

# גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

## דוח תקופתי לשנת 2015



גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

דוח תקופתי לשנת 2015

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 שווי 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). לדיווח מידי שפרסמה החברה בעניין זה ראו דיווח מיום 6 בינואר 2015 (מידע זה מהווה הכללה על דרך ההפניה).

תוכן העניינים

עמ'

4	<b><u>פרק ראשון – תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי התאגיד</u></b>
4	1. פעילות התאגיד ותיאור התפתחות עסקיו.
5	2. תחומי הפעילות
8	3. השקעות בהון התאגיד ועסקאות במניותיו
8	4. רווחים
11	<b><u>פרק שני – מידע אחר</u></b>
11	5. מידע כספי
12	<b><u>פרק שלישי – תיאור עסקי התאגיד על פי תחומי הפעילות</u></b>
12	6. סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים על התאגיד
17	7. מידע כללי על תחום הפעילות
24	8. נכסי הנפט
51	9. פרטים נוספים על קידוחי העבר בשדה מגד ועל קידוח מגד 5 והמבחנים
57	10. הון אנושי
61	11. ספקים, ציוד וחומרי גלם
62	12. הון חוזר – מלאי חומרים
63	13. מימון
66	14. מיסוי
67	15. איכות הסביבה
69	16. מגבלות ופיקוח על התאגיד
78	17. הסכמים מהותיים
81	18. יעדים ואיסטרטגיה עסקית
81	19. צפי להתפתחות בשנה הקרובה
81	20. דיון בגורמי הסיכון העיקריים
89	21. דירוג השפעת גורמי הסיכון העיקריים על עסקי התאגיד
90	נספח-מילון מונחים

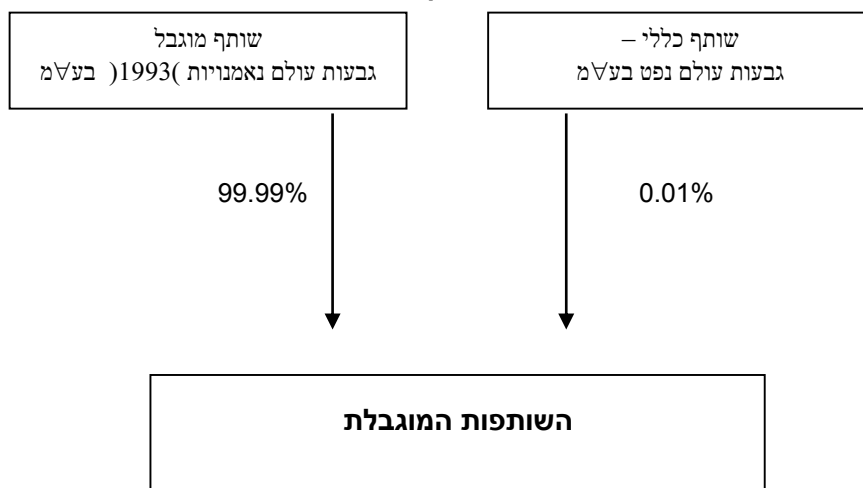
## פרק ראשון – תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי התאגיד

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 תוקן ב- 28.9.93, 7.6.94, 8.1.95, 25.10.98, 22.10.99, 4.6.00, 10.2.03, 29.10.04, 17.9.07, 2.5.06 ו- 26.10.2015 .
- 1.3** זכויותיו של השותף המוגבל בשותפות המוגבלת מוחזקות על ידו בנאמנות עבור מחזיקי יחידות שהנפיק השותף המוגבל לציבור על פי שבעה עשר תשקיפים ושלוש הצעות מדף שהתפרסמו בין השנים 1993 ו- 2010. 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 ו- 17.9.07, 26.10.2015 ו- 31.1.2016 .
- 1.4** החל מיום 23.8.2015 מכהן עו"ד דוד איידלברג כמפקח. למפקח ישנן סמכויות פיקוח מסוימות הקבועות בהסכם הנאמנות ובהסכם השותפות המוגבלת. על פי הסכם הנאמנות זכאי המפקח למנות את הדירקטורים של הנאמן.

#### תרשים מבנה האחזקות בשותפות המוגבלת:



השותפות המוגבלת הוקמה לצורך ביצוע פעולות חיפוש והפקה של נפט וגז בישראל. בהתאם להנחיות הבורסה, התחייבה השותפות המוגבלת לבצע אך ורק פרויקטים של חיפוש 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 1/11, אשר בשטחו בוצעו על ידה בעבר (על פי רשיון 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). במועד הדו"ח השותפות מבצעת מבחני הפקה ארוכי טווח במגד 5 אשר במסגרתם מופק נפט מהבאר ומבצעת את ההכנות הנדרשות לביצוע המבחנים ופעולות ההמרצה בקידוח מגד 6 (בכפוף להשגת האמצעים הכספיים והאישורים הדרושים לכך). כמו כן הושלמו פעולות הכנת אתר קידוח מגד 8, לפרטים ראו סעיף 9.3 להלן. עוד מתכננת השותפות (בכפוף להשגת האמצעים הכספיים והאישורים הדרושים לכך) לבצע קידוחים נוספים בשטח החזקה.

ביום 7.2.2016 התקבלה התראה בכתב מהממונה על ענייני הנפט. במכתב האמור מציין הממונה כי:-

**"הנני מודיע בזה שעקב אי מילוי הנדרש בתוכנית העבודה שבחזקה שבנדון, הנני מתרה בך לפי סעיף 55 א(3) על ביטול החזקה שבנדון. לפי תכנית עבודה שבידינו עליך לבצע כדלקמן: מבחן הפקה בקידוח מגד 6 בחודש ינואר 2016 במידה שלא תתקן את המעוות תוך 60 יום ממועד מכתב זה תבוטל החזקה שבנדון ללא הודעה נוספת".**

מאז קבלת מכתב ההתראה השותפות פעלה לקידום ביצוע מבחני הפקה בקידוח מגד 6, ובין היתר, בוצעו הפעולות והתקבלו ההחלטות הבאות:

א. התקבל אישור הדירקטוריון לביצוע מבחני הפקה בשיטת ה-RADIAL DRILLING (תוכנית מבחנים בשיטה זו הוצגה לממונה וצוות משרדו וקיבלה בחודש אוגוסט 2015 אישור עקרוני) עם אפשרות חלופית לביצוע מבחני הפקה בשיטת הפרפורציה (DST) לפרטים ראו בסעיף 9 להלן.

ב. השותפות פעלה לגיוס המימון הנדרש לביצוע מבחני הפקה, בדרך של קבלת הלוואה בסך מיליון דולר מהשותף הכללי (לפרטים ראו דו"ח מיידי מיום 1/3/2016). כמו כן כדי לגייס את מלוא הסכום הנדרש לביצוע מבחני הפקה בשיטת ה-RADIAL DRILLING אישר דירקטוריון השותף הכללי קבלת הלוואה נוספת בסך מיליון דולר בריבית שנתית של 5% ובהחזר של 20 תשלומים חודשיים, מגורם פרטי שאינו קשור לשותף הכללי או למי מבעלי השליטה בו. בתנאי הלוואה נקבע, בין היתר, כי המלווה יחלוק עם חברת נאות דקלים שבבעלות משפחת בן דוד את השעבודים שניתנו לה (כך שלא יוטלו על השותפות שעבודים נוספים), כמו כן תשלומי הפירעון החודשיים בגין הלוואה זו יופחתו מסך ההחזר החודשי המשולם לנאות דקלים (כך שפירעונות הלוואה זו לא צפויים להשפיע על תזרים המזומנים של השותפות והלוואה של נאות דקלים תוארך בהתאם בכחמישה חודשים נוספים). בנוסף יקבל המלווה אופציה לפיה בכל שלב במהלך חיי הלוואה יוכל לרכוש עשרה אחוזים ממניות השותף הכללי תמורת תשלום של מיליון דולר. יודגש כי הלוואה זו תינתן לשותפות אך ורק במידה וייעשה שימוש בשיטת ה-RADIAL DRILLING במבחני הפקה.

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

ג. השותפות פועלת מול חברה בינלאומית שתספק את הציוד והצוות לביצוע מבחני ההפקה.

ד. השותפות הגישה לאישור הממונה את התוכנית ההנדסית המפורטת לביצוע מבחני ההפקה בבאר מגד 6. השותפות מקווה שהגשת התוכנית למבחני ההפקה והשגת המימון לביצועם יביאו לביטול התראת הממונה.

**אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד** – הערכות השותף הכללי הנקובות לעיל ובין היתר מועדי התקווה לביטול התראת הממונה הינם מידע צופה פני עתיד המבוסס על ציפיית השותפות כי הגשת תוכניות המבחנים והשגת המימון לביצועם יביאו לביטול ההתראה. ההערכות הנ"ל עשויות להתעדכן כתוצאה מאי קבלת עמדת השותפות על ידי הממונה ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפוש והפקה של נפט וגז וכתוצאה מתנאים תפעוליים וכדומה.

בטבלה להלן מובאים, פרטים על השטח, התקופה וחלקה של השותפות בחזקה.

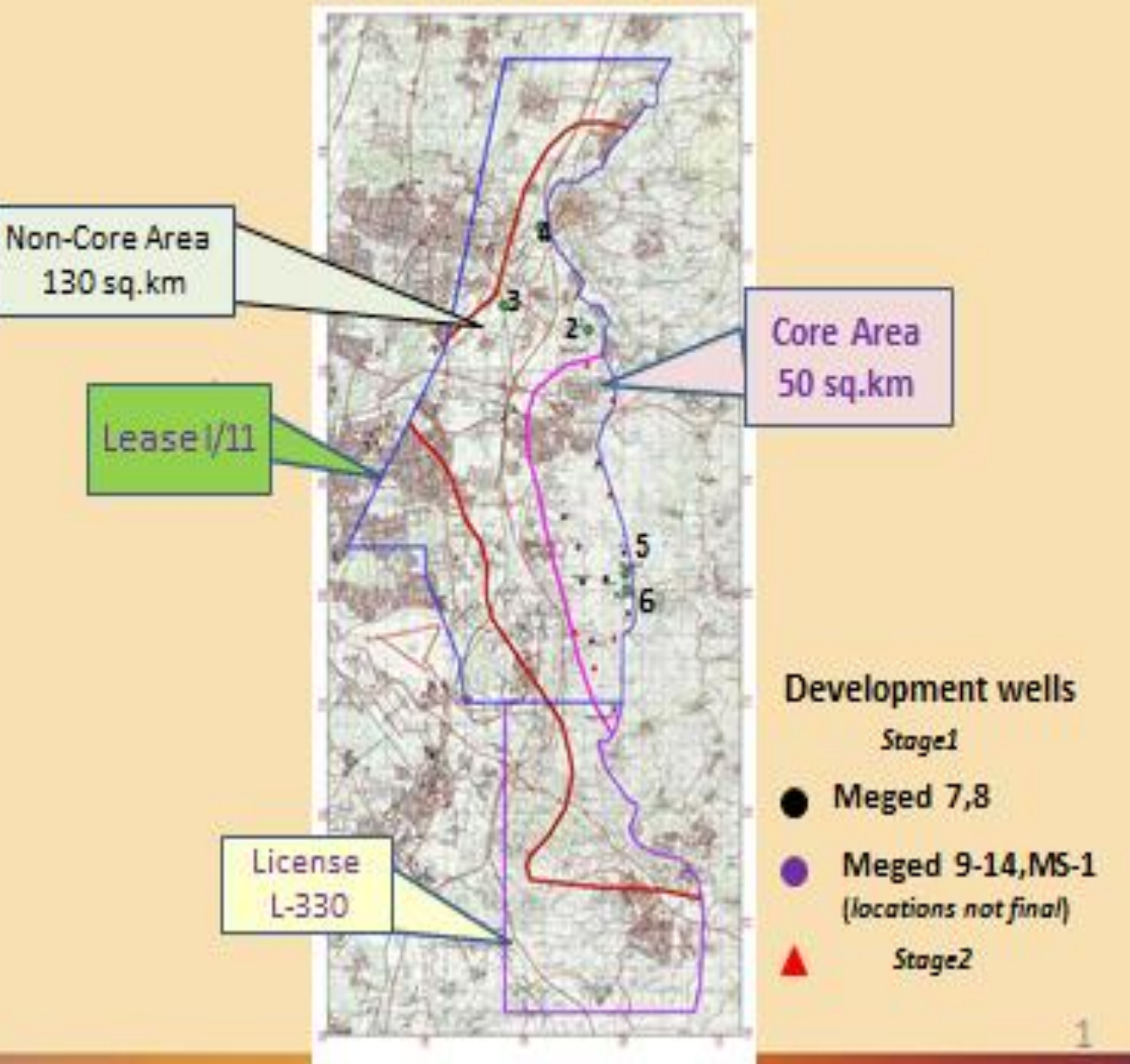
נכס הנפט	שטח	תקופה	חלקה של השותפות בנכס הנפט
חזקת ראש העין 1/11	243 קמ"ר	מיום 1.4.02 לתקופה של 30 שנה	99%

