זכאי המפקח לשכר נוסף בסכום בשקלים השווה ל-20,000 דולר (בתוספת מע"מ) עבור עבודתו הנוספת הכרוכה בכל הנפקה או סכום גבוה יותר שיאושר באספה כללית של בעלי היחידות בהחלטה מיוחדת. כמו כן יהיה המפקח זכאי לקבל מתוך נכסי הנאמנות את כל ההוצאות שהוציא כדין למטרות תפקידו על פי הסכם הנאמנות והסכם השותפות המוגבלת כולל שכר ליועצים חיצוניים ובלבד שקיבל על כך אישור באספה כללית של בעלי היחידות או שההוצאות הינן במסגרת סכום ומסוגים שאושרו לכך על ידי אסיפה כללית כאמור.

כמו כן הנאמן יהיה זכאי לקבל מתוך נכסי הנאמנות שכר השווה ל-1,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ) לכל שנה שבה הוא משמש כנאמן על פי הסכם הנאמנות (או חלק יחסי מסכום זה בגין חלק משנה). סכום זה ישולם לנאמן ביום האחרון של השנה שבגינה הוא משולם. כמו כן יהא הנאמן זכאי לקבל תשלומי הוצאות שהותרו במפורש בהסכם הנאמנות או שאושרו מראש ובכתב על ידי המפקח.

בשנת 2025 שולם למפקח מנכסי הנאמנות סכום של כ- 85 אלפי ש"ח.

תקנה 24: מניות וני"ע המירים המוחזקים ע"י בעלי עניין בתאגיד, בחברה-בת או בחברה קשורה סמוך ככל האפשר לתאריך הדו"ח לפרטים על החזקות בעלי העניין בשותפות ראו דוח על אחזקות בעלי עניין מיום

20.10.2025

תקנה 24א יחידות קיימות נכון לתאריך הדו"ח קיימות 308,357,649 יחידות בנות 1- ע.נ.

מס' יחידות חדשות	כתובת	שם	תאריך	
1	רחוב כורש 11 ירושלים	גבעות עולם נפט בע"מ	11/2/2009	
156	רח' מטודלה 25 י-ם	מוריס גולדברג	11/02/2009	####
4	מבוא תמנע 4/9 רמת אשכול י-ם	עמנואל פישר	11/02/2009	####
2	רח' טולקובסקי 3 א' ת"א 69358	יהודה בר לב	11/02/2009	####
9	רח' הגדנע 6 פ"ת 49231	מקסים קושלין	11/02/2009	####
30	רח' קיבוץ גלויות 5 י-ם	יצחק ואן ויינברגר	11/02/2009	####
43	רח' טבריה 6/1 י-ם 94543	בנימין סיימון	11/02/2009	####
10	ת"ד 2467 אילת 88124	יורי פינר	11/02/2009	####
142	שד' אשכול 20/24 י-ם	זכריה דור שב	11/02/2009	####
4	רח' מאפו 10 ת"א 63577	שושנה קרונברג	11/02/2009	####
179	רח' הנישיאים 1/19 הוד השרון	רותם אפרים	11/02/2009	####
2	רח' לה גרדיה 76 ת"א	אבינועם שרעבי	11/02/2009	####
222	רח' הזמיר 8/2 אלעד	משה מנצור	11/02/2009	####
40	ת"ד 7112 ת"א 61070	שריג דמארי	11/02/2009	####
2	רח' הזמיר 30/50 נהריה 22260	דימיטרי טורקוב	11/02/2009	####
5	שד' אשכול 20/24 י-ם	זכריה דור שב	16/11/09	####
109	שד' אשכול 20/24 ירושלים	זכריה דור שב	14/02/2012	מ.2
300	הרב דסלר 23 בניברק	מעדיה נעמה	19/07/2011	מ'1
85	שד' אשכול 20/24 י-ם	זכריה דור שב	17/02/2010	-
1	מבוא תמנע 4/9 רמת אשכול י-ם	עמנואל פישר	17/02/2010	-
79	הרטום 11 ירושלים	הנאמן- שברי יה"ש	24/11/2022	
618,539307	רח' ז'בוטינסקי 7 רמת גן	מזרחי טפחות חברה לרישומים	/10/202029	-
<b>307,619,964</b>		<b>סה"כ</b>		

תקנה 25א: המען הרשום של התאגיד:

רח' בית הדפוס 7 ירושלים טל: 073-3946040  
פקסמיליה: 073-3946041. כתובת דואר אלקטרוני: givot@givot.co.il

תקנה 26: הדירקטורים של התאגיד

ביום 21.3.2016 אישרה האספה הכללית של חברת השותף הכללי שינויים בתקנון השותף הכללי לרבות סעיף הקובע כי כל עוד לא יקבע אחרת על ידי האספה הכללית בהחלטה רגילה לא יעלה מספר חברי הדירקטוריון על שבעה (לא כולל לפחות שני דח"צים שימונו על ידי האספה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות).

להלן רשימת הדירקטורים של השותף הכללי – גבעות עולם נפט בע"מ נכון למועד הדוח:

- א. 1. שמואל בקר ת.ז. 012457339
2. שנת לידה: 1940.
3. המען: שלום עליכם 6/6 ירושלים.
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: יו"ר הדירקטוריון.
5. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: כן, בתו נשואה לבנו של נגה בן דוד דירקטור חליף בשותף הכללי – גבעות עולם נפט בע"מ.

6. השכלתו: עו"ד, תואר ראשון במשפטים (LL B).  
 השכלתו ונסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: עריכת דין, ניהול חברות.
7. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 7/6/93.
- ב. 1. נגה בן דוד מס' ת.ז. 3800224.  
 2. שנת לידה: 1937.  
 3. המען: דרך חורש 76 רמות ב' ירושלים.  
 4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: דירקטור חליף.  
 5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל ענין בו: אין.  
 6. האם הוא בן משפחה של נשא משרה בכירה אחר או של בעל עניין: כן, אביו של אמיר בן דוד ואחיו של עודד בן דוד ובנו נשוי לבתו של שמואל בקר, דירקטור בשותף הכללי – גבעות עולם נפט בע"מ.  
 7. השכלתו ונסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות:  
 תואר ראשון – מהנדס B.SC.  
 מנהל חברת זהב ירושלים בע"מ.
1. התאריך שבו החלה כהונתו: 1/3/2016 לפני כן כיהן כדירקטור מאז 7/6/93.
- ג. 1. עודד בן דוד מס' ת.ז. 3800240.  
 2. שנת לידה: 1946.  
 3. המען: דרך חורש 185 ירושלים.  
 4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: דירקטור חליף.  
 5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל ענין בו: אין.  
 6. האם הוא בן משפחה של נשא משרה בכירה אחר או של בעל עניין: דוד של אמיר בן דוד, דירקטור בשותף הכללי – גבעות עולם נפט בע"מ ואח של נגה בן דוד.  
 7. השכלתו ונסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות:  
 תואר ראשון – פיזיקה ומתמטיקה ותואר ראשון ושני במשפטים.  
 ניהול עסקים נכסים ומלונאות.
8. התאריך שבו החלה כהונתו: 16/1/2014.
- ד. 1. אמיר בן דוד מס' ת.ז. 069501476  
 2. שנת לידה: 1964.  
 3. המען: עיר דוד כפר השילוח ירושלים  
 4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: דירקטור והחל מיום 01.01.17 מנכ"ל.  
 5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.  
 6. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: כן, בן של נגה בן דוד ואחיינו של עודד בן דוד (דירקטורים חליפים).  
 7. השכלתו: מהנדס תעשייה וניהול.  
 8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: עוזר מנכ"ל תפעול ופיתוח בשותפות, עסקאות בתחום הנדל"ן ואחראי תחום גז בשותפות.  
 9. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 1/3/2016.
- ה. 1. ארז וינר מס' ת.ז. 024285066  
 2. שנת לידה: 1969.  
 3. המען: נחל חריף 4, אזור התעשייה הצפוני, יבנה.  
 4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: דירקטור בלתי תלוי.  
 5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.  
 6. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: לא.  
 7. השכלתו: בוגר ומוסמך מדעי המדינה.