לפרטים על נכס הנפט של השותפות בהתאם למתכונת שבתוספת האחת עשרה לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים), התש"ל-1970 (להלן- "**תקנות הדיווח**") ראו בסעיף 8 להלן. לפרטים לגבי רשיון מכבי/330 ראו בסעיף 8 (ב) להלן.

במפה להלן מסומנים שטחי חזקת ראש העין 1/11 (הקו הכחול) ורשיון מכבי/330 (הקו הסגול). כמו כן מסומנים במפה הקידוחים שבוצעו על ידי השותפות בשטח החזקה (מגד 2, 3, 4, 5 ו-6 בירוק) וקידוחי מגד 7 ו-8 מסומנים בעיגול שחור, איזור הליבה בו מתוכננים הקידוחים בשלב הראשון (הקו הורוד), הקידוחים מתוכננים באזור הליבה בשלב הראשון מסומנים בעיגול סגול והקידוחים המתוכננים באזור הליבה בשלב השני במשולש אדום (המיקומים לא סופיים) ויתרת שדה הנפט (הקו האדום).

## 2.2

# MEGED OIL FIELD



- 3** **השקעות בהון התאגיד ועסקאות במניותיו**
- 3.1 לפרטים על מכירת היחידות שהחזיק השותף הכללי לצדדים קשורים והעמדת התמורה כהלוואה מזכה לשותפות ראו דוחות על שינוי אחזקות בעלי עניין מיום 3.1.2016 ומיום 31.12.2014.
- 3.2 לא היו שינויים בהון השותפות המוגבלת בשנת הדיווח ובשנה שקדמה לה.
- 3.3 **יחידות קיימות**  
בתאריך הדו"ח קיימות 10,569,031,651 יחידות רשומות בנות 1 ש"ח כל היחידות רשומות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ.
- 3.4 **יחידות שהונפקו בשנת הדיווח**  
בשנת הדיווח לא הונפקו יחידות חדשות.
- .4 **חלוקת רווחים**
- 4.1 כל הרווחים של השותפות המוגבלת הראויים לחלוקה על ידי השותפות על פי דין (על כך ראה סעיף 4.5), 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.
- 4.2 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.
- 4.3 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.
- 4.4 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>2</sup>, לבעלי היחידות אשר יהיו רשומים בפנקס בעלי היחידות ביום 31 לדצמבר של השנה שבגינה הם מחולקים. הנאמן יותיר בידיו 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.

<sup>2</sup> בהסכם השותפות המוגבלת נקבע כי השותפות המוגבלת תחלק רווחים אחת לשנה.



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 יתן את הסכמתו להימנעות מחלוקת רווחים או לעיכוב בחלוקתם אלא באישור החלטה מיוחדת שתתקבל באסיפה כללית של בעלי היחידות, או באישור בית משפט אם השתכנע המפקח שדחיה בביצוע פעולות על ידי השותפות המוגבלת (כשהמקור היחיד לעשייתן הינו כספי הרווחים) עשויה לפגוע באינטרסים של בעלי היחידות.

השותף הכללי רשאי, על פי שיקול דעתו, לעשות שימוש בכספי רווחים ולצורך זה להמנע מחלוקתם וכן ליטול בשם השותפות, לצורך קבלת אשראי, התחייבויות בדבר הגבלות על חלוקת רווחים וכן שעבודים על נכסי השותפות הכוללים התחייבויות כאמור והכל לצורכי מימון (בין צרכי מימון מיידיים ובין צרכי מימון עתידיים, וכן בין צרכי מימון ידועים ובין צרכי מימון אפשריים) של פעולות והוצאות אשר השותף הכללי יחליט עליהן בשטח חזקת ראש העין 11/ או בכל שטח אחר שבו תהיה לשותפות תגלית. הוראות פסקה זו יחולו על 82% מהרווחים בלבד.

4.5 בהתאם לסעיף 65נד 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 בחבוייתה 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 (כפי שתוקנו) לענין רווחים, שימוש בהם ונטילת הגבלות על חלוקתם ראו סעיף 7.6.4 לתשקיף המדף. כמו כן ראו בסעיף 1 (ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן על מתווה ההסדר לפיו, בין היתר, יופחתו שיעורי התמלוג להם זכאי השותף הכללי והותנו בחלוקת רווחים לשותף המוגבל

4.6 בהקשר לאמור לעיל, יצוין כי, על-פי הוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחי נפט, תשע"א (-2011 להלן: "**חוק מיסוי רווחי נפט**"), חייב השותף הכללי להגיש לפקיד השומה דו"ח (המאושר 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 שהיו ביום 31 בדצמבר של כל שנת מס).

לפיכך, ככל שיקבע 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 רווחי נפט גוברות על האמור בהסכם השותפות לעניין מיסוי שותפות נפט, וכל עוד הללו אינן תואמות את ההסדר הקבוע בסעיפים 4.3 – 4.5 לעיל, תפעל השותפות בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחי נפט, חלף הוראות סעיפים 4.3 – 4.5 לעיל, לעניין מיסוי שותפות נפט. למען הסר ספק, יצוין כי אין באמור כדי לבטל את האמור בסעיפים 4.4 – 4.5 לעיל, בענין הימנעות מחלוקת רווחים.

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 רווחי נפט.

השותף הכללי סבור כי הואיל וסכום המס ששולם כאמור לעיל על ידי השותפות וכל סכום נוסף שישולם לפקיד השומה בעקבות שומה סופית שתוצא על ידו, ככל שיהיה, הינו על חשבון המס שחייבים בו המחזיקים הזכאים, ייחשב התשלום האמור, לכל דבר וענין כחלק מהחזר ההשקעה לבעלי היחידות כאשר התאריך הקובע בגין החזר זה הינו יום 31.12 בגין שנת המס הרלוונטית לתשלום, לאחר הגשת הדוח ותשלום המס ובדיקתו על-ידי פקיד השומה, יוציא הנאמן תעודה, כאמור בהסכם הנאמנות, בה תצויין ההכנסה החייבת המיוחסת לכל יחידת השתתפות וכן סכום המס ששולם על-ידי השותף הכללי עבור מחזיקי היחידות בגין כל יחידת השתתפות של השותפות. תשלום המס שיבוצע על-ידי השותף הכללי יהיה על-פי שיעור מס שהינו ממוצע משוקלל, לפיכך כל מחזיק זכאי ידרש לעשות את ההתאמות הנדרשות במסגרת הדוח השנתי שלו המוגש לשלטונות המס בין חבות המס הנגזרת בגין חלקו כמחזיק זכאי בשותפות לבין תשלום המס ששולם על-ידי השותפות והמיוחס לחלקו ובהתאם לשלם או לקבל החזר, לפי העניין.

4.7

יצוין, כי השותפות אינה נישום על-פי פקודת מס הכנסה (נוסח חדש), תשכ"א-1961 והכנסות, הוצאות, רווחים והפסדים של השותפות מיוחסים לבעלי היחידות שהינם "מחזיק זכאי" כהגדרתו בתקנות מס הכנסה (יחידות השתתפות) לפי יחס החזקותיהם בשותפות. "מחזיק זכאי" הינו מי שהחזיק ביחידות השתתפות בתום יום ה-31 בדצמבר של שנת המס. להלן מובאת טבלת הוצאות מוכרות לצרכי מס שיוחסו למחזיק ביחידת השתתפות אחת בעבר המתייחסת לשלוש התקופות העדכניות ביותר לגביהן קיים אישור מס הכנסה בשקלים חדשים.

שנה	סה"כ הפסד מעסק לצורכי מס להעברה לבעלי יחידות בש"ח	סה"כ הפסד ליחידה אחת בש"ח	מספר היחידות המונפקות בסוף השנה
2010	49,274,983	0.00492	10,022,976,352
2011	12,577,743	0.001190	10,569,031,650

בשנת 2012 היה לשותפות רווח מעסק עליו שילמה מיסים על חשבון המס שבו חייבים המחזיקים הזכאים, כלהלן:

ליחידה אחת 1 ש"ח ע.נ.	סה"כ לכל יחידות השתתפות	רווח מעסק לצורכי מס להעברה לבעלי היחידות
0.0004308	4,553,623	מס ששולם על חשבון המס שחייבים בו מחזיקים זכאים שהם יחידים
0.0002068	1,765,528	מס ששולם על חשבון המס שחייבים בו מחזיקים זכאים שהם חבר בני-אדם
0.0001077	218,859	

להלן מובאת טבלת אומדן הוצאות מוכרות לצרכי מס שיוחסו למחזיק ביחידת השתתפות אחת בעבר, מובהר כי האומדן האמור טרם אושר ע"י רשויות המס.:

שנה	סה"כ הפסד מעסק לצורכי מס להעברה לבעלי יחידות בש"ח	סה"כ הפסד ליחידה אחת בש"ח	מספר היחידות המונפקות בסוף השנה
2013	39,000,000	0.0037	10,569,031,650
2014	40,000,000	0.0038	10,569,031,650
2015	20,000,000	0.0019	10,569,031,650

## **5. פרק שני – 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 31.12.2015 (להלן: "הדוחות הכספיים").
- 5.2** סך הנכסים של השותפות ליום 31.12.2015 וליום 31.12.2014 הינו כ-19 מיליוני דולר וכ-23 מיליוני דולר, בהתאמה.
- 5.3** סך ההתחייבויות של השותפות ליום 31.12.2015 ו-31.12.2014 הינו כ-25 מיליוני דולר ו-כ-24 מיליוני דולר,
- 5.4** להסברים בדבר הנתונים הכספיים האמורים לעיל ראה דוח הדירקטוריון של השותף הכללי באשר למצב עסקי השותפות בפרק ב' להלן.