8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: מנכ"ל משנה למנכ"ל וממלא מקום מנכ"ל ויליפוד השקעות בע"מ, יועץ עצמאי ונציג בישראל של A.T.N Trading .
9. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 6/2/2024.
- ו. 1. משה פולט מס' ת.ז. 032213910
2. שנת לידה: 1975.
3. המען: מעיין צבי
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: דירקטור חיצוני.
5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.
6. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: לא.
7. השכלתו: מהנדס מחשבים לימודי תואר ראשון במכללת רופין.
8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: ארכיטקט מערכות תוכנה ב-SKF ומנהל תוכניות באלביט.
9. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 4/11/2024.
- ז. 1. אסנת שוחט מס' ת.ז. 059846956
2. שנת לידה: 1968.
3. המען: שלמה אלירז 9/44, ראשון לציון.
4. התפקיד שהיא ממלאת בתאגיד: דירקטורית חיצונית.
5. התפקיד שהיא ממלאת בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.
6. האם היא בת משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: לא.
7. השכלתה: תואר ראשון במדעי החברה ותואר שני במשפטים.
8. נסיונה העסקי בחמש השנים האחרונות: סגנית מנהל פדגוגיה, אגף להכשרה מקצועית – משרד העבודה והרווחה ומנהלת אגף רגולציה -מינהל הדלק משרד האנרגיה.
9. התאריך שבו החלה כהונתה כדירקטור: 19/1/2020.
- ח. 1. גיא פלג מס' ת.ז. 027384288
2. שנת לידה: 1974.
3. המען: אמיר גלבוט 8 ל אביב
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: דירקטור.
5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.
6. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: לא.
7. השכלתו: לימודי תואר ראשון במדעי המחשב מאוניברסיטת בר אילן.
8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: מנכ"ל א.ד. פלג ייעוץ והשקעות בע"מ.
9. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 24/11/2021.
- ט. 1. אפי איתם מס' ת.ז. 051436038
2. שנת לידה: 1952.
3. המען: מושב נוב רמת הגולן
4. התפקיד שהיא ממלאת בתאגיד: דירקטור.
5. התפקיד שהוא ממלאת בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.
6. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: לא.
7. השכלתו: תואר ביחסים בינלאומיים.
8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: בעלים אפי איתם ייעוץ אסטרטגי בע"מ וחבר בוועדת נגל.
9. התאריך שבו החל כהונתו כדירקטור: 28/11/2024.

- י. 1. גבריאל סיבוני מס' ת.ז. 054850029
2. שנת לידה: 1957.
3. המען: בית אל 114 כוכב יאיר
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: דירקטור.
5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.
6. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: לא.
7. השכלתו: תואר בהנדסת מכונות ובמערכות מידע.
8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: בעלים-חברה המתמחה בסביבה ותשתיות, מנהל טכנולוגיה ב- StorageDrop Ltd ומרצה באוניברסיטת מדריד.
9. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 28/11/2024.

- יא. 1. יהודה דובוביס מס' ת.ז. 305885238
2. שנת לידה: 1980.
3. המען: ציפורן 4/14 נוף הגליל
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: דירקטור.
5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.
6. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: לא.
7. השכלתו: -.
8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: מנכ"ל עמותת המכון לחקר הקבלה וחברת Absolute Invest (חברה זרה) וכן עוסק כעצמאי בפיתוח פרויקטי נדל"ן – ישראל.
9. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 25/2/2026.

ב.

תקנה 26 א: נושאי משרה בכירה בתאגיד נכון למועד הדוח

- א. 1. מר אביעד אברהם אודיש, ת.ז. 043542059
2. שנת לידה: 1981.
3. המען: סביון 6/4 גבעת זאב.
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: מנהל כספים.
5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.
6. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: אין.
7. השכלתו: תואר ראשון בחשבונאות וכלכלה.
8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: מנהל הכספים של השותפות. התאריך שבו החלה כהונתו: 3/2/2015.
- ג. 1. דורון לוין מספר ת.ז. 032250839
2. שנת לידה: 1975
3. המען: רחוב ז'בוטינסקי 7 רמת גן
4. התפקיד שהוא מלא בתאגיד: מבקר הפנים.
5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.
6. האם הוא בן משפחה של נושא משרה בכירה אחר או של בעל עניין: לא.
7. השכלתו: רואה חשבון מוסמך, בעל תואר ראשון במנהל עסקים וחשבונאות.
8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: שותף במשרד רו"ח. תאגידים אחרים שבהן הוא משמש כדירקטור: אין
9. התאריך שבו החלה כהונתו: 27.7.2020

### בעלת עניין בתאגיד

ביום 23.8.2025 קיבלה השותפות הודעה כי הגברת ז'אנה טומשבסקיה ( Zhanna Tomashevskaya ) בעלת אזרחות רוסית (מספר דרכון 75 876 5431 ) מחזיקה ב- 25,302,486 יחידות השתתפות של השותפות (כ-8.9% מסך היחידות המונפקות) וכן ב- 395031 כתבי אופציה סדרה 31 (כ-7.2% מסך כתבי האופציה 31 המונפקים).  
השותפות ביקשה לקבל נתונים על מנת למלא את הפרטים הנדרשים בהתאם לת-078 (דיווח על מי שנעשה בעל עניין בתאגיד) ופרסמה אותו מייד עם קבלת הנתונים. נכון למועד הדו"ח בעלת העניין מחזיקה ב- 46,635,975 יחידות כ-15% מהיחידות המונפקות.

### תקנה 26 ב: מורשי חתימה עצמאיים

בשותפות לא קיים מורשה חתימה עצמאי. ביום 21.3.2016 אישרה האסיפה הכללית של חברת השותף הכללי שינויים בתקנון השותף הכללי לרבות סעיף הקובע כי הדירקטוריון רשאי להסמיך כל אדם בין לבדו ובין ביחד עם אדם אחר, אף אם אינו חבר בחברה או דירקטור, לחתום ולפעול בשם החברה. ההחלטה האחרונה שהתקבלה בדירקטוריון השותפות ביום 30.9.2020 בעניין זכויות החתימה והתחייבות בשותפות קובעת כי:

1. מורשי החתימה בחשבונות הבנקים של השותפות גבעות עולם חיפוש נפט שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות") הינם: הדירקטורים, המנכ"ל וסמנכ"ל הכספים.
2. לכל פעולה בנקאית בסכום העולה על חמישים אלף (50,000) דולר תידרש חתימה של המנכ"ל ודירקטור. או לחילופין חתימה של יו"ר הדירקטוריון ושני דירקטורים.
3. לכל פעולה בנקאית עד לסכום של חמישים אלף (50,000) דולר תידרש חתימה של המנכ"ל וסמנכ"ל הכספים. או לחילופין חתימה של יו"ר הדירקטוריון סמנכ"ל הכספים ודירקטור. או לחילופין כמו בסעיף 2.
4. לכל התחייבות בשם השותפות בסכום העולה על מאתיים אלף (200,000) דולר תידרש חתימה של המנכ"ל ושני דירקטורים.
5. המנכ"ל לבדו מוסמך לחייב את השותפות בכל התחייבות עד לסכום של 200,000 דולר. או לחילופין סמנכ"ל הכספים יחד עם יו"ר הדירקטוריון ודירקטור נוסף.
6. לכל התחייבות בשם השותפות עד לסכום של 5,000 דולר נדרשת חתימת המנכ"ל או סמנכ"ל הכספים או סמנכ"ל הלוגיסטיקה.

### תקנה 27: רואה החשבון של התאגיד

BDO זיו-האפט, רואי חשבון  
דרך מנחם בגין 48 תל אביב.

### תקנה 28: שינויים בהסכם השותפות ובהסכם הנאמנות

לא היו שינויים בהסכמים אלו בשנת הדיווח.

המלצות מנהלים בפני האספה הכללית ואספות כלליות

ביום 25.9.2025 אישרה האסיפה הכללית למנות מחדש את משרד רואי החשבון זיו-האפט BDO לרואה החשבון המבקר של השותפות וכן לאשר את התקשרות השותפות בפוליסת ביטוח נושאי משרה, למספר תקופות ביטוח שלא תעלינה במצטבר על שלוש שנים ממועד אישור ההחלטה, לפרטים ראו דו"ח על תוצאות האסיפה מיום 28.9.2025.

ביום 8.1.26 החליטה האסיפה הכללית לא לאשר הצעת החלטה מטעם בעל יחידות לפרסום דו"חות הצעת מדף לביצוע הנפקה על ידי הנאמן, של יחידות נוספות אשר יוצעו לבעלי היחידות על ידי השותף הכללי בדרך של זכויות. האישור הניתן על פי החלטה זו לביצוע הנפקת זכויות בסכום כולל של עד 600,000 דולר ארה"ב לצורך איתור, מינוי ואיוש מנכ"ל לשותפות וכן לתשלום שכרו ושכר צוות נלווה.

עוד יוחלט, כי עד להשלמת הנפקת הזכויות וקבלת כספי ההנפקה בפועל יאושר שימוש בכספים המוחזקים בנאמנות בידי המפקח, בסכום מצטבר של עד 600,000 דולר ארה"ב, לצורך מימון הליך איתור המנכ"ל ותשלום שכר המנכ"ל והצוות הנלווה. מובהר כי:

1. הכספים ימשיכו להיות מנוהלים בנאמנות על ידי המפקח.
2. העברת הכספים תבוצע באופן מדורג ובהתאם לצרכים שיאושרו, ולמטרות האמורות בלבד.
3. עם השלמת הנפקת הזכויות, יוחזרו כספי ההנפקה למפקח, וישמשו, לכיסוי הסכומים שנמשכו.