## פרק שלישי: תיאור עסקי התאגיד לפי תחומי פעילות

### 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, ראו בסעיף 7.1 להלן. 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 המרצה שייעשה בהן שימוש במאגרי הנפט שאיתרה כגון טכניקות המרצה (STIMULATION)<sup>3</sup> מיוחדות- המרצה בעזרת טכניקת Proppant (להלן: "פרופנט"), טכניקות Acidizing, טכניקת Radial Drilling /או שיטות המרצה אחרות. חלק מהפעולות הכרוכות בשימוש בטכניקות המרצה 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 והמרצה בהן ייעשה שימוש יקבעו בהתאם לשיקול דעת המפעיל (לפרטים ראו סעיף 6.8 להלן) בהתאם לתנאים הרלוונטיים בכל מקטע. יצוין כי לשיטות המרצה שיבחרו כאמור עשויות להיות השלכות מהותיות על עלות המבחנים בכל באר לפרטים נוספים ראו סעיף 9 להלן. לא כל ספקי השירותים והציוד מוכנים לפעול בישראל. כמו כן לביצוע עבודות סייסמיות 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 (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), יידרשו להערכת השותפות כ-40 קידוחי פיתוח. בשלב הראשון כוונת השותף הכללי לפתח את איזור הליבה (50 הקמ"ר שמסביב מגד 5 כמתואר בתרשים שבסעיף 2.2 לעיל) ולקדוח בו עד 16 קידוחים (לאישור הממונה לתכנית הפיתוח שהוגשה ולקדיחת תשעה קידוחים נוספים ראו בסעיף 8 (ב) להלן), ולאחר מכן תוכן תוכנית פיתוח לפיתוח יתרת השדה. 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 לגרום 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>3</sup> למשמעות מונחים אלו ראו בנספח שבסוף פרק זה.

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

ביצוע קידוחי הפיתוח של השותפות כרוך בקבלת אישורים שונים (לכל קידוח) מרשויות שונות וכן בהשגת הסדרים ו/או התקשרויות מתאימים עם בעלי הקרקע. ביצועו של קידוח מגד 5 התעכב תקופה ממושכת בשל עיכובים בקבלת האישורים הדרושים.

(א) השותפות פועלת להשגת האישורים הדרושים בטרם ביצוע הקידוחים. ישנם גופים אשר מתעכב אצלם מתן האישורים הגם שהשותפות עומדת בתנאים לקבלת האישורים. בנוסף ישנם גופים שנתנו את אישורם לביצוע הקידוח לתקופה מסוימת ולקראת תום התקופה השותפות מבקש את הארכת האישור אך קבלת ההארכה המבוקשת 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 כתב 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.

(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 נהלי עבודה ועדכונים הדדיים עם הצבא, עמידה בדרישות מסוימות של משרד הביטחון, הצורך באישורים לעובדים בקידוח, איסור על יציאת עובדים מתחומי האתר, גורמים שעמם יש לתאם את ביצוע הקידוח, להציב שמירה לאורך כל שעות היממה ובכל עת בשטח, ככל ותמצא תגלית כהגדרתה בחוק הנפט ו/או לתקבל 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 הביטחון על התוכניות העתידיות ותפעל לקבלת האישורים הנדרשים מאת משרד הביטחון לצורך המשך פעילותה בשטח, בטרם תחילת קידום התוכניות העתידיות, וויתור של המבטח על זכות שיבוב ותחלוף כלפי משרד הביטחון ולהימנע 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 הביטחון 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 הביטחון 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.

(ג) בכתב התחייבות לביצוע קידוחי מגד 6, 7 ו-8. בנוסף להתחייבויות שתוארו לעיל לגבי קידוח מגד 5 נתנה השותפות התחייבות נוספות להקמת גדר מאתר מגד 5 לכיוון מזרח עד לגדר הבטחון, ולוודא כי בביצוע העבודות והקידוח לא תהיה השפעה על גדר הבטחון ולפיצוי מוסכם בסך 50,000 ₪ לכל יום עיכוב בפינוי השטח. כמו כן חתמה השותפות על כתב התחייבות נפרד לגבי תנועה על ציר המערכת.

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

השותפות הגישה בקשה לאישור קידוחי מגד 6, 7 ו-8 בהתאם להרשאה 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 אוכלוסית 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 יחודיים.

בהקשר זה יצוין כי רוב שטח הליבה (core area) בשדה מגד נמצא ב"מסדרון אקולוגי". בישיבה מיום 2.3.2016 עם נציגי הוועדה המחוזית סוכם כי לגבי מגד 5-יקבע דיון להפקדה במליאת הוועדה המחוזית בתוך 3 חודשים, התכנית תידון על פי מצבה באותו מועד. בעוד חודש וחצי תתקיים ישיבת היגוי בהשתתפות נציגי הגנת הסביבה רט"ג משרד הבריאות וגורמים רלוונטיים נוספים.

לגבי מגד 6- התכנית טרם נקלטה. על החברה להעביר אל לשכת התכנון עדכון בדבר הכנת תכנית העבודה ובצירוף לו"ז מחייב לשדה מגד 6. תינתן ארכה של חצי שנה להשלמות ולעמידה בתנאי סף לתכנית לאתר מגד 6 ובמידה ואלו לא ימולאו התכנית תיסגר. בכוונת השותפות לעשות את מירב המאמצים על מנת לעמוד בסיכום זה.

(ו) 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 שהמונה 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).

(ז) 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 מתבצעות על פי תקנה זו.

(ח) 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 הלוואי אגב השאיבה; בדיקות ומבחני 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 ומבחני הפקה, טיפול ואחסון זמני של תוצרי פעולות הקידוח, אם יהיו, שאיבה והפקה, גידור.

(ט) עוד נציין כי בפסק הדין של בית המשפט העליון שבו דחה את העתירה שתקפה את תקנות ההרשאה ציין בית המשפט העליון כי דעתו, שאין מקום לפסול את התקנות, נסמכה בין היתר על דברים שנכתבו בתגובת המדינה לעתירה בנוגע לפרשנות התקנות וכך לדברי הסיכום של המשנה ליועץ המשפטי לממשלה בישיבה רבת משתתפים שנערכה ביום 13.11.12 וכי אלו ייחשבו כפרשנות אוטנטית של המדינה לתקנות ההרשאה.

(י) הדברים שנכללו בתגובת המדינה ובדברי הסיכום האמורים עניינם בסייגים להפעלת המנגנון הקבוע בסעיף 6(א) שיבואו לידי ביטוי בהנחיות מקצועיות שתועברנה לוועדות. מאחר ודברי הסיכום והתגובה האמורים מזכירים את תקנה 4 לתקנות ההרשאה (שאינה חלה על קידוחי מגד 6, 7 ו-8 שעליהם חלה הוראת המעבר שבתקנה 7 סבורה השותפות שאין מקום להחיל את הסייגים האמורים גם על קידוחי מגד 6, 7 ו-8. למיטב ידיעת השותפות הנחיות מקצועיות כאמור טרם אושרו, ואין בידי השותפות לדעת אם הן תעלינה בקנה אחד עם עמדתה זו. בהקשר לכך יצויין כי ביום 11.3.2015 הגישה החברה להגנת הטבע עתירה לבג"ץ (בג"ץ 1775/15) נגד השותפות ונגד הממונה על ענייני הנפט, משרד התשתיות הלאומיות האנרגיה והמים, המשרד להגנת הסביבה, הועדה המחוזית לתכנון ולבניה מחוז מרכז, ועדת הנפט המחוזית מחוז מרכז, הרשות הממשלתית למים וביוב והרשות לשמירת הטבע והגנים הלאומיים (להלן "המשיבים").

בעתירה מבוקש כי בית המשפט העליון יוציא צו על תנאי המופנה אל המשיבים והמורה להם להתייצב וליתן טעם-

מדוע לא יפעלו חלק מהמשיבים, כל אחד בתחמו, לעצור לאלתר את המשך פעילות הפקת הנפט מקידוח מגד 5 ומקידוח מגד 6, וכן מדוע לא יורו חלק מהמשיבים לשותפות להכין ולהגיש להם תכנית בהתאם לחוק התכנון והבנייה, התשכ"ה-1965, להסדרת פיתוחו והפקתו של שדה מגד בכללותו, לרבות מאגר קליטה (טרמינל) ולרבות כלל הקידוחים והמתקנים שיהיו בו בעתיד.

השותפות מבקשת להדגיש כי הפעולות שנעשו בשדה מגד לרבות קידוחי מגד 5 ומגד 6 נעשו על פי חוק ועל פי התקנות הרלוונטיות ובהתאם לכל דין. השותפות פעלה להגשת תגובה לעתירה במועד שנקבע. ביום 16.3.2016 התקיים דיון בתיק ובית המשפט החליט להמתין לקבלת עמדת המדינה עד 31/7/2016 בה, בין היתר, תעדכן המדינה את בית המשפט בהתפתחויות לגבי החלטת הממונה (ראו סעיף 2.1 לעיל) וכן על החלטת הוועדה המחוזית (ראו בסעיף קטן (ה) לעיל).

#### **קושי בהשגת קבלן קידוחים**

6.5

למיטב ידיעת השותף הכללי לא קיימת בישראל מכונת קידוח המתאימה לצרכי קידוחי מגד 6, 7 ו-8. השותף הכללי החליט להביא ארצה מכונת קידוח מחו"ל. לפרטים על חתימת הסכם קידוח עם חברה אירופאית ראו בסעיף 11 (ב) 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. השותף הכללי מעריך כי ניתן יהיה למצוא רוכשים לגז שיופק בהתאם לתנאי השוק התחרותי.

השותף הכללי בודק את האפשרויות לדרך טיפול הולמת שתאפשר את ניצול הגז לרבות בדרך של מכירתו או המרתו לחשמל או לנוזל, דחיסתו או טיפול בגז כדי להביאו לרמת הגז הטבעי הנדרש כדי לחברו לצינור הולכה או חלוקה.

בכדי 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 ביום 28 במרץ 2012 באתר קידוח מגד 5.

לפרטים על הסכם למכירת הגז הנלווה המופק במגד 5 עם חברת ג.ט.ל (גז טבעי לישראל) בע"מ שלא יצא אל הפועל ראו באור 16(ט)2 בדוחות הכספיים להלן.

השותפות בוחנת מול ג.ט.ל ומול גורמים נוספים את האפשרויות למכירת הגז הנלווה בדרך של המרת הגז הנלווה להפקת חשמל.

#### **מידע צופה פני עתיד**

המידע בדבר בחינת האפשרויות לדרך טיפול הולמת שתאפשר את ניצול הגז לרבות בדרך של מכירתו או המרתו לחשמל או לנוזל, דחיסתו או טיפול בגז כדי להביאו לרמת הגז הטבעי הנדרש כדי לחברו לצינור הולכה או חלוקה. הינו בגדר מידע צופה פני עתיד כהגדרתו בחוק ניירות ערך ומבוסס על סמך הערכות השותף הכללי ויועציו נכון למועד דו"ח זה ועל תוכניות שטרם קיבלו את כל האישורים הנדרשים. הערכות אלו יכולות שלא להתממש או להתממש בדרך אחרת בשל עיכובים בלתי צפויים, אי קבלת כל האישורים הנדרשים וכדומה.



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.

חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי כפופים לרגולציה ענפה. בשנים האחרונות מסתמנת מגמה נמשכת של החמרת הרגולציה בכל הקשור לתחום הפעילות של השותפות, לרבות בקשר לקבלת האישורים הנדרשים לביצוע הקידוחים, דרישה להעמדת בטחונות, ערבויות ודרישות לגבי רכישת פוליסות ביטוח, מיסוי, הקמת תשתית הולכה וחלוקה, חיבור לתחנות כוח הצרכות 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 חיפוש נוספים.