לדו"ח על תוצאות האסיפה שדחתה הצעה זו ראו דיווח מיום 8.1.2026.

ביום 29.1.26 החליטה האסיפה הכללית לתקן ולעדכן את החלטת האסיפה מיום 13.6.2024 על אישור הגדלת הון וביצוע הנפקות, ולהבהיר כי ההחלטות על מבנה ההנפקות ומועדי ההנפקות ייקבעו על ידי הדירקטוריון ולא על ידי מוטי זילבר ודוד איידלברג (הדח"צ והמפקח) והמנכ"ל בלבד. מובהר, כי לא יבוצעו הנפקות בפועל בהתאם להחלטה זו, עד שייחתם הסכם לביצוע ערוצי הקידוח. השימושים של כספי ההנפקות שיבוצעו בהתאם להחלטה זו הינם כמפורט בדברי ההסבר. יתרת סכום הגדלת ההון שתיוותר תשמש לאופרציה. "כספי ההנפקה למפקח, וישמשו, לכיסוי הסכומים שנמשכו.

כמו כן החליטה האסיפה לא לאשר הצעת החלטה מטעם בעל יחידות - לתקן ולעדכן את החלטת האסיפה מיום 13.6.2024 על אישור הגדלת הון וביצוע הנפקות כך שהחלטות דירקטוריון השותפות בנוגע למבנה ההנפקות, מועדי ההנפקות והשימוש ביתרת סכום הגדלת ההון שלא נוצל עד כה – ייכנסו לתוקף רק לאחר אישורם מראש ובכתב של הדירקטור החיצוני (הדח"צ), מר משה פולט ושל המפקח, עו"ד אגדי תורתי בלבד.

לדו"ח על תוצאות האסיפה ראו דיווח מיום 30.1.2026.

ביום 4.2.26 אישרה האסיפה הכללית מתן הוראות לנאמן ולמפקח להעמיד לשותפות הלוואה נוספת של 1.3 מיליון ₪ ללא ריביות וערבויות שתפרע מכספי ההנפקה הראשונה שתבוצע. לדו"ח על תוצאות האסיפה ראו דיווח מיום 4.2.2026.

להחלטות וועדת הביקורת והדירקטוריון על אישור קבלת הלוואות מזכות מבעלי השליטה ראו בסעיף 8 ביאורים לדוחות הכספיים לעיל. בהקשר לכך יצוין כי מאחר ובעלי השליטה בשותף הכללי העמידו בעצמם ו/או באמצעות חברות שבשליטתם הלוואות מזכות (ולא השותף הכללי או כלל בעלי המניות בשותף הכללי בהתאם לחלקם), וועדת הביקורת והדירקטוריון (ללא השתתפות דירקטורים מטעם בעלי המניות) החליטו לקבלת חוות דעת בעניין שווי ההטבה בגין הלוואות המזכות, הערבויות האישיות, השעבודים וכו' שהעמידו בעלי השליטה לצורך מימון פעילות השותפות. השווי שייקבע בחוות הדעת יהווה בסיס לביצוע הקצאת מניות בשותף הכללי בגובה השווי האמור ועל בסיס שווי של 10 מיליון דולר לחברת השותף הכללי (טרם ביצע ההקצאה תינתן אפשרות לבעלי המניות האחרים לקחת חלק בהעמדת ערבויות אישיות בגין חלקם ולהשתתף בהקצאה) יצוין כי הדירקטור גיא פלג מטעם השותפות ארך ומלואה התנגד לקביעת השווי של 10 מיליון דולר ודרש לבצע הערכת שווי.

ביום 4.2.2025 אישר הדירקטוריון ביצוע הקצאת מניות בשותף הכללי והעברת התמורה בסך של 1.3 מיליון ש"ח כהלוואה מזכה ללא ריבית לשותפות.

תקנה 29(א)(2): שינוי ההון הרשום או המונפק של התאגיד

בשנת הדיווח ועד ליום 5.3.2025 הונפקו 25,930,076 יחידות חדשות בעקבות הנפקת יחידות ומימוש כתבי אופציה (מהסדרה 31) בהתאם להצעת המדף שבוצעה בשנת הדיווח.

תקנה 29(א)(4) פטור ביטוח או התחייבות לשיפוי נושאי משרה

הסכם השותפות המוגבלת כולל הוראות בדבר פטור מאחריות שיפוי וביטוח של השותף הכללי עובדיו ומנהליו. לאישור האסיפה לתיקון הסכם השותפות בעניין פטור שיפוי וביטוח ראו דוח על תוצאות האסיפה מיום 29.10.2021 על פי החלטת האסיפה סכם השותפות המוגבלת דמי הביטוח שישולמו בגין ביטוח כאמור של השותף הכללי עובדיו ומנהליו לא יעלו על סכום סכום פרמיה שנתית שלא יעלה על סך של 90 אלפי דולר ארה"ב. דמי הביטוח בגין פוליסת הביטוח לשנה שתסתיים ב 30.06.2026 היו כ- 48 אלפי דולר עבור כיסוי ביטוחי של 5 מיליון דולר.

תאריך: יא בניסן התשפ"ה

29 במרץ 2026

אמיר בן דוד  
מנכ"ל

גבעות עולם נפט בע"מ – בשם  
גבעות עולם חיפושי נפט  
שותפות מוגבלת 1993

תפקידם:

יו"ר הדירקטוריון  
דירקטור ומנכ"ל השותפות

שמות החותמים:

1. שמואל בקר  
2. אמיר בן דוד

**גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת  
(1993)**

**פרק חמישי  
הצהרות מנהלים**

**שנת 2025**

### הצהרות מנהלים

הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים לפי תקנה 9(ד) (2) לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), תש"ל - 1970 (להלן: "תקנות הדוחות").

אני, אביעד אודיש, מנהל הכספים של גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות"), מצהיר כי:

1. בחנתי את הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות של השותפות לשנת 4202 (להלן: "הדוחות").
2. לפי ידיעתי, הדוחות 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 והמידע הכספי האחר הכלול בדוחות, המשקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי, תוצאות הפעולות ותזרימי המזומנים של החברה לתאריכים ולתקופות שאליהם מתייחסים הדוחות.
4. גיליתי לרואה החשבון המבקר של השותפות, ולדירקטוריון של השותף הכללי 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.

אין באמור לעיל כדי לגרוע מאחריותי או מאחריות כל אדם אחר, על פי כל דין.

29 במרץ 2026

---

אביעד אודיש, מנהל כספים

תאריך

## הצהרות מנהלים

הצהרת מנהל כללי

לפי תקנה 9ב(ד)1 לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), תש"ל - 1970 (להלן:

**"תקנות הדוחות"):**

אני, אמיר בן דוד, מנכ"ל של גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות"), מצהיר כי:

1. בחנתי את הדוח התקופתי של השותפות לשנת 4202 (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 החברה לתאריכים ולתקופות שאליהם מתייחסים הדוחות..
4. גיליתי לרואה החשבון המבקר של החברה, ולדירקטוריון השותף הכללי 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. אין באמור לעיל כדי לגרוע מאחריותי או מאחריות כל אדם אחר, על פי כל דין.

29 במרץ 2026

תאריך

---

אמיר בן דוד, מנכ"ל

**נספח**

**דו"ח חזרבות**

**לשנת**

**2025**

March 29, 2026

Mr. Amir Ben David  
Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993)  
11 Hartom Street  
Jerusalem  
Israel

Dear Mr. Ben David:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) hereby grants permission to Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) (referred to herein as "Givot LP") to use our report dated March 29, 2026, in public reports to be filed with the Israel Securities Authority (ISA) and the Tel Aviv Stock Exchange (TASE). This report sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Givot LP interest in certain oil and gas properties located in Meged Field, Israel. This report also sets forth our estimates of the gross (100 percent) contingent resources, as of December 31, 2025, for these properties.

Sincerely,

**NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.**

By:   
Eric J. Stevens, P.E.  
President and Chief Operating Officer

CEI:DEC

**ESTIMATES**  
of  
**RESERVES AND FUTURE REVENUE TO THE  
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED  
PARTNERSHIP (1993) INTEREST**  
and  
**GROSS (100 PERCENT)  
CONTINGENT RESOURCES**  
in  
**CERTAIN OIL AND GAS PROPERTIES**  
located in  
**MEGED FIELD, ISRAEL**  
as of  
**DECEMBER 31, 2025**

**BASED ON PRICE AND COST PARAMETERS**  
specified by  
**GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)**

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

March 29, 2026

Mr. Amir Ben David  
Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993)  
11 Hartom Street  
Jerusalem  
Israel

Dear Mr. Ben David:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2025, to the Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) (referred to herein as "Givot LP") interest in certain oil and gas properties located in Meged Field, Israel. Also as requested, we have estimated the gross (100 percent) contingent resources, as of December 31, 2025, for these properties. It is our understanding that Givot LP owns a direct working interest of 97.849 percent in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. For the reserves, this report has been prepared using price and cost parameters specified by Givot LP, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or thousands of United States dollars (M\$). For reference, the December 31, 2025, exchange rate was 3.18 New Israeli Shekels per United States dollar. Historical production data used in our evaluation were provided by Givot LP; these values have not been independently confirmed.