בעבר הועלו על ידי ובפני הממשלה הצעות להחמרות משמעותיות בהוראות חוק הנפט ודיני המס האמורים. לפרטים בדבר חוק מיסוי ריווחי נפט התשע"א-2011 ראו בסעיף 14.4 להלן. על הודעות הממונה בדבר המדיניות המתוכננת לעניין מתן אישורים להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט, ערבויות ביצוע וערבויות לנזקים ראו בסעיף 20.12 להלן ולהצעת חוק הנפט (תיקון - הגנת הסביבה), התשע"א - 2011 ראו בסעיף 15 להלן.

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

השותפות נערכת למציאת מפעיל ברמה בינלאומית גבוהה (לפרטים על המתווה להסדר בין השותף הכללי לשותף המוגבל המתייחס, בין היתר, גם לנושא זה ראו בסעיף 1 (ח) להלן). כמו כן השותפות קיבלה פניות ומסרים מהממונה ומצוות משרדו מהם עולה כי יש צורך לצרף אנשי מקצוע או למנות מפעיל בינלאומי להמשך פיתוח שדה מגד. המשך הפעולות, הכנת התוכניות ושיטות ההמרצה בכל מקטע ובכל באר והפיתוח העתידי של שדה מגד יהיו בכפוף להמלצות וההחלטות של המפעיל שימונה. בשלב זה ועד למינוי המפעיל השותפות מקבלת שירותים ממומחים בינלאומיים בהתאם לצורך. יצוין כי הירידה במחירי הנפט משפיעה לרעה על השקעות בפרוייקטים של חיפוש נפט ועלולה להרע (מבחינת השותפות) את תנאי העסקאות לצרוף מפעיל ו/או משקיע אסטרטגי.

**מידע כללי על תחום הפעילות**

**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:

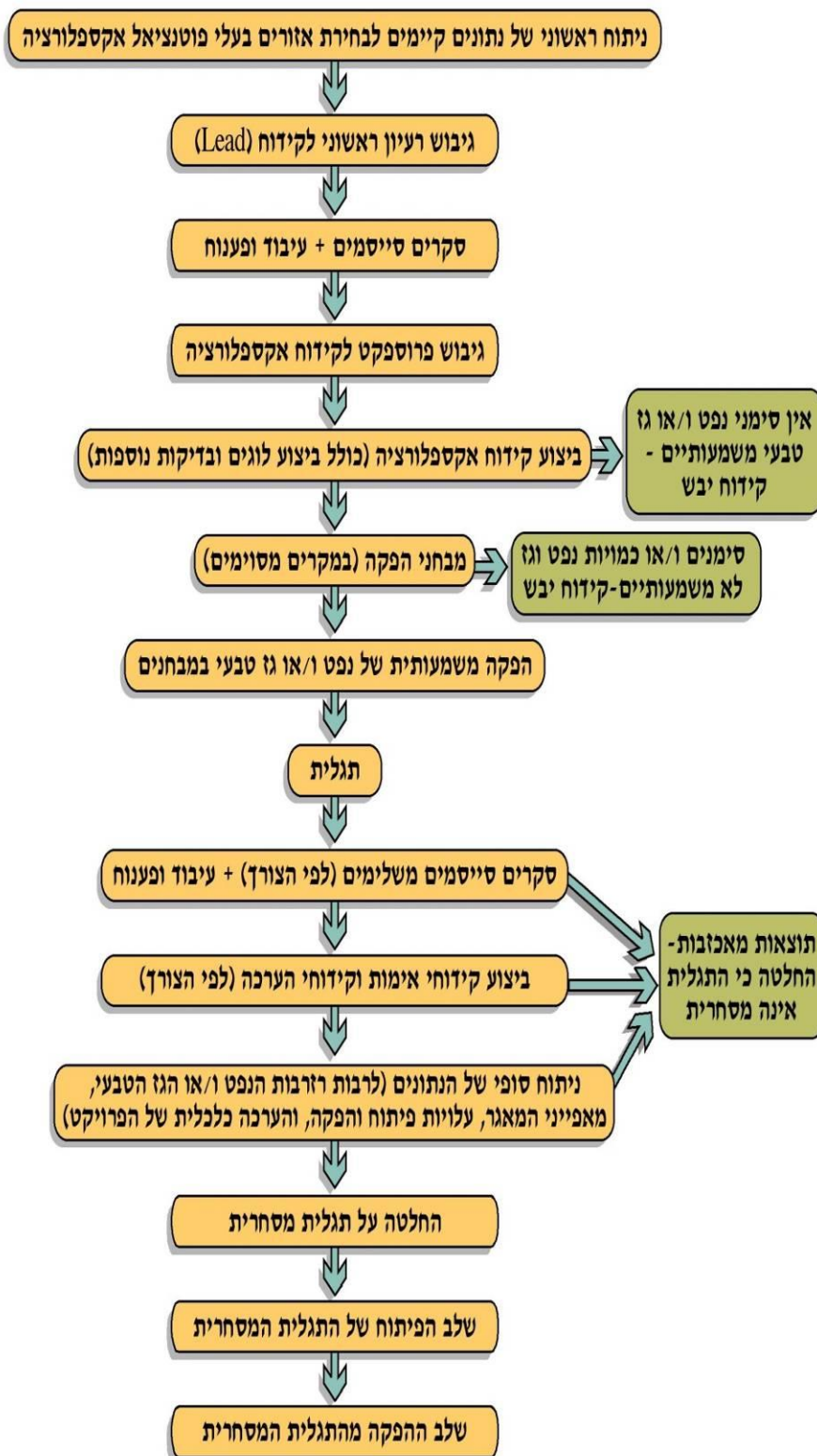
- (1) ניתוח ראשוני של נתונים גיאולוגיים וגיאופיזיים קיימים לבחירת אזורים בהם יש פוטנציאל לחיפוש נפט וגז.
- (2) גיבוש רעיון ראשוני לקידוח (Lead).

- (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 לפרוייקט.
- (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, ומוכן כי יתכן ובפועל הם אינם ממצים את כל השלבים של תהליך החיפוש וההפקה בפרוייקט מסוים, אשר בשל טיבו ומהותו עשוי ליכלול 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 הפרוייקט וקשה להצביע על פרוייקט 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 המחיבת עלויות פיתוח גבוהות ביותר, לבין תגלית ביבשה, וכן 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 לדוגמה – 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, וכן להיפך.



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

תחום הפעילות שבו עוסקת השותפות מוסדר בחוק הנפט תשי"ב-1952, לפרטים ראו בפרק 10 בתשקיף המדף. לפרטים על התראת הממונה מכח חוק הנפט ראו סעיף 2.1 לעיל.

### 7.2 אילוצים מיוחדים אחרים

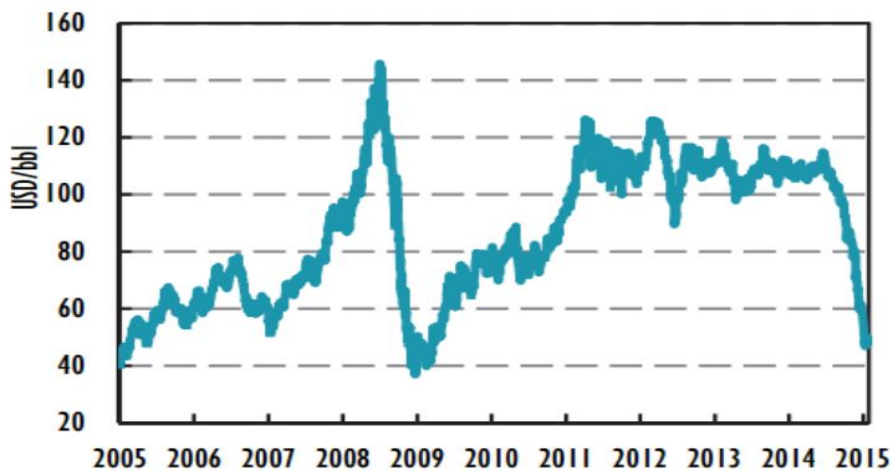
7.2.1 במאגרי הנפט שאיתר השותף הכללי בתחום שדה מגד יש צורך בטכניקות המרצה מיוחדות כדי לנסות להפיק מהם נפט לפרטים ראו סעיף 6.1 לעיל. על התלות של השותפות בספקי שירותים וציוד מחוץ לישראל הנובעת מכך ראו סעיף 11.1(א) להלן.

7.2.2 ראו עוד לעיל בסעיף 6.5 ולהלן בסעיף 11.1 על קשיים בהשגת מכונת קידוח לקידוח בישראל שבאו לידי ביטוי בקשיים שהיו להשגת מכונת קידוח לביצוע קידוח מגד 5 ועל חתימת ההסכם לקידוח על ידי חברה זרה וכן על ביצוע המבחנים ופעולת ההמרצה על ידי חברות זרות המתמחות בתחומים אלו.

7.2.3 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) ועל היות רוב שטח אזור הליבה (core area) בחזקת ראש העין בתוך "מסדרון אקולוגי", ראו שם בסעיף 6.4.

### 7.3 תנודות חריפות במחירי הנפט ובמחירי השירותים לביצוע קידוחים

השנים האחרונות ושנת הדיווח ידעו תנודות חריפות במחירי הנפט כמשתקף בגרף להלן:-



לירידה חדה זו במחירי הנפט השפעה קשה מאוד על תזרים ההכנסות של השותפות לפרטים נוספים ראו בסעיפים 1(ז) ו-1(ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן. להסכם מכירת הנפט שמפיקה השותפות המבוסס על מחיר הנפט העולמי ראו בסעיף 7.9 להלן.

### 7.4 שינויים טכנולוגיים מהותיים

בעשורים האחרונים, חלו שינויים טכנולוגיים בתחום החיפושים והפקה 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 וההפקה 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 קידוחים נטויים ואופקיים השותפות עשתה שימוש בטכניקה זו בקידוח מגד 4.

## **7.5 גורמי הצלחה קריטיים בתחום**

גורמי ההצלחה הקריטיים בתחום הינם:

- א. איתור וקבלת זכויות לחיפוש (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 נסיון 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). במהלך השנים האחרונות ניכרה מגמת עזיבה של נציגויות ספקי השירותים בתחום הנפט שפעלו מהארץ. מגמה זו עשויה להקשות על זמינות ספקי השירותים לעבודות בארץ וכן על עלויות השירותים.

## **7.7 מחסומי כניסה ויציאה עיקריים**

מחסומי הכניסה העיקריים לתחום הפעילות הינם הצורך בקיומה של זכות נפט (רשיון 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 20 12(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.

נפט וגז נלווה משמשים כחומרי בעירה ונמכרים ללקוחות תעשייתיים ופרטיים. השותפות מוכרת נפט 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, דלקי-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 נזליים הם העלות הכוללת הנמוכה יותר, ניצולת גבוהה וזיהום אויר נמוך באופן יחסי.

**מבנה התחרות בתחום**

בארץ קיימים מספר רוכשים פוטנציאליים להם יכולה השותפות למכור את הנפט המופק (בנוסף לאפשרות לייצא את הנפט). השותפות מוכרת נפט 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 יימצאו מאגרי נפט נוספים לא תתקל השותפות בקשיים למכור את הנפט לאור היקפי הצריכה המקומית והעולמית והיותו של הנפט Commodity. עוד יצויין בהקשר זה כי בדיקות שנעשו על ידי מעבדה חיצונית של דגימות הנפט מתוך המקטעים 1 עד 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. תקופת ההסכם הינה לשלוש שנים עד ליום 31.12.2017.
- 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 יצויין 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 לרכוש את הנפט שיופק ממגד 6 בהתאם למחירים והתנאים הקבועים בהסכם.
- ו. כל צד יוכל לסיים את ההסכם בסוף כל שנה קלנדארית בהודעה מראש של 60 יום.