The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2018 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2018 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for Givot LP'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.

## RESERVES

---

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable from known accumulations by application of development projects from a given date forward under defined conditions. Reserves must be discovered, recoverable, commercial, and remaining as of the evaluation date based on the planned development projects to be applied. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of proved plus probable plus possible reserves.

We estimate the oil reserves and future net revenue before levy and corporate income taxes, discounted at 0 and 10 percent, to the Givot LP interest in these properties, as of December 31, 2025, to be:

Category	Oil Reserves (MBBL)		Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes <sup>(1)</sup> (M\$)	
	Gross (100%)	Working Interest	Discounted At 0%	Discounted at 10%
Proved <sup>(2)</sup> (1P)	0.0	0.0	(1,467.7)	(1,399.4)
Probable	2,514.0	2,459.9	60,601.0	28,650.4
Proved + Probable (2P)	2,514.0	2,459.9	59,133.3	27,251.0
Possible	7,838.9	7,670.3	132,423.0	41,407.9
Proved + Probable + Possible (3P)	10,352.9	10,130.2	191,556.3	68,658.9

<sup>(1)</sup> Future net revenue is after deducting estimated abandonment costs.

<sup>(2)</sup> There are no proved reserves at the price and cost parameters used in this report.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Givot LP interest in these properties, as of December 31, 2025, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes <sup>(1)</sup> (M\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved (1P)	(1,467.7)	(1,432.4)	(1,399.4)	(1,368.7)	(1,339.9)
Probable	46,325.2	31,520.0	21,332.4	14,242.8	9,257.0
Proved + Probable (2P)	44,857.5	30,087.6	19,932.9	12,874.1	7,917.1
Possible	100,078.0	56,092.2	30,052.7	14,400.5	4,873.9
Proved + Probable + Possible (3P)	144,935.5	86,179.9	49,985.7	27,274.6	12,791.1

*Totals may not add because of rounding.*

<sup>(1)</sup> Future net revenue is after deducting estimated abandonment costs.

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 reserves do not exist for these properties because the sale of associated gas production requires the removal of regulatory and infrastructure constraints. Gas volumes have been classified as contingent resources.

Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 1P category is inclusive of a proved developed non-producing well. Our study indicates that as of December 31, 2025, there are no proved developed producing or proved undeveloped reserves for these properties. The project maturity subclass for these reserves is approved for development. The Meged 5 well was completed to Zone 8B in 2011 and demonstrated sustained productivity from this interval. It is our understanding that in June 2020 the Meged 5 well was shut in and Zone 8B is not expected to return to production. Based on the production from Zone 8B, a drainage area of approximately 800 acres was used in our reserves estimates for future development wells in this interval. Volumes from the additional reservoir intervals

tested in the Meged 5 well are included in this report as contingent resources. The estimates of reserves and future revenue included herein have not been adjusted for risk.

Working interest revenue for the reserves shown in this report is Givot LP's share of the gross (100 percent) revenue from the properties prior to any deductions. Future net revenue is after deductions for Givot LP's estimates of royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, oil profits levy, and corporate 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. Table VI presents Givot LP's historical production and operating expense data.

As requested, this report has been prepared using oil price parameters specified by Givot LP. Oil prices are based on Brent Crude futures prices and are adjusted for quality, transportation fees, and market differentials. Oil prices, before adjustments, are shown in the following table:

<u>Period Ending</u>	<u>Oil Price (\$/Barrel)</u>	<u>Period Ending</u>	<u>Oil Price (\$/Barrel)</u>
12-31-2026	79.00	12-31-2039	84.14
12-31-2027	64.00	12-31-2040	84.66
12-31-2028	79.76	12-31-2041	85.03
12-31-2029	79.50	12-31-2042	84.87
12-31-2030	79.80	12-31-2043	86.16
12-31-2031	80.37	12-31-2044	86.14
12-31-2032	79.84	12-31-2045	86.61
12-31-2033	81.27	12-31-2046	87.05
12-31-2034	82.00	12-31-2047	89.64
12-31-2035	82.33	12-31-2048	90.24
12-31-2036	82.61	12-31-2049	91.11
12-31-2037	83.22	Thereafter	91.46
12-31-2038	83.51		

Operating costs used in this report were provided by Givot LP and appear reasonable based on our knowledge of similar operations. These costs are intended to include only direct project-level costs and Givot LP's estimate of the portion of its headquarters general and administrative overhead expenses that can be directly attributed to this project. Operating costs have been divided into field-level costs and per-unit-of-production costs and, as requested, are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Givot LP and are based on actual costs from previous activity. Capital costs are included as required for a workover, new development wells, and production equipment. Based on our understanding of Givot LP'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 Givot LP'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.

## CONTINGENT RESOURCES

---

Contingent resources are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by the application of development project(s) not currently considered to be commercial owing to one or more contingencies. The contingent oil resources and associated gas resources shown in this report are contingent upon (1) acquisition of additional technical data, through development drilling, that

demonstrate producing rates and volumes sufficient to sustain economic viability and (2) commitment to develop the resources. In addition, all contingent gas resources, including those associated with oil reserves, are contingent upon the removal of regulatory and infrastructure constraints. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. The project maturity subclass for these contingent resources is development pending. Because of the early stage of development of this project, we did not perform an economic analysis on these resources; as such, the economic status of these resources is undetermined. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources.

We estimate the gross (100 percent) contingent resources for these properties, as of December 31, 2025, to be:

Reservoir	Gross (100%) Contingent Resources					
	Oil (MBBL)			Gas (MMCF)		
	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)	Low Estimate (1C)	Best Estimate (2C)	High Estimate (3C)
Zone 1 <sup>(1)</sup>	337	582	924	639	1,049	1,623
Zone 2	627	1,984	4,989	1,050	3,321	8,351
Zone 3	749	2,475	5,932	1,254	4,143	9,930
Zone 4	908	2,417	5,467	1,520	4,047	9,153
Zone 5	652	2,062	4,741	1,038	3,282	7,548
Zone 6	950	2,663	5,941	1,486	4,168	9,297
Zone 7	408	1,512	4,023	639	2,366	6,296
Zone 8A	888	1,853	4,123	2,548	5,315	11,828
Zone 8B <sup>(1)</sup>	153	263	414	555	6,441	26,998

<sup>(1)</sup> Gas resources for these reservoirs include the gas volumes associated with oil reserves.

The oil volumes shown include crude oil only. 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 a combination of deterministic and probabilistic methods. Once all contingencies have been successfully addressed, the probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

## GENERAL INFORMATION

This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated. For the purposes of this report, we did not perform any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves or resources quantities estimated in this report or the commerciality of such estimates. Therefore, our estimates do not include any costs due to such possible liability.

The reserves and contingent resources shown in this report are estimates only and should not be construed as exact quantities. Estimates may increase or decrease as a result of market conditions, future operations, changes

in regulations, or actual reservoir performance. In addition to the primary economic assumptions discussed herein, our estimates are based on certain assumptions including, but not limited to, that the properties will be developed consistent with current development plans as provided to us by Givot LP, that the properties will be operated in a prudent manner, that no governmental regulations or controls will be put in place that would impact the ability of the interest owner to recover the volumes, and that our projections of future production will prove consistent with actual performance. If these volumes are recovered, the revenues therefrom and the costs related thereto could be more or less than the estimated amounts. Because of governmental policies and uncertainties of supply and demand, the sales rates, prices received, and costs incurred may vary from assumptions made while preparing this report. As requested, forecasted gross oil production by reserves category for certain wells is shown in Table VII. 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 cost information, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves and contingent resources in this report have been estimated using a combination of deterministic and 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 performance analysis, volumetric analysis, and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2018 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Table VIII. The contingent resources and a portion of the reserves shown in this report are for undeveloped locations; such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. Improved recovery techniques were not considered in this evaluation. 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 22, 2026, by Mr. Amir Ben David, Chief Executive Officer of Givot LP, to perform this assessment. The data used in our estimates were obtained from Givot LP 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 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 Givot LP.

## 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. Chad E. Ireton and Mr. Zachary R. Long. Mr. Ireton and Mr. Long are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1301 McKinney Street, Suite 3200, Houston, Texas 77010, USA.

Mr. Ireton is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 115760). He has been practicing consulting petroleum engineering at NSAI since 2012 and has over 11 years of prior industry experience. Mr. Long is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11792). He has been practicing consulting petroleum geoscience at NSAI since 2007 and has over 2 years of prior industry experience.

Sincerely,

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

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

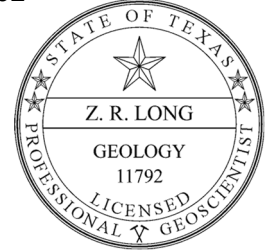
By: *Chad Ireton*  
Chad E. Ireton, P.E. 115760  
Vice President



Date Signed: March 29, 2026

CEI:DEC

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



Date Signed: March 29, 2026

**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

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

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

**Preamble**

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

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

**1.0 Basic Principles and Definitions**

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

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

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

**1.1 Petroleum Resources Classification Framework**

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

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

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

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

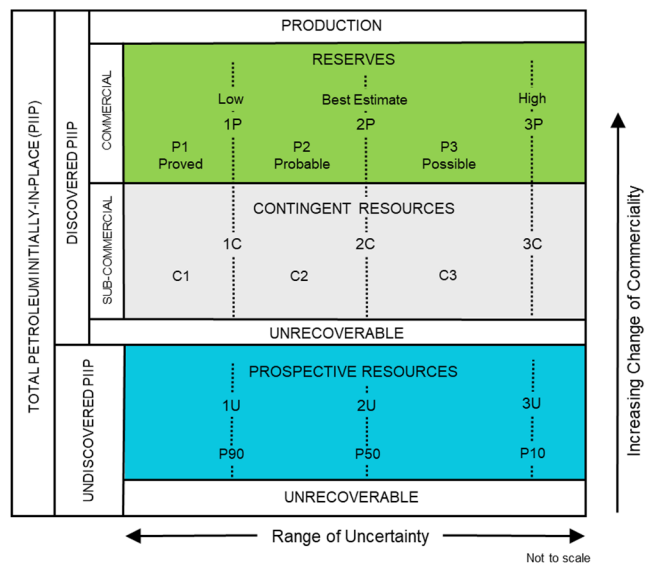


Figure 1.1—Resources classification framework

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

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

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

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

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

1.1.0.8 Other terms used in resource assessments include the following:

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

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

### 1.2 Project-Based Resources Evaluations

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

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

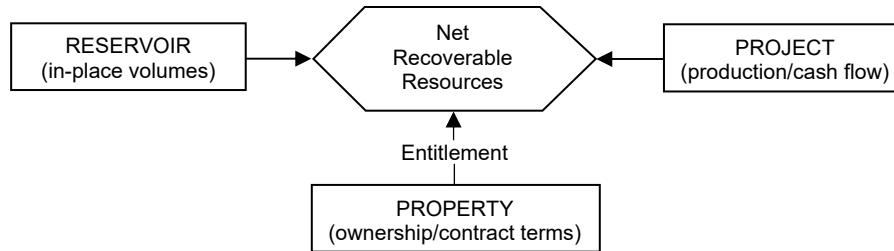


Figure 1.2—Resources evaluation

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

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

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

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

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

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

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

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

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

### 2.0 Classification and Categorization Guidelines

#### 2.1 Resources Classification

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

##### 2.1.1 Determination of Discovery Status

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

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

##### 2.1.2 Determination of Commerciality

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

- A. Evidence of a technically mature, feasible development plan.
- B. Evidence of financial appropriations either being in place or having a high likelihood of being secured to implement the project.
- C. Evidence to support a reasonable time-frame for development.
- D. A reasonable assessment that the development projects will have positive economics and meet defined investment and operating criteria. This assessment is performed on the estimated entitlement forecast quantities and associated cash flow on which the investment decision is made (see Section 3.1.1, Net Cash-Flow Evaluation).
- E. A reasonable expectation that there will be a market for forecast sales quantities of the production required to justify development. There should also be similar confidence that all produced streams (e.g., oil, gas, water, CO<sub>2</sub>) can be sold, stored, re-injected, or otherwise appropriately disposed.
- F. Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- G. Evidence that legal, contractual, environmental, regulatory, and government approvals are in place or will be forthcoming, together with resolving any social and economic concerns.

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

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

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

### 2.2 Resources Categorization

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

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

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

#### 2.2.1 Range of Uncertainty

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

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

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

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

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

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

#### 2.2.2 Category Definitions and Guidelines

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

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

**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

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

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

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

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

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

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

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

**Table 1—Recoverable Resources Classes and Sub-Classes**

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

**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

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

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

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

**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

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

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

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<b>Development Not Viable</b>	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time because of limited commercial potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions.  The project decision gate is the decision not to undertake further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
<b>Prospective Resources</b>	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.
<b>Prospect</b>	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.
<b>Lead</b>	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.
<b>Play</b>	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**

<b>Status</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
<b>Developed Reserves</b>	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.
<b>Developed Producing Reserves</b>	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.
<b>Developed Non-Producing Reserves</b>	Shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals that are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells that will require additional completion work or future re-completion before start of production with minor cost to access these reserves.  In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

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

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

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

**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

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

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

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED (1P) RESERVES  
MEGED FIELD, ISRAEL  
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993) INTEREST  
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue <sup>(1)</sup> (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(2)</sup> (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes	
			State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)
12-31-2026	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,467.7	0.0	-1,467.7	-1,399.4
12-31-2027	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2032	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2033	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2034	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2035	0	0.0	0.0	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	0.0	0.0	0.0
12-31-2037	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2038	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2039	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2040	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2041	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2042	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2043	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total		0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,467.7	0.0	-1,467.7	-1,399.4

Period Ending	Levy Rate <sup>(3)</sup> (%)	Levy <sup>(3)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(4)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(4)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	0.0	0.0	-1,467.7	23.0	0.0	-1,467.7	-1,432.4	-1,399.4	-1,368.7	-1,339.9
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2033	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2034	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2037	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2038	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2039	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2041	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2042	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2043	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total		0.0	-1,467.7	0.0	0.0	-1,467.7	-1,432.4	-1,399.4	-1,368.7	-1,339.9

<sup>(1)</sup> For the purposes of the report, we have not attributed any part of the revenues to services.

<sup>(2)</sup> Operating expenses are intended to include only direct project-level costs and the estimate of the portion of the headquarters general and administrative overhead expenses of Givot Olam Oil Limited Partnership (1993) that can be directly attributed to this project.

<sup>(3)</sup> Oil profits levy rates and estimates are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993).

<sup>(4)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROBABLE RESERVES  
MEGED FIELD, ISRAEL  
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993) INTEREST  
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue <sup>(1)</sup> (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(2)</sup> (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes	
			State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				Discounted at 0%	Discounted at 10%
12-31-2026	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26,361.3	0.0	0.0	-26,361.3	-20,772.3
12-31-2029	2	36,408.8	4,551.1	0.0	0.0	4,551.1	19,830.0	0.0	8,661.1	3,366.6	2,411.7
12-31-2030	2	42,072.4	5,259.1	0.0	0.0	5,259.1	0.0	0.0	9,700.2	27,113.2	17,656.8
12-31-2031	2	31,351.9	3,919.0	940.6	0.0	4,859.5	0.0	0.0	7,640.4	18,851.9	11,160.8
12-31-2032	2	23,056.3	2,882.0	691.7	0.0	3,573.7	0.0	0.0	6,120.6	13,362.0	7,191.5
12-31-2033	2	17,403.3	2,175.4	522.1	0.0	2,697.5	0.0	0.0	4,998.1	9,707.7	4,749.8
12-31-2034	2	13,028.2	1,628.5	390.8	0.0	2,019.4	0.0	0.0	4,168.3	6,840.5	3,042.6
12-31-2035	2	9,712.7	1,214.1	291.4	0.0	1,505.5	0.0	0.0	3,554.4	4,652.8	1,881.4
12-31-2036	2	7,243.0	905.4	217.3	0.0	1,122.7	0.0	0.0	3,099.8	3,020.5	1,110.4
12-31-2037	2	5,427.5	678.4	162.8	0.0	841.3	0.0	0.0	2,762.8	1,823.4	609.4
12-31-2038	2	4,055.0	506.9	121.7	0.0	628.5	0.0	0.0	2,512.8	913.6	277.6
12-31-2039	2	3,044.5	380.6	91.3	0.0	471.9	0.0	0.0	2,327.2	245.4	67.8
12-31-2040	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2,935.5	0.0	-2,935.5	-737.0
12-31-2041	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2042	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2043	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>		<b>192,803.8</b>	<b>24,100.5</b>	<b>3,429.7</b>	<b>0.0</b>	<b>27,530.1</b>	<b>46,191.2</b>	<b>2,935.5</b>	<b>55,545.9</b>	<b>60,601.0</b>	<b>28,650.4</b>