**לקוחות**

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

**שיווק והפצה**

השותפות שוכרת 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.

כחלק מההיערכות לקראת המשך פיתוח שדה מגד, השותפות חתמה בחודש מאי 2013 על הסכם שכירות של מיכל אחסון נפט. במיכל האחסון ניתן לאחסן עד ל-125,000 חביות נפט. השותפות משכירה בשכירות משנה החל מחודש אפריל 2015 חלק מנפח המיכל שאינה עושה בו שימוש. כמו כן בהסכמת המשכיר ושוכר המשנה השותפות מכרה את הנפט שהזרימה לתחתית המיכל מסיבות תפעוליות בתחילת השימוש במיכל (בכמות של כ-11.5 אלפי חביות). עוד סוכם כי כאשר יזרים שוכר המשנה את הנפט שלו מן המיכל יעשה המשכיר את מירב המאמצים להזרמת הנפט הנדרש לתחתית המיכל.

תקופת ההסכם הינה לשבע שנים מהשלמת עבודות ההכנה האמורות ולשותפות קיימת אופציה להארכה נוספת (באותם תנאים של ההסכם הנוכחי) של שלוש שנים נוספות (בהסכם צוין כי למרות האמור במידה והזיכיון של המשכיר מהמדינה לא יוארך הסכם השכירות יפקע ביום 25.3.2017). בהתאם להסכם השכירות השותפות מעמידה ערבות בסך כ-1,152 אלפי דולר להבטחת התחייבותיה על פי ההסכם. בחודש פברואר 2016 קיבלה השותפות סכום של 2 מיליון ₪ מתוך הערבות בתמורה להסכמתה להארכת מועד הערבות המופחתת עד לסוף שנת 2017.

ההסכם כולל הוראות נוספות בנושאים שונים, בין היתר, מקרים של כח עליון, הוראות בטיחות, ביטוחים ועוד.

**פעילות השותפות**

כפי שצויין לעיל, השותפות המוגבלת הוקמה לצורך ביצוע פעולות חיפוש והפקה של נפט וגז בישראל. במסגרת זו, פועלת השותפות בחזקת ראש העין. עיקר פעילותה של השותפות מתרכזת כיום בהכנת באר מגד 6 לביצוע מבחני הפקה ובהכנת קידוח מגד 8- ובהפקה מבאר מגד 5.

8. ההלן פירוט אודות נכסי הנפט של השותפות בהתאם לתקנות הדיווח:

א. חזקת ראש העין I/11

<b>פרטים כלליים אודות נכס הנפט</b>	
<b>שם נכס הנפט:</b>	שדה הנפט מגד
<b>מיקום:</b>	מרכז הארץ ולאורך הקו הירוק
<b>שטח:</b>	שטח החזקה 244 קמ"ר
<b>סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:</b>	חזקה I/11 פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפוש והפקה
<b>תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:</b>	4.4.04 בתוקף מ-1.4.02
<b>תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:</b>	31.3.2032
<b>תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:</b>	
<b>תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:</b>	31.3.2032
<b>ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת הארכה האפשרית:</b>	בכפוף להוראות חוק הנפט ב-20 שנים נוספות
<b>ציון שם המפעיל (Operator):</b>	גבעות עולם נפט בע"מ (השותף הכללי בשותפות)
<b>ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:</b>	גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993-) 99% וחברה זרה 1% - Millenium Quest PTY Ltd (להלן "מילניום") למיטב ידיעת השותפות מר פיטר דאוור (אשר ניהל את קידוחי מגד 3, 4 ו-5 ואת שלב הקידוח במגד 6) ואחיו הנם דירקטורים ובעלי מניות בחברה. השותף הכללי הוא בעל השליטה בשותפות. למיטב ידיעת השותפות במניות השותף הכללי מחזיקים ראש העין חיפושי נפט בע"מ (76%) <sup>5</sup> נפט הר קדם בע"מ (0.02%) <sup>6</sup> , וטי-אויל וגז בע"מ (23.98%) <sup>7</sup> .

4 ביום 29/2/2016 קיבלה השותפות הודעה מהשותף הכללי על ביצוע הקצאת מניות בשותף הכללי בתמורה לסך של כמיליון דולר שיועמדו כהלוואה מזוכה לשותפות. מההודעה שקיבלה השותפות עולה כי כנגד הקצאה של 1,111 מניות רגילות של השותף הכללי לחברת ראש העין חיפושי נפט בע"מ (בעלת מניות בשותף הכללי – להלן "ראש העין") תעמיד ראש העין לשותף הכללי השקעה בסכום כולל של מיליון דולר. למיטב ידיעת השותפות הקצאת המניות הוצעה לכל בעלי המניות בשותף הכללי (דהיינו גם לחברות שבבעלות מר טוביה לוסקין - טי אויל בע"מ ונפט הר קדם בע"מ) ומשלא מימשו את זכותם להשתתף בהשקעה ובהתאם להחלטת האסיפה הכללית של השותף הכללי ביצעה ראש העין את ההשקעה גם בגין חלקן. למיטב הבנת השותפות, בעקבות ביצוע הקצאת היחידות מחזיקה ראש העין ב-8,444 מניות של השותף הכללי כ-76% מההון המונפק (חלף 73.33% טרם ההקצאה), טי אויל בע"מ ב-2,665 מניות כ-23.98% מההון המונפק (חלף 26.65% טרם ההקצאה) ונפט הר קדם 2 מניות כ-0.02% מההון המונפק. במכתב שהועבר ע"י ב"כ של מר טוביה לוסקין נטען כי הליך ההקצאה נעשה שלא כדין, בניגוד לתקנון השותף הכללי ולהסכמי בעלי המניות וכי החלטת האסיפה הכללית על ההקצאה בטלה מעיקרה.

5 במניות ראש העין חיפושי נפט בע"מ, למיטב ידיעת השותפות, מחזיקים נפט ב.ד. בע"מ (40%), ש.ל.ב. השקעות בע"מ (40%)\*, צמחה גבירצמן (0.87%) ושוגרמן שלומית, עופר רחל, גבירצמן חיים, גבירצמן עמירם וגבירצמן זהר יעקב (0.174% כל אחד), שמואל בקר (5.2%) וחברת מלון נאות דקלים בע"מ 13.16%. במניות נפט ב.ד. בע"מ מחזיקים נגה בן-דוד (29.0%), איתן בן-דוד (25.8%), עודד 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 גינות המלכים בע"מ - 6% (למיטב ידיעת השותפות בעלי המניות בחברה הינם דהוקי שלמה, דהוקי סימה, דהוקי עומרי ודהוקי עוז בחלקים שווים). במניות חברת מלון נאות דקלים בע"מ מחזיקים נגה בן דוד, איתן בן דוד ועודד בן דוד בחלקים שווים (שלושת האחרונים הינם אחים)

\* במניות ש.ל.ב. השקעות בע"מ מחזיקים שמואל בקר (ב-23.9%) ו-28 בעלי מניות נוספים, מתוכם מחזיקים ב-5% או יותר במניותיה רוני בן דוד (9.98%), עיזבון המנוח רם בן דוד ז"ל (6.85%) ועיזבון המנוח קזמיר ג'פרי (5.3%).

6 במניות נפט הר קדם בע"מ מחזיק טוביה לוסקין. טוביה לוסקין מכהן כדירקטור בנפט הר קדם בע"מ.

7 על פי הסכם מיום 14 בנובמבר 1999 העביר טוביה לוסקין את מניות השותף הכללי המוחזקות על ידו, ללא תמורה, לטי-אויל וגז בע"מ, חברה פרטית, אשר המחזיקים במניותיה הנם טוביה לוסקין (99%) וולדימיר שטיינגולץ (1%). טוביה לוסקין מכהן כדירקטור בטי-אויל וגז בע"מ.



<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-99% מהחזקה	<b>תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:</b>
שיעור ההשתתפות האפקטיבי של התאגיד המדווח בהכנסות מנכס הנפט- 66.375% (בהתאם לחוק הנפט 12.5% תמלוג למדינה ובהתאם להסכם השותפות המוגבלת השותף הכללי זכאי לתמלוג בשיעור 20.455% <sup>8</sup> ובחישוב אפקטיבי (20.25%)	<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 – 54,669 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

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 שיכסה 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 שלש 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 והצנרת שהוקמו לצורכי הפקה.

גובה הערבות שתנתן 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.

הממונה החליט כי תכנית עבודה מעודכנת תוגש עד תום שנה מסיום קידוח מגד 5. 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 עניני 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".**

זכויות השותפות כאמור בחזקת ראש העין רשומות בשטר החזקה ובפנקס הנפט. כמו כן קיימת התחייבות של בעלי ענין בשותפות, שטרם נתקבל האישור למימושה, להעביר לשותפות את זכויותיהם על פי כתב זכות סירוב ראשונה לגבי

<sup>8</sup> לפרטים על מתווה ההסדר לפיו, בין היתר, יופחתו שיעורי התמלוג להם זכאי השותף הכללי ראו בסעיף 1 (ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן.

שטח ראש העין מזרח שממזרח ל"קו הירוק".

ביום 7.2.2016 התקבלה התראה בכתב מהממונה על ענייני הנפט. בכתב האמור מציין הממונה כי:-

**"הנני מודיע בזה שעקב אי מילוי הנדרש בתוכנית העבודה שבחזקה שבנדון, הנני מתרה בך לפי סעיף**

**55 א(3) על ביטול החזקה שבנדון.**

**לפי תכנית עבודה שבידינו עליך לבצע כדלקמן:**

**מבחן הפקה בקידוח מגד 6 בחודש ינואר 2016**

**במידה שלא תתקן את המעוות תוך 60 יום ממועד מכתב זה תבוטל החזקה שבנדון ללא הודעה נוספת".**

לאחר קבלת ההתראה התקבלה החלטה בדירקטוריון השותף הכללי על ביצוע מבחני הפקה בשיטת הראדיאל דרילנג עם אפשרות חלופית לביצוע מבחני הפקה בשיטת הפרפורציה (DST) לפרטים ראו סעיף 2 לעיל וסעיף 9 להלן. כמו כן ראו בסעיף 1(ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן על המימון שגיסיסה השותפות לצורך ביצוע מבחני הפקה.