Period Ending	Levy Rate <sup>(3)</sup> (%)	Levy <sup>(3)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(4)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(4)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes					
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)	
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	-26,361.3	23.0	0.0	-26,361.3	-23,334.2	-20,772.3	-18,587.5	-16,711.4	-14,840.8
12-31-2029	0.0	0.0	3,366.6	23.0	0.0	3,366.6	2,838.1	2,411.7	2,064.2	1,778.5	1,544.9
12-31-2030	0.0	0.0	27,113.2	23.0	609.7	26,503.5	21,279.0	17,259.8	14,130.7	11,667.8	9,544.4
12-31-2031	0.0	0.0	18,851.9	23.0	4,335.9	14,516.0	11,099.5	8,593.8	6,729.9	5,325.4	4,281.0
12-31-2032	0.0	0.0	13,362.0	23.0	3,073.3	10,288.8	7,492.6	5,537.5	4,147.9	3,145.5	2,228.1
12-31-2033	0.0	0.0	9,707.7	23.0	2,232.8	7,474.9	5,184.3	3,657.3	2,620.4	1,904.4	1,389.6
12-31-2034	0.0	0.0	6,840.5	23.0	1,573.3	5,267.2	3,479.1	2,342.8	1,605.6	1,118.2	783.8
12-31-2035	0.0	0.0	4,652.8	23.0	1,070.1	3,582.6	2,253.8	1,448.7	949.7	633.8	428.9
12-31-2036	0.0	0.0	3,020.5	23.0	694.7	2,325.8	1,393.4	855.0	536.1	342.9	228.0
12-31-2037	0.0	0.0	1,823.4	23.0	419.4	1,404.0	801.1	469.2	281.4	172.5	100.5
12-31-2038	0.0	0.0	913.6	23.0	210.1	703.5	382.3	213.7	122.6	72.0	40.0
12-31-2039	0.0	0.0	245.4	23.0	56.5	189.0	97.8	52.2	28.6	16.1	8.6
12-31-2040	0.0	0.0	-2,935.5	23.0	0.0	-2,935.5	-1,446.9	-737.0	-386.9	-208.7	-130.8
12-31-2041	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2042	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2043	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>		<b>0.0</b>	<b>60,601.0</b>		<b>14,275.8</b>	<b>46,325.2</b>	<b>31,520.0</b>	<b>21,332.4</b>	<b>14,242.8</b>	<b>9,257.0</b>	<b>4,389.6</b>

<sup>(1)</sup> For the purposes of the report, we have not attributed any part of the revenues to services.

<sup>(2)</sup> Operating expenses are intended to include only direct project-level costs and the estimate of the portion of the headquarters general and administrative overhead expenses of Givot Olam Oil Limited Partnership (1993) that can be directly attributed to this project.

<sup>(3)</sup> Oil profits levy rates and estimates are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993).

<sup>(4)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE (2P) RESERVES  
MEGED FIELD, ISRAEL  
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993) INTEREST  
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue <sup>(1)</sup> (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(2)</sup> (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes	
			State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)
12-31-2026	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,467.7	0.0	-1,467.7	-1,399.4
12-31-2027	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	26,361.3	0.0	0.0	-26,361.3	-20,772.3
12-31-2029	2	36,408.8	4,551.1	0.0	0.0	4,551.1	19,830.0	0.0	8,661.1	3,366.6	2,411.7
12-31-2030	2	42,072.4	5,259.1	0.0	0.0	5,259.1	0.0	0.0	9,700.2	27,113.2	17,656.8
12-31-2031	2	31,351.9	3,919.0	940.6	0.0	4,859.5	0.0	0.0	7,640.4	18,851.9	11,160.8
12-31-2032	2	23,056.3	2,882.0	691.7	0.0	3,573.7	0.0	0.0	6,120.6	13,362.0	7,191.5
12-31-2033	2	17,403.3	2,175.4	522.1	0.0	2,697.5	0.0	0.0	4,998.1	9,707.7	4,749.8
12-31-2034	2	13,028.2	1,628.5	390.8	0.0	2,019.4	0.0	0.0	4,168.3	6,840.5	3,042.6
12-31-2035	2	9,712.7	1,214.1	291.4	0.0	1,505.5	0.0	0.0	3,554.4	4,652.8	1,881.4
12-31-2036	2	7,243.0	905.4	217.3	0.0	1,122.7	0.0	0.0	3,099.8	3,020.5	1,110.4
12-31-2037	2	5,427.5	678.4	162.8	0.0	841.3	0.0	0.0	2,762.8	1,823.4	609.4
12-31-2038	2	4,055.0	506.9	121.7	0.0	628.5	0.0	0.0	2,512.8	913.6	277.6
12-31-2039	2	3,044.5	380.6	91.3	0.0	471.9	0.0	0.0	2,327.2	245.4	67.8
12-31-2040	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	2,935.5	0.0	-2,935.5	-737.0
12-31-2041	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2042	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2043	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>		<b>192,803.8</b>	<b>24,100.5</b>	<b>3,429.7</b>	<b>0.0</b>	<b>27,530.1</b>	<b>46,191.2</b>	<b>4,403.2</b>	<b>55,545.9</b>	<b>59,133.3</b>	<b>27,251.0</b>

Period Ending	Levy Rate <sup>(3)</sup> (%)	Levy <sup>(3)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(4)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(4)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	0.0	0.0	-1,467.7	23.0	0.0	-1,467.7	-1,432.4	-1,399.4	-1,368.7	-1,339.9
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	-26,361.3	23.0	0.0	-26,361.3	-23,334.2	-20,772.3	-18,587.5	-16,711.4
12-31-2029	0.0	0.0	3,366.6	23.0	0.0	3,366.6	2,838.1	2,411.7	2,064.2	1,778.5
12-31-2030	0.0	0.0	27,113.2	23.0	609.7	26,503.5	21,279.0	17,259.8	14,130.7	11,667.8
12-31-2031	0.0	0.0	18,851.9	23.0	4,335.9	14,516.0	11,099.5	8,593.8	6,729.9	5,325.4
12-31-2032	0.0	0.0	13,362.0	23.0	3,073.3	10,288.8	7,492.6	5,537.5	4,147.9	3,145.5
12-31-2033	0.0	0.0	9,707.7	23.0	2,232.8	7,474.9	5,184.3	3,657.3	2,620.4	1,904.4
12-31-2034	0.0	0.0	6,840.5	23.0	1,573.3	5,267.2	3,479.1	2,342.8	1,605.6	1,118.2
12-31-2035	0.0	0.0	4,652.8	23.0	1,070.1	3,582.6	2,253.8	1,448.7	949.7	633.8
12-31-2036	0.0	0.0	3,020.5	23.0	694.7	2,325.8	1,393.4	855.0	536.1	342.9
12-31-2037	0.0	0.0	1,823.4	23.0	419.4	1,404.0	801.1	469.2	281.4	172.5
12-31-2038	0.0	0.0	913.6	23.0	210.1	703.5	382.3	213.7	122.6	72.0
12-31-2039	0.0	0.0	245.4	23.0	56.5	189.0	97.8	52.2	28.6	16.1
12-31-2040	0.0	0.0	-2,935.5	23.0	0.0	-2,935.5	-1,446.9	-737.0	-386.9	-208.7
12-31-2041	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2042	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2043	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
<b>Total</b>		<b>0.0</b>	<b>59,133.3</b>		<b>14,275.8</b>	<b>44,857.5</b>	<b>30,087.6</b>	<b>19,932.9</b>	<b>12,874.1</b>	<b>7,917.1</b>

<sup>(1)</sup> For the purposes of the report, we have not attributed any part of the revenues to services.

<sup>(2)</sup> Operating expenses are intended to include only direct project-level costs and the estimate of the portion of the headquarters general and administrative overhead expenses of Givot Olam Oil Limited Partnership (1993) that can be directly attributed to this project.

<sup>(3)</sup> Oil profits levy rates and estimates are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993).

<sup>(4)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
POSSIBLE RESERVES  
MEGED FIELD, ISRAEL  
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993) INTEREST  
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue <sup>(1)</sup> (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(2)</sup> (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes	
			State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				Discounted at 0%	Discounted at 10%
12-31-2026	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	1	2,067.6	258.4	0.0	0.0	258.4	23,077.8	0.0	1,001.2	-22,269.9	-19,303.2
12-31-2028	2	24,016.0	3,002.0	0.0	0.0	3,002.0	13,298.6	0.0	6,305.6	1,409.7	1,110.9
12-31-2029	2	31,027.0	3,878.4	0.0	0.0	3,878.4	19,593.9	0.0	5,859.9	1,694.8	1,214.1
12-31-2030	4	42,820.2	5,352.5	0.0	0.0	5,352.5	39,659.9	0.0	8,056.1	-10,248.4	-6,674.0
12-31-2031	6	58,212.0	7,276.5	128.4	0.0	7,404.9	39,659.9	0.0	10,614.1	533.1	315.6
12-31-2032	7	70,195.8	8,774.5	2,105.9	0.0	10,880.3	37,909.1	0.0	12,942.2	8,464.2	4,555.5
12-31-2033	9	80,545.0	10,068.1	2,416.3	0.0	12,484.5	41,174.7	0.0	14,613.4	12,272.4	6,004.6
12-31-2034	10	83,619.7	10,452.5	9,005.3	0.0	19,457.7	6,767.3	0.0	15,040.3	42,354.3	18,839.1
12-31-2035	10	65,365.0	8,170.6	18,932.5	0.0	27,103.1	0.0	0.0	11,651.3	26,610.6	10,760.3
12-31-2036	10	47,820.7	5,977.6	4,738.4	0.0	10,716.0	0.0	0.0	8,424.0	28,680.7	10,543.1
12-31-2037	10	34,597.4	4,324.7	3,439.4	0.0	7,764.1	0.0	0.0	5,976.2	20,857.1	6,970.1
12-31-2038	9	24,840.1	3,105.0	2,478.9	0.0	5,583.9	0.0	1,467.7	4,201.6	13,586.8	4,127.7
12-31-2039	8	17,962.0	2,245.3	1,799.3	0.0	4,044.5	0.0	1,467.7	2,941.9	9,507.8	2,629.9
12-31-2040	10	14,316.5	1,789.6	1,288.5	0.0	3,078.1	0.0	-2,935.5	4,061.4	10,112.6	2,539.0
12-31-2041	7	7,530.1	941.3	0.0	0.0	941.3	0.0	4,403.2	3,112.0	-926.3	-214.4
12-31-2042	4	2,638.1	329.8	0.0	0.0	329.8	0.0	4,403.2	2,250.7	-4,345.6	-901.7
12-31-2043	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5,870.9	0.0	-5,870.9	-1,107.5
<b>Total</b>		<b>607,573.4</b>	<b>75,946.7</b>	<b>46,333.0</b>	<b>0.0</b>	<b>122,279.6</b>	<b>221,141.3</b>	<b>14,677.4</b>	<b>117,052.0</b>	<b>132,423.0</b>	<b>41,407.9</b>

Period Ending	Levy Rate <sup>(3)</sup> (%)	Levy <sup>(3)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(4)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(4)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes					
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)	
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	23.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	-22,269.9	23.0	0.0	-22,269.9	-20,698.3	-19,303.2	-18,058.1	-16,941.3	-16,941.3
12-31-2028	0.0	0.0	1,409.7	23.0	0.0	1,409.7	1,247.9	1,110.9	994.0	893.7	893.7
12-31-2029	0.0	0.0	1,694.8	23.0	0.0	1,694.8	1,428.7	1,214.1	1,039.1	895.3	895.3
12-31-2030	0.0	0.0	-10,248.4	23.0	-609.7	-9,638.7	-7,738.7	-6,277.0	-5,139.0	-4,243.3	-4,243.3
12-31-2031	0.0	0.0	533.1	23.0	-4,335.9	4,869.0	3,723.0	2,882.6	2,257.4	1,786.3	1,786.3
12-31-2032	0.0	0.0	8,464.2	23.0	249.8	8,214.3	5,981.9	4,421.0	3,311.6	2,511.3	2,511.3
12-31-2033	0.0	0.0	12,272.4	23.0	2,822.6	9,449.7	6,553.9	4,623.5	3,312.7	2,407.5	2,407.5
12-31-2034	0.0	0.0	42,354.3	23.0	9,741.5	32,612.8	21,541.6	14,506.1	9,941.6	6,923.8	6,923.8
12-31-2035	0.0	0.0	26,610.6	23.0	6,120.4	20,490.2	12,889.8	8,285.4	5,431.5	3,625.1	3,625.1
12-31-2036	0.0	0.0	28,680.7	23.0	6,596.6	22,084.2	13,231.0	8,118.2	5,090.4	3,256.0	3,256.0
12-31-2037	0.0	0.0	20,857.1	23.0	4,797.1	16,059.9	9,163.6	5,367.0	3,219.0	1,973.1	1,973.1
12-31-2038	0.0	0.0	13,586.8	23.0	3,125.0	10,461.9	5,685.2	3,178.3	1,823.4	1,071.1	1,071.1
12-31-2039	0.0	0.0	9,507.8	23.0	2,186.8	7,321.0	3,788.9	2,022.0	1,109.6	624.6	624.6
12-31-2040	0.0	0.0	10,112.6	23.0	1,650.7	8,461.9	4,170.8	2,124.6	1,115.2	601.6	601.6
12-31-2041	0.0	0.0	-926.3	23.0	0.0	-926.3	-434.8	-211.4	-106.2	-54.9	-54.9
12-31-2042	0.0	0.0	-4,345.6	23.0	0.0	-4,345.6	-1,942.8	-901.7	-433.0	-214.6	-214.6
12-31-2043	0.0	0.0	-5,870.9	23.0	0.0	-5,870.9	-2,499.7	-1,107.5	-508.7	-241.6	-241.6
<b>Total</b>		<b>0.0</b>	<b>132,423.0</b>		<b>32,345.0</b>	<b>100,078.0</b>	<b>56,092.2</b>	<b>30,052.7</b>	<b>14,400.5</b>	<b>4,873.9</b>	

<sup>(1)</sup> For the purposes of the report, we have not attributed any part of the revenues to services.

<sup>(2)</sup> Operating expenses are intended to include only direct project-level costs and the estimate of the portion of the headquarters general and administrative overhead expenses of Givot Olam Oil Limited Partnership (1993) that can be directly attributed to this project.

<sup>(3)</sup> Oil profits levy rates and estimates are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993).

<sup>(4)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES  
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE (3P) RESERVES  
MEGED FIELD, ISRAEL  
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993) INTEREST  
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue <sup>(1)</sup> (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses <sup>(2)</sup> (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes	
			State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)
12-31-2026	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,467.7	0.0	-1,467.7	-1,399.4	
12-31-2027	1	2,067.6	258.4	0.0	0.0	258.4	0.0	1,001.2	-22,269.9	-19,303.2	
12-31-2028	2	24,016.0	3,002.0	0.0	0.0	3,002.0	0.0	6,305.6	-24,951.5	-19,661.4	
12-31-2029	4	67,435.8	8,429.5	0.0	0.0	8,429.5	0.0	14,521.1	5,061.4	3,625.7	
12-31-2030	6	84,892.6	10,611.6	0.0	0.0	10,611.6	0.0	17,756.3	16,864.8	10,982.8	
12-31-2031	8	89,563.9	11,195.5	1,069.0	0.0	12,264.5	0.0	18,254.5	19,385.0	11,476.4	
12-31-2032	9	93,252.1	11,656.5	2,797.6	0.0	14,454.1	0.0	19,062.8	21,826.2	11,747.0	
12-31-2033	11	97,948.3	12,243.5	2,938.4	0.0	15,182.0	0.0	19,611.5	21,980.1	10,754.3	
12-31-2034	12	96,647.9	12,081.0	9,396.1	0.0	21,477.1	0.0	19,208.7	49,194.8	21,881.7	
12-31-2035	12	75,077.7	9,384.7	19,223.9	0.0	28,608.6	0.0	15,205.7	31,263.4	12,641.7	
12-31-2036	12	55,063.7	6,883.0	4,955.7	0.0	11,838.7	0.0	11,523.8	31,701.3	11,653.4	
12-31-2037	12	40,024.9	5,003.1	3,602.2	0.0	8,605.4	0.0	8,739.0	22,680.5	7,579.4	
12-31-2038	11	28,895.1	3,611.9	2,600.6	0.0	6,212.5	1,467.7	6,714.5	14,500.5	4,405.3	
12-31-2039	10	21,006.6	2,625.8	1,890.6	0.0	4,516.4	1,467.7	5,269.1	9,753.3	2,693.7	
12-31-2040	10	14,316.5	1,789.6	1,288.5	0.0	3,078.1	0.0	4,061.4	7,177.1	1,802.0	
12-31-2041	7	7,530.1	941.3	0.0	0.0	941.3	4,403.2	3,112.0	-926.3	-214.4	
12-31-2042	4	2,638.1	329.8	0.0	0.0	329.8	4,403.2	2,250.7	-4,345.6	-901.7	
12-31-2043	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5,870.9	0.0	-5,870.9	-1,107.5	
Total		800,377.1	100,047.1	49,762.6	0.0	149,809.8	267,332.5	19,080.6	172,597.9	191,556.3	68,658.9