ביום 8.8.2012 הגישה השותפות בקשה לקבלת חזקה ברשיון מכבי ולא יחיד 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 והועדה 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 רישיון " מכבי" /330. הרישיון פקע ביום 15/06/13".**

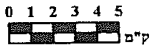
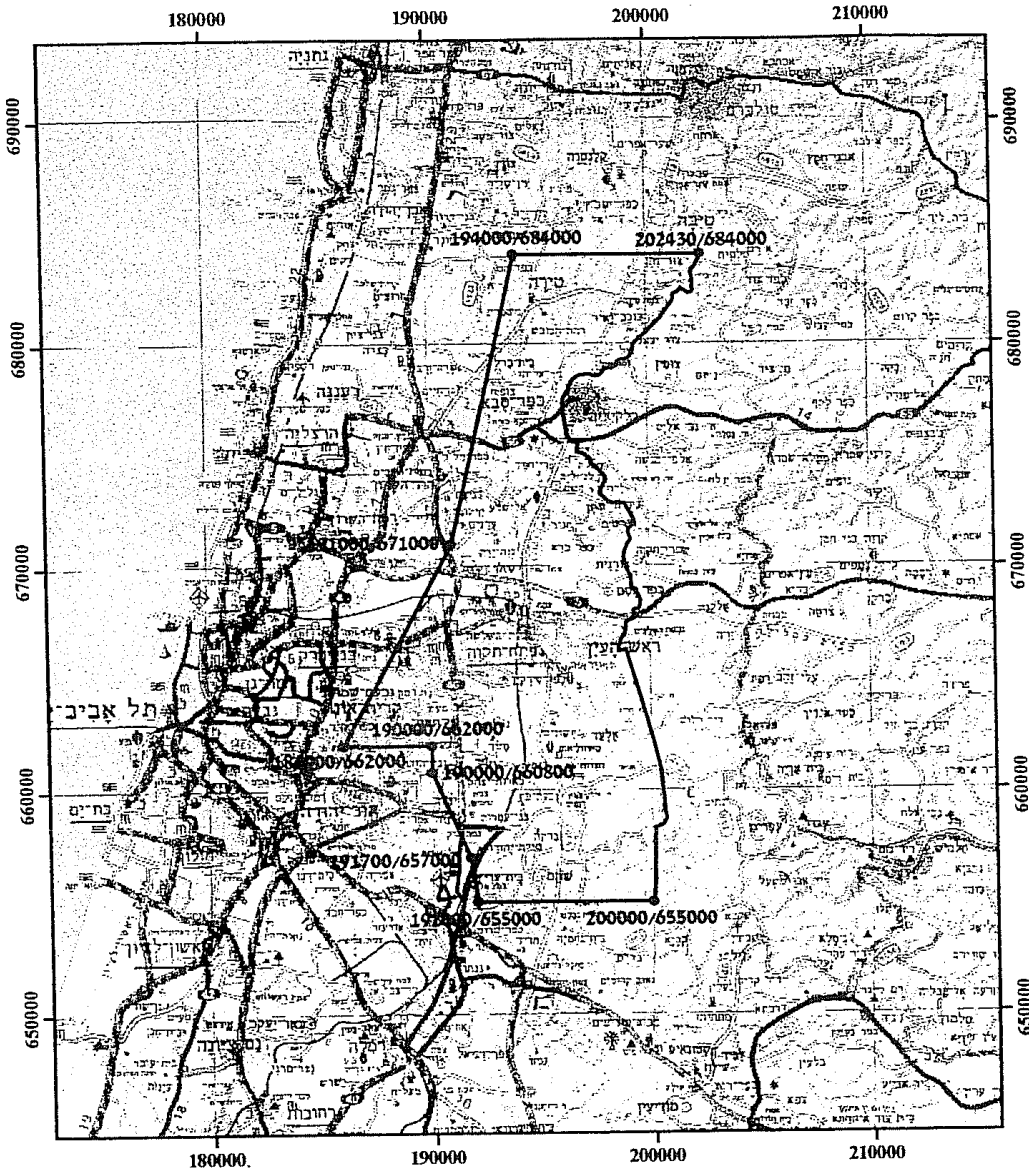
עמדת השותף הכללי והנהלת השותפות הינה כי, בקשתם להחלפת שטחים שאושרה עקרונית על ידי מועצת הנפט אמורה להיות מאושרת על ידי השר. בכונת השותפות לפעול יחד עם המפעיל, ככל שימונה (לפרטים ראו סעיף 6.8 לעיל), מול הממונה לקבלת האישור כאמור (לטבלאות המתארות את רשיון מכבי ראו סעיף 8.1 בדוח התקופתי לשנת 2013 מיום 31.3.2014).

#### **מפת נכס נפט**

**ג.**

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

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



ק"מ: 1 : 250,000

ד"ר יחזקאל דרוקמן  
 הממונה על ענפי הגפס

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

(ד)

עמידה בתנאי תכנית העבודה בחזקה יודגש כי השותפות קיבלה ביום 25.10.2014 תוכנית עבודה מעודכנת מהממונה החלה על פעולות משנת 2015 ואילך (בכוונת השותפות לפעול מול הממונה לקבלת תוכנית עבודה מעודכנת ו/או לשינוי המועדים שבתוכנית העבודה) כמתואר בטבלה להלן.

תקופה	תיאור תוכנית העבודה שנקבעה לתקופה	תיאור רכיבי תוכנית העבודה שקוימו בתקופה	תיאור רכיבי תוכנית העבודה שטרם קוימו בתקופה
2013	קבלת אישור משרד האנרגיה והמים לנוהל חרום אישור תוכנית קדיחה למגד 6 קידוח ניטור רדוד למי תהום קידוח מגד 6 אישור תכנית קדיחה למגד 8 קידוח ניטור עמוק למי תהום התחלת קידוח מגד 8	קבלת אישור משרד האנרגיה והמים לנוהל חרום אישור תוכנית קדיחה למגד 6 קידוח ניטור רדוד למי תהום קידוח מגד 6 הכנת משטח הקידוח לקידוח הניטור העמוק הכנת משטח קידוח למגד 8.	קידוח ניטור עמוק למי תהום אישור תכנית קדיחה למגד 8 התחלת קידוח מגד 8
2014	קידוח ניטור עמוק למי תהום סיום קידוח מגד 6 הכנת באר למבחני הפקה מבחני הפקה במגד 6 הכנה להפקה תחילת קידוח מגד 8 הכנת קידוח מגד 7	קידוח ניטור עמוק למי תהום סיום קידוח מגד 6 הכנת באר מגד 6 למבחני הפקה (בוצע חלקית טרם הושלם פתרון בעיית אובדן הלחץ בבאר וטרם הושלם שלב גיבוש וקבלת הסכמת הממונה לתוכנית המבחנים)	מבחני הפקה במגד 6 הכנה להפקה תחילת קידוח מגד 8 הכנת קידוח מגד 7
2015 (בהתאם לתוכנית העבודה מיום 25.10.2014 מועדי הפעולות טעונים עדכון של תכנית העבודה)	ניקוי צנרת הפקה מגד 5 הכנת אתר מגד 6 לביצוע המבחנים מבחנים מגד 6 (נכון למועד הדו"ח טרם אושרה הפעולות בבאר שיאפשרו את ביצוע המבחנים) התקנת ציוד הפקה ניסיונית מגד 6 התחלת הפקה ניסיונית מגד 8 הגשת תוכנית קידוח מגד 8	הכנת באר מגד 6 למבחני הפקה (בוצע חלקית. פעולות לתיקון בעיית אובדן הלחץ בוצעו בחודש דצמבר 2015 וינואר 2016 וביום 8.2.2016 נתקבל דו"ח ממהנדס קידוחים הקובע כי לאחר ביצוע התיקון, הבאר במצב בטיחותי וכי תוצאות הבדיקות הינן טובות יותר מהנדרש על פי כללי ה-API המקובלים בתעשייה. על השותפות לסיים את התקנת ראש הבאר על ידי חברת ההנדסה שבנתה את ראש הבאר ולאחר מכן ניתן יהיה לבצע מבחני הפקה בבאר. לאחר התקנת ראש הבאר ולפני מבחני הפקה תבצע השותפות בדיקת לחץ נוספת לכל רכיבי הבאר. כמו כן טרם הושלם שלב גיבוש וקבלת הסכמת הממונה לתוכנית המבחנים)	ניקוי צנרת הפקה מגד 5 הכנת אתר מגד 6 לביצוע המבחנים מבחנים מגד 6 (נכון למועד הדו"ח טרם אושרה תוכנית המבחנים וטרם הושלמו הפעולות בבאר שיאפשרו את ביצוע המבחנים) התקנת ציוד הפקה ניסיונית מגד 6 התחלת הפקה ניסיונית מגד 6 הגשת תוכנית קידוח מגד 8 התחלת קידוח מגד 8

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

דירקטוריון השותף הכללי מבקש לציין כי היו מספר עיכובים תפעוליים במהלך ביצוע קידוח מגד 6 ובעיית אובדן לחץ שגרמו לעיכוב בביצוע תוכנית העבודה. לפרטים על התראה שהתקבלה מהממונה על ענייני הנפט ראו בסעיף 2.1 לעיל. בכוונת השותפות להגיש תוכנית עבודה מעודכנת לאישור הממונה (לפרטים ראו בסעיף 9 להלן).

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקת ראש העין מיום 1.1.2012 ועד למועד הדו"ח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

<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)<sup>9</sup></b>	<b>חלקם האפקטיבי של מחזיקי הזכויות ההונית של השותפות בעלות / תקציב (אלפי דולר)</b>
2012-	המשך מבחני הפקדה לטווח ארוך בקידוח מגד 5 והשגת אישורים לביצוע קידוח מגד 6,7 ו-8	5,427	5,372
2013-	המשך מבחני הפקדה לטווח ארוך במגד 5 וביצוע קידוח מגד 6	19,786	20,676
2014	המשך מבחני הפקדה לטווח ארוך במגד 5 ביצוע קידוח עוקף וסיום שלב הקדיחה ממגד 6 הכנת אתר מגד 6 למבחנים ביצוע פעולות ניקוי, דיפון, לוגים, וצמנט בבאר ונסיון לפתור את בעיית אבדן הלחץ בבאר מגד 6 קידוח באר ניטור מים עמוקה	17,020	17,577
2015 בהתאם לביצוע בפועל <sup>10</sup>	המשך מבחני הפקדה לטווח ארוך במגד 5 ביצוע פעולות לתיקון בעיית אובדן הלחץ בקידוח מגד 6	1,606 1,826	1,606 2,096
2016 (בהתאם לתוכנית העבודה מיום 25.10.2014 מועדי הפעולות טעונים עדכון של תכנית העבודה או	המשך קידוח מגד 8 הכנת האתר למבחנים מגד 8 מבחנים מגד 8 התקנת ציוד הפקדה ניסיונית מגד 8 הגשת תוכנית קידוח מגד 7 התחלת קידוח מגד 7	22,500 18,000	23,513 18,810

<sup>9</sup> הסכומים לשנים 2012-2015 הינם סכומים שהוצאו בפועל.

<sup>10</sup> בהתאם לתוכנית העבודה מיום 25.10.2014 היה על השותפות לבצע ניקוי צנרת הפקדה מגד 5, הכנת אתר מגד 6 לביצוע המבחנים, מבחנים מגד 6 (נכון למועד הדו"ח טרם אושרה תוכנית המבחנים שהוגשה לממונה וטרם הושלמו הפעולות בבאר שיאפשרו את ביצוע המבחנים) התקנת ציוד הפקדה ניסיונית מגד 6, התחלת הפקדה ניסיונית מגד 6, הגשת תוכנית קידוח מגד 8, התחלת קידוח מגד 8 פעולות אלו טרם בוצעו (העלות הכוללת של פעולות אלו הייתה אמורה להסתכם בכ-9.5 מיליון דולר) וביצועם בשנת 2016 ואילך כפוף לקבלת תוכנית עבודה חדשה ו/או עדכון מועדים של התוכנית הקיימת וכן גיוס האמצעים הכספיים הנדרשים.