Period Ending	Levy Rate <sup>(3)</sup> (%)	Levy <sup>(3)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(4)</sup> (%)	Corporate Income Taxes <sup>(4)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2026	0.0	0.0	-1,467.7	23.0	0.0	-1,467.7	-1,432.4	-1,399.4	-1,368.7	-1,339.9
12-31-2027	0.0	0.0	-22,269.9	23.0	0.0	-22,269.9	-20,698.3	-19,303.2	-18,058.1	-16,941.3
12-31-2028	0.0	0.0	-24,951.5	23.0	0.0	-24,951.5	-22,086.3	-19,661.4	-17,593.5	-15,817.7
12-31-2029	0.0	0.0	5,061.4	23.0	0.0	5,061.4	4,266.9	3,625.7	3,103.3	2,673.8
12-31-2030	0.0	0.0	16,864.8	23.0	0.0	16,864.8	13,540.3	10,982.8	8,991.7	7,424.5
12-31-2031	0.0	0.0	19,385.0	23.0	0.0	19,385.0	14,822.6	11,476.4	8,987.3	7,111.6
12-31-2032	0.0	0.0	21,826.2	23.0	3,323.1	18,503.1	13,474.6	9,958.5	7,459.5	5,656.7
12-31-2033	0.0	0.0	21,980.1	23.0	5,055.4	16,924.7	11,738.2	8,280.8	5,933.2	4,311.8
12-31-2034	0.0	0.0	49,194.8	23.0	11,314.8	37,880.0	25,020.8	16,848.9	11,547.2	8,042.1
12-31-2035	0.0	0.0	31,263.4	23.0	7,190.6	24,072.8	15,143.6	9,734.1	6,381.1	4,259.0
12-31-2036	0.0	0.0	31,701.3	23.0	7,291.3	24,410.0	14,624.5	8,973.1	5,626.5	3,598.9
12-31-2037	0.0	0.0	22,680.5	23.0	5,216.5	17,464.0	9,964.7	5,836.2	3,500.4	2,145.7
12-31-2038	0.0	0.0	14,500.5	23.0	3,335.1	11,165.4	6,067.5	3,392.1	1,946.0	1,143.2
12-31-2039	0.0	0.0	9,753.3	23.0	2,243.3	7,510.0	3,886.7	2,074.2	1,138.2	640.8
12-31-2040	0.0	0.0	7,177.1	23.0	1,650.7	5,526.4	2,723.9	1,387.5	728.3	392.9
12-31-2041	0.0	0.0	-926.3	23.0	0.0	-926.3	-434.8	-211.4	-106.2	-54.9
12-31-2042	0.0	0.0	-4,345.6	23.0	0.0	-4,345.6	-1,942.8	-901.7	-433.0	-214.6
12-31-2043	0.0	0.0	-5,870.9	23.0	0.0	-5,870.9	-2,499.7	-1,107.5	-508.7	-241.6
Total		0.0	191,556.3		46,620.8	144,935.5	86,179.9	49,985.7	27,274.6	12,791.1

<sup>(1)</sup> For the purposes of the report, we have not attributed any part of the revenues to services.

<sup>(2)</sup> Operating expenses are intended to include only direct project-level costs and the estimate of the portion of the headquarters general and administrative overhead expenses of Givot Olam Oil Limited Partnership (1993) that can be directly attributed to this project.

<sup>(3)</sup> Oil profits levy rates and estimates are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993).

<sup>(4)</sup> Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) and are its expected corporate income taxes per year.

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA  
MEGED FIELD, ISRAEL  
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)  
AS OF DECEMBER 31, 2025

Year	Gross Production (MBBL)	Average Per Production Unit (\$/Barrel)			Net Revenue	Reserves Depletion Rate <sup>(2)</sup> (Percent)
		Price Received	Royalties Paid <sup>(1)</sup>	Production Costs		
2020	15.6	36.21	4.64	63.73	(32.16)	0.58
2019	99.3	62.00	5.86	17.82	38.32	1.84
2018	56.0	68.91	8.29	17.60	43.02	0.92

Notes: Values in this table have been provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993); these values have not been independently confirmed. It is our understanding that Meged Field was shut in during 2020.

<sup>(1)</sup> Royalties paid do not include General Partner royalties estimated to be paid at a future date of \$13.75 per barrel for 2018 and \$12.47 per barrel for 2019.

<sup>(2)</sup> The reserves depletion rate is the ratio of yearly oil produced to the estimated proved plus probable reserves at the beginning of that year.

FORECASTED GROSS (100 PERCENT) OIL PRODUCTION (MBBL)  
MEGED FIELD, ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2025

Period Ending	Meged 9 - Zone 8B					Meged 7 - Zone 8B					Meged 8 - Zone 8B				
	Proved (1P)	Probable	Proved + Probable (2P)	Possible	Proved + Probable + Possible (3P)	Proved (1P)	Probable	Proved + Probable (2P)	Possible	Proved + Probable + Possible (3P)	Proved (1P)	Probable	Proved + Probable (2P)	Possible	Proved + Probable + Possible (3P)
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	34.2	34.2
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	120.8	120.8	0.0	0.0	0.0	195.7	195.7
12-31-2029	0.0	339.8	339.8	65.7	405.5	0.0	0.0	0.0	175.7	175.7	0.0	0.0	0.0	141.3	141.3
12-31-2030	0.0	251.2	251.2	48.6	299.8	0.0	0.0	0.0	130.2	130.2	0.0	0.0	0.0	102.2	102.2
12-31-2031	0.0	185.9	185.9	36.0	221.9	0.0	0.0	0.0	96.5	96.5	0.0	0.0	0.0	74.0	74.0
12-31-2032	0.0	137.7	137.7	26.6	164.3	0.0	0.0	0.0	71.6	71.6	0.0	0.0	0.0	53.6	53.6
12-31-2033	0.0	102.1	102.1	19.8	121.8	0.0	0.0	0.0	53.2	53.2	0.0	0.0	0.0	38.9	38.9
12-31-2034	0.0	75.7	75.7	14.7	90.4	0.0	0.0	0.0	39.5	39.5	0.0	0.0	0.0	28.2	28.2
12-31-2035	0.0	56.3	56.3	10.9	67.1	0.0	0.0	0.0	29.4	29.4	0.0	0.0	0.0	20.5	20.5
12-31-2036	0.0	41.8	41.8	8.1	49.9	0.0	0.0	0.0	21.9	21.9	0.0	0.0	0.0	13.4	13.4
12-31-2037	0.0	31.1	31.1	6.0	37.1	0.0	0.0	0.0	16.0	16.0	0.0	0.0	0.0	1.8	1.8
12-31-2038	0.0	23.2	23.2	4.5	27.6	0.0	0.0	0.0	5.7	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2039	0.0	17.3	17.3	3.3	20.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	13.1	13.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2041	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2042	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2043	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	0.0	1,262.0	1,262.0	257.3	1,519.3	0.0	0.0	0.0	760.6	760.6	0.0	0.0	0.0	703.8	703.8

VOLUMETRIC INPUT SUMMARY  
CONTINGENT RESOURCES  
MEGED FIELD, ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2025

Reservoir Type	Reservoir	Net Rock Volume (acre-feet)			Porosity (decimal)			Oil Saturation (decimal)		Oil Recovery Factor (decimal)		Initial Formation Volume Factor (RB/STB) <sup>(1)</sup> Constant
		Triangular Distribution			Triangular Distribution			Normal Distribution		Normal Distribution		
		Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	
Fracture	Zone 2	61,957	140,176	234,366	0.007	0.015	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	1.92
	Zone 3	78,607	175,769	251,692	0.007	0.015	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	1.92
	Zone 4	64,741	145,432	236,717	0.007	0.015	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	1.91
	Zone 5	60,700	135,730	211,261	0.007	0.015	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	1.90
	Zone 6	75,814	169,525	231,493	0.007	0.015	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	1.89
	Zone 7	42,054	104,292	197,201	0.007	0.015	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	1.87
	Zone 8A	41,550	103,040	194,835	0.007	0.015	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	2.16

Reservoir Type	Reservoir	Net Rock Volume (acre-feet)		Porosity (decimal)			Oil Saturation (decimal)		Oil Recovery Factor (decimal)		Initial Formation Volume Factor (RB/STB) <sup>(1)</sup> Constant
		Normal Distribution		Triangular Distribution			Normal Distribution		Normal Distribution		
		Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	
Matrix	Zone 1 <sup>(2)</sup>	76,317	114,476	0.027	0.035	0.043	0.50	0.70	0.05	0.10	1.92
	Zone 2	32,549	81,373	0.014	0.020	0.026	0.50	0.70	0.05	0.10	1.92
	Zone 3	29,024	72,561	0.014	0.020	0.026	0.50	0.70	0.05	0.10	1.92
	Zone 4	23,406	117,029	0.020	0.030	0.040	0.50	0.70	0.05	0.10	1.91
	Zone 5	17,171	85,857	0.017	0.025	0.033	0.50	0.70	0.05	0.10	1.90
	Zone 6	30,461	152,305	0.017	0.025	0.033	0.50	0.70	0.05	0.10	1.89
	Zone 7	13,437	33,592	0.014	0.020	0.026	0.50	0.70	0.05	0.10	1.87
	Zone 8A	94,601	141,901	0.027	0.035	0.043	0.50	0.70	0.05	0.10	2.16
	Zone 8B <sup>(2)</sup>	44,348	66,523	0.027	0.035	0.043	0.50	0.70	0.05	0.10	2.46

Note: 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 cost information, and property ownership interests.

<sup>(1)</sup> The abbreviation RB/STB represents reservoir barrels per stock tank barrel.

<sup>(2)</sup> Only matrix volumes are included in contingent resources since fracture volumes for these reservoirs are classified as reserves.