<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<sup>9</sup> (אלפי דולר)</b>	<b>חלקם האפקטיבי של מחזיקי הזכויות ההונית של השותפות בעלות / תקציב (אלפי דולר)</b>
קבלת תוכנית עבודה חדשה כמו כן ראו פירוט על פעולות נוספות שביצעו נדחה משנת 2015 בהערת השוליים <sup>10</sup>			
2016 בהתאם לתוכניות השותפות בפועל שטרם קיבלו את אישור הממונה בכוונתה לבצע את הפעולות הבאות בשנת 2016	ביצוע מבחני הפקה במגד-6 הכנת אתר מגד-6 להפקה זמנית עבודות תחזוקה במגד-5 הכנת תכניות מפורטות לקידוח מגד-8 התחלת קידוח מגד-8	1,800 200 500 200 2,000	1,881 209 500 209 2,090

**אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד** – הערכת השותפות כאמור לעיל לעניין עלויות ולוחות זמנים של הפעולות המתוכננות בחזקת ראש העין, הינה מידע צופה פני עתיד, המבוסס על תוכנית העבודה שאישר הממונה והערכות ראשונות של השותף הכללי לגבי עלויות פעולות הקידוח והמבחנים פרויקט. לוחות הזמנים והעלויות בפועל עשויים להיות שונים מההערכות לעיל והם מותנים, בין היתר, 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 (ככל שיאושר מתווה ההסדר באסיפה הכללית יופחתו שיעורי התמלוג לשותף הכללי ולפיכך ישונה החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בהתאם, לפרטים ראו בסעיף 1(ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן.

<b>שדה מגד</b>			
<b>הסברים</b>	<b>שיעור מגולם ל-100%</b>	<b>אחוז</b>	<b>שיעור ההשתתפות</b>
השותפות מחזיקה ב-99% מהחזקה	100%	99%	החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בנכס הנפט
ראה תחשיב בטבלה שבסעיף ח' להלן	67.045%	66.375%	החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות <b>בהכנסות</b> מנכס הנפט
ראה תחשיב בטבלה שבסעיף ט' להלן השותפות נשאה בעלויות של מגד 5 גם עבור חלקה של החברה שבבעלות מנהל הקידוח	עד וכולל קידוח מגד 5 -108.59% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	עד וכולל קידוח מגד 5 -107.5% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות <b>בהוצאות</b> הכרוכות בפעילות חיפוש בנכס הנפט

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

<b>שדה מגד</b>		
<b>פריט</b>	<b>אחוז לאחר החזר השקעה</b>	<b>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים (לרבות ניכוי הוצאות ואחרים) (הפניה לתיאור ההסכם)</b>
הכנסות שנתיות תיאורטיות של נכס נפט	100%	
פירוט התמלוגים או התשלום (הנגזרים מההכנסות לאחר התגלית) ברמת נכס הנפט:		
המדינה	(12.5%)	בהתאם לחוק הנפט
סה"כ	(12.5%)	
הכנסות מנוטרלות ברמת נכס הנפט	87.5%	
חלק המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות הנובעות בנכס הנפט המנוטרלות (בשרשור)	99%	השותפות מחזיקה ב-99% מחזקת ראש העין וחברת מילניום מחזיקה ב-1% מהחזקה. לפרטים ראו סעיף 13.7 להלן.
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות האפקטיבי, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	86.625%	
פירוט תמלוגים או תשלומים (הנגזרים מההכנסות לאחר תגלית) בקשר עם נכס הנפט ברמת השותפות:		
חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלום לצדדים קשורים-תמלוג לשותף הכללי	20.25%	ראו בסעיף 7.6.1(א)(3) בתשקיף המדף. (בהתאם להסכם השותפות המוגבלת השותף הכללי זכאי לתמלוג בשיעור 20.455% ובחישוב אפקטיבי <sup>11</sup> 20.25%)
סה"כ	66.375%	
חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות עקב קבלת תמלוגים נוספים מהנכס	-----	
החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בהכנסות מנכס הנפט	66.375%	

<sup>11</sup> לפרטים על מתווה ההסדר לפיו, בין היתר, יופחתו שיעורי התמלוג להם זכאי השותף הכללי ראו בסעיף 1 (ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן.



## החיפוש, הפיתוח וההפקה בחזקה

<b>חזקת ראש העין 11/1</b>		
<b>הסבר תמציתי כיצד מחושב התמלוגים או התשלום (וכן הפניה לתיאור ההסכם)</b>	<b>אחוז</b>	<b>פריט</b>
	100%	הוצאות תיאורטיות במסגרת תוכנית העבודה של נכס הנפט (ללא תמלוגים האמורים)
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
בהתאם להסכם השותפות המוגבלת השותף הכללי יהיה המפעיל בפעולות חיפוש הנפט בשטחים שבהם יש לשותפות אינטרס ויהיה זכאי לדמי מפעיל בשיעור של 7.5% מההוצאות בגין פעולות חיפוש נפט אך לא פחות מסכום כולל של 22,000 דולר. ולפרטים בדבר הסכמת השותף הכללי להפחתת דמי המפעיל בקידוחים הבאים ראו בסעיף 7.6.1(ב)(1) בתשקיף המדף. לפרטים בדבר החלטת השותף הכללי שלא לגבות דמי מפעיל בשלב זה מעבר ל- 22,000 דולר לחודש ראו בבאור 12 בדוחות הכספיים שבחלק ג' להלן. לפרטים על מתווה ההסדר לפיו, בין היתר, יבחר מפעיל חיצוני ועם היבחרו השותף הכללי יוותר על ה-7.5% דמי מפעיל לו היה זכאי על פי הסכם השותפות המוגבלת, ראו בסעיף 1 (ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן.	עד וכולל קידוח מגד 5 -107.5% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	המפעיל
	עד וכולל קידוח מגד 5 -107.5% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	סה"כ שיעור ההוצאות האפקטיבי ברמת נכס נפט
השותפות מחזיקה ב-99% מחזקת ראש העין וחברת מילניום מחזיקה ב-1% מהחזקה. על אף האמור השותפות נשאה בחלקה של החברה האמורה בהוצאות קידוח מגד 5 והמבחינים ובהוצאות קידוח מגד 6 לפרטים ראו סעיף 13.7 להלן.	עד וכולל קידוח מגד 5 -100% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)
	עד וכולל קידוח מגד 5 -107.5% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	סה"כ חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההוצאות האפקטיבי, ברמת נכס הנפט ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות. (האחוזים להלן יחושבו בהתאם לחלקה של השותפות בנכס הנפט):		
אין תשלומים כאמור בשותפות		
	עד וכולל קידוח מגד 5 -107.5% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש בנכס הנפט.

(?) תגמולים ותשלומים ששולמו (באלפי דולר) במהלך פעילות חיפוש. פיתוח והפקה בנכס הנפט

מתוכו, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למדינה	מתוכו, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל	סה"כ חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט <sup>[1]</sup>	
2,569	289	6,967	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2012 (לרבות התשלומים האמורים)
2,232	264	24,386	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2013 (לרבות התשלומים האמורים)
1,842	556	14,158	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2014 (לרבות התשלומים האמורים)
939	270	4,270	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2015 (לרבות התשלומים האמורים)

(יא) תיאור הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט

השותפות מחזיקה ב-99% מהזכויות בחזקה. 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. הדירקטוריון הסמיך את המנכ"ל לבדוק את תקינות ההליכים לאישור הסכמים אלו (לפרטים ראו סעיף 13.7 להלן).

[1] לרבות עלויות חיפושים שבגינן משולמים תשלומים למפעיל.

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 31.12.2015, הינן כמפורט להלן:

קטגוריית רזרבות	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	חלק השותפות (Net)12 MBBL
רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)	4,705	3,123
רזרבות צפויות (Probable Reserves)	7,843	5,206
סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	12,548	8,329
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	17,136	11,374
סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible ) (Reserves)	29,684	19,703

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).  
דו"ח הרזרבות מציגת NSAI כי רזרבות הנפט בשדה מגד סווגו בשלב בשלות של בהפקה (On Production).

עוד מציגת NSAI הנתונים שהתקבלו מקידוח מגד 6 נלקחו בחשבון בהכנת הדו"ח וכי בכל קידוח הוחלט לסווג את מקטע 8B (המקטע ממנו מפיקה השותפות נפט בבאר מגד 135) ואת מקטע 1 כרזרבות ואת שאר המקטעים (2,3,4,5,6,7 ו-8A) כמשאבים מותנים. כמו כן גז נלווה לא סווג לקטיגוריית הרזרבות אלא לקטיגוריית המשאבים המותנים מאחר ונדרשים תשתית מתאימה ותיאום נוסף מול הרשויות.

12 החישוב נעשה אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי לפרטים על מתווה ההסדר לפיו, בין היתר, יופחתו שיעורי התמלול לשותף הכללי ראו בסעיף 1(ח) בדוח הדירקטוריון להלן.  
13 לפרטים בדבר תוצאות מבחני ההפקה בכל מקטע בבאר מגד 5 ועל תוצאות מבחן ההפקה המשולב שנעשה ראו בסעיפים 12.9.3 (ה), (ו) ו- (ח) בתשקיף המדף.

עוד מציינת NSAI כי קטגוריית הרזרבות מורכבת מ-"רזרבות מוכחות מפותחות ומפיקות", "רזרבות מוכחות, מפותחות ולא מפיקות" ו-"רזרבות מוכחות ולא מפותחות" (להסבר המונחים ראו במילון המונחים להלן).  
 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:

מספר בארות מפיקות	קטגוריה
4	רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)
5	רזרבות צפויות (Probable Reserves)
9	סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
7	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)
16	סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

המשאבים המותנים סווגו בשלב בשלות של הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending). המשאבים המותנים בשדה מגד, נכון ליום 31.12.2014, הינם כמפורט להלן:

#### נפט

חלק השותפות (Net) <sup>14</sup> MBBL	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	קטגוריית המשאבים המותנים
3,765	5,672	אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)
10,494	15,811	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)
24,263	36,554	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

משאבי הנפט האמורים מותנים בצבירת נתונים טכניים נוספים ובקידוחי פיתוח שבהם יושגו כמויות וקצבי הפקה מספקים להפקה מסחרית. להערכות לגבי הכמויות שייתקבלו מכל מקטע בנפרד ראו בטבלה בעמוד 3 של דו"ח הרזרבות<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי לפרטים על מתווה ההסדר לפיו, בין היתר, יופחתו שיעורי התמלול לשותף הכללי ראו בסעיף 1(ח) בדוח הדירקטוריון להלן.

<sup>15</sup> כמויות הנפט שסווגו כמשאבים מותנים ממקטעים 1 ו-8 הינם בנוסף לכמויות הנפט שסווגו לקטגוריית הרזרבות ממקטעים אלו.

קטגוריית המשאבים המותנים	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MMCF	חלק השותפות (Net) <sup>16</sup> MMCF
אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)	20,543	13,635
האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	55,354	36,741
האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	128,929	85,576

משאבי הגז הנלווה האמורים הינם בתנאי טמפרטורה ולחץ סטנדרטיים ומותנים בהסרת מגבלות תשתית ורגולציה. להערכות לגבי הכמויות שיייתקבלו 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 מצינת NSAI כי בהערכות לגבי המשאבים המותנים לא נלקחה בחשבון האפשרות של אי עמידה בהתניות האמורות.

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 ההמרצה שיבוצעו בכל מקטע בכל באר לפרטים ראו בסעיף (6) 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 כמויות 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>;

<sup>16</sup> אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי לפרטים על מתווה ההסדר לפיו, בין היתר, יופחתו שיעורי התמלול לשותף הכללי ראו בסעיף 1(n) בדוח הדירקטוריון להלן.  
<sup>17</sup> 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).

- (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 באיזורים 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 גולציה, שינויי מחיר, או ביצועי המאגר בפועל;
- (6) ההערכות בוצעו בעזרת מתודות הנדסיות, גאולוגיות וגיאופיזיות מקובלות ושיטות הערכה המקובלות עפ"י ה-PRMS ולימוד ממצאים בקידוחים דומים;
- (7) שפיתוח המאגר יבוצע בהתאם לתוכניות פיתוח קיימות, שהמאגר יפותח באופן זהיר, שתקנות ממשלתיות, אם יתקנו 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 משמעותית במחירי הנפט (בתחזית המחירים נעשה שימוש בהנחות המבוססות על נתונים שהתקבלו מחברת ייעוץ לפיהם מחיר חבית ברנט Brent בגובה 39.4 דולר לחבית בשנת 2016, העולה ל-74.2 דולר לחבית בשנת 2020, ול-86 דולר לחבית בשנת 2025 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 (למבחני הרגישות למחיר הנפט של נתוני התזרים המהוון ראו בטבלאות להלן). בהתבסס על תחזיות שהתקבלו מחברת ייעוץ למחיר הנפט 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) עלויות ההפעלה ועלויות ביצוע הקידוחים שנלקחו בחשבון התקבלו מהשותפות ו-NSAI מציינת כי למיטב הערכתה העלויות סבירות.

(3) הוצאות הנטישה התקבלו מהשותפות מבלי שנלקח בחשבון כל ערך לציד הנותר בקידוח.

- (4) בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות (25%) והיטל רווחי הנפט אשר יחול על השותפות בכל אחת מהשנים הכלולות בתזרים המהוון.

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 רווחי נפט, 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 זהה 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 2.0%, 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.

(5) בתזרים המהוון המיוחס לחלק השותפות מן הרזרבות שבשדה מגד (דהיינו מקטעים 1 ו-8B בכל באר), העלות לקדיחת הבאר ופעולות ההמרצה עומדת על 20 מליון 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 פעולות 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 תכלול 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, גיאופיזי 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 בפרוייקטים של חיפושים 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 25%) המיוחס לחלק השותפות מן הרזרבות שבשדה מגד, לכל אחת מקטגוריות הרזרבות המפורטות לעיל (התזרים נערך בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל):

חברות 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%)	
(8,049)	(8,222)	(8,407)	(8,605)	(8,817)	-	-	(8,407)	(8,817)	4,965	-	11,819	-	1,138	9,105	233,418	2016
(9,021)	(9,616)	(10,279)	(11,022)	(11,859)	-	-	(10,279)	(11,859)	10,446	-	29,581	-	4,024	32,192	641,360	2017
21,417	23,822	26,622	29,905	33,785	4,370	-	30,065	38,154	14,671	-	-	-	7,546	60,371	955,818	2018
11,380	13,208	15,431	18,160	21,542	7,181	-	20,575	28,722	10,908	-	-	-	5,661	45,291	675,760	2019
5,574	6,750	8,245	10,165	12,661	4,220	-	10,993	16,881	8,288	-	-	5,732	4,414	35,315	480,752	2020
-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,455	-	-	16,424	3,268	26,147	344,349	2021
-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,159	-	-	11,785	2,421	19,365	247,912	2022
-	-	-	-	-	-	-	-	-	4,171	-	-	8,047	1,745	13,963	174,342	2023
(315)	(453)	(661)	(981)	(1,485)	-	-	(661)	(1,485)	3,349	1,485	-	4,867	1,174	9,390	113,182	2024
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,778	-	-	2,487	752	6,017	70,667	2025
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,433	-	-	953	484	3,870	44,979	2026
-	-	-	-	-	-	-	-	-	5,306	-	248	13,369	2,703	21,625	258,813	2027
(304)	(518)	(902)	(1,614)	(2,970)	-	-	(902)	(2,970)	4,172	2,970	-	8,914	1,869	14,956	174,441	2028
-	-	-	-	-	-	-	-	-	3,415	-	-	5,639	1,293	10,348	118,103	2029
71	132	251	493	999	333	-	335	1,333	2,904	-	-	2,076	902	7,215	80,082	2030
35	67	134	276	588	196	-	179	784	2,559	-	-	1,020	623	4,985	54,382	2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,325	-	-	696	432	3,453	36,985	2032
(61)	(129)	(280)	(632)	(1,485)	-	-	(280)	(1,485)	-	1,485	-	-	-	-	-	2033
20,727	25,042	30,155	36,145	42,959	16,300	-	41,619	59,258	94,304	5,940	41,647	82,007	40,451	323,607	4,705,345	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%)	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
617	631	645	660	676	-	-	645	676	439	-	-	-	159	1,275	32,686	2016
(4,313)	(4,598)	(4,915)	(5,270)	(5,670)	-	-	(4,915)	(5,670)	3,031	-	12,546	-	1,415	11,322	225,573	2017
(4,738)	(5,270)	(5,889)	(6,615)	(7,474)	-	-	(9,164)	(11,629)	10,198	-	43,382	-	5,993	47,944	759,061	2018
5,257	6,101	7,128	8,389	9,951	-	-	9,504	13,267	16,237	-	41,367	-	10,124	80,996	1,208,475	2019
(541)	(655)	(800)	(986)	(1,229)	-	-	(1,067)	(1,638)	18,784	-	1,749	70,967	12,837	102,699	1,398,064	2020
6,569	8,301	10,600	13,691	17,905	-	-	14,133	23,873	14,038	-	-	31,510	9,917	79,338	1,044,841	2021
8,546	11,270	15,045	20,357	27,954	-	-	20,404	37,911	10,381	-	-	4,518	7,544	60,354	772,669	2022
4,195	5,772	8,056	11,419	16,465	-	-	13,919	28,448	7,760	-	-	4,269	5,783	46,260	577,594	2023
2,847	4,088	5,965	8,858	13,411	-	-	10,276	23,103	5,946	(1,485)	-	4,561	4,589	36,715	442,548	2024
1,532	2,295	3,501	5,446	8,657	-	-	6,535	16,160	4,587	-	-	4,689	3,634	29,070	341,440	2025
833	1,302	2,076	3,384	5,649	-	-	3,951	10,748	3,215	-	-	4,048	2,573	20,583	239,256	2026
338	552	921	1,572	2,755	-	-	1,769	5,293	(1,231)	-	(248)	(10,511)	(957)	(7,653)	(91,586)	2027
(36)	(61)	(107)	(191)	(351)	-	-	47	154	(1,286)	1,485	-	(7,534)	(1,026)	(8,206)	(95,714)	2028
(253)	(450)	(820)	(1,537)	(2,970)	-	-	(820)	(2,970)	(1,096)	2,970	-	(5,160)	(894)	(7,150)	(81,604)	2029
228	422	804	1,578	3,201	-	-	2,292	9,128	3,835	4,455	248	4,833	3,214	25,712	285,404	2030
284	549	1,094	2,250	4,794	-	-	2,288	10,024	2,804	-	-	3,912	2,391	19,132	208,692	2031
182	368	766	1,649	3,689	-	-	1,554	7,490	2,050	-	-	2,923	1,781	14,244	152,577	2032

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%)	
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
163	343	746	1,683	3,953	-	-	1,232	6,533	3,666	(1,485)	-	2,658	1,624	12,996	136,739	2033
54	119	271	640	1,578	-	-	556	3,242	3,155	-	-	1,951	1,193	9,541	98,740	2034
27	61	145	359	930	-	-	299	1,917	2,788	-	-	1,435	877	7,017	71,376	2035
10	24	61	157	427	-	-	125	882	2,522	-	-	1,038	635	5,078	51,650	2036
2	4	11	31	88	-	-	23	182	2,331	-	-	767	469	3,748	37,415	2037
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,193	-	-	232	346	2,772	27,131	2038
(20)	(56)	(158)	(472)	(1,485)	-	-	(158)	(1,485)	-	1,485	-	-	-	-	-	2039
21,781	31,113	45,145	67,054	102,907	34,914	37,820	73,429	175,642	116,347	7,425	99,045	121,105	74,223	593,787	7,843,029	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%)	
808	825	844	864	885	-	-	844	885	575	-	-	-	208	1,668	42,761	2016
7,358	7,843	8,384	8,990	9,672	-	-	8,384	9,672	4,263	-	-	-	1,991	15,926	317,298	2017
11,526	12,820	14,327	16,093	18,181	9,579	-	21,875	27,761	8,916	-	-	-	5,240	41,917	663,637	2018
(4,960)	(5,756)	(6,725)	(7,915)	(9,388)	(3,129)	-	(8,967)	(12,518)	10,811	-	-	48,895	6,741	53,929	804,629	2019
11,288	13,671	16,699	20,587	25,642	8,547	-	22,265	34,189	14,486	-	3,764	16,862	9,900	79,201	1,078,177	2020
3,927	4,963	6,337	8,185	10,705	3,568	38,731	31,380	53,004	24,654	-	42,127	2,132	17,417	139,333	1,834,947	2021
(2,009)	(2,649)	(3,536)	(4,785)	(6,571)	(2,190)	58,383	26,706	49,621	31,658	-	42,127	37,639	23,006	184,052	2,356,282	2022
1,545	2,125	2,966	4,205	6,063	2,021	53,800	30,278	61,884	34,706	-	42,127	42,308	25,861	206,886	2,583,132	2023
5,254	7,544	11,008	16,347	24,748	8,249	42,256	33,472	75,253	26,677	-	8,517	33,686	20,590	164,724	1,985,534	2024
4,177	6,258	9,546	14,851	23,607	7,869	31,327	25,395	62,803	19,331	-	-	25,050	15,312	122,496	1,438,756	2025
2,660	4,158	6,631	10,807	18,039	6,013	23,172	17,360	47,224	14,339	-	-	18,777	11,477	91,817	1,067,257	2026
1,679	2,739	4,567	7,798	13,666	4,555	16,674	11,661	34,895	11,009	-	-	14,000	8,558	68,462	819,355	2027
1,549	2,636	4,595	8,219	15,125	3,935	12,645	9,632	31,705	8,312	(4,455)	-	10,846	6,630	53,038	618,630	2028
720	1,279	2,331	4,367	8,438	1,823	8,574	5,202	18,835	5,637	-	-	7,692	4,595	36,758	419,536	2029
(238)	(440)	(839)	(1,647)	(3,342)	(1,114)	(180)	(1,164)	(4,637)	(1,447)	-	(248)	(2,159)	(1,213)	(9,703)	(107,702)	2030
(442)	(856)	(1,704)	(3,505)	(7,466)	(1,794)	(1,651)	(2,490)	(10,910)	(1,806)	4,455	-	(2,520)	(1,540)	(12,321)	(134,399)	2031
(317)	(641)	(1,334)	(2,874)	(6,428)	(1,230)	(2,378)	(2,082)	(10,035)	(1,931)	2,970	-	(2,744)	(1,677)	(13,417)	(143,722)	2032

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%)	
115	243	529	1,195	2,806	935	9,289	2,458	13,031	5,135	5,940	248	7,428	4,540	36,321	382,162	2033
157	344	784	1,854	4,571	1,524	6,953	2,238	13,048	3,803	1,485	-	5,592	3,418	27,347	283,020	2034
125	286	681	1,687	4,369	1,456	5,228	1,723	11,054	2,830	-	-	4,234	2,588	20,706	210,627	2035
78	188	467	1,212	3,296	1,099	3,836	1,167	8,232	2,107	-	-	3,153	1,927	15,420	156,854	2036
51	126	329	894	2,553	851	2,878	809	6,282	1,570	-	-	2,395	1,464	11,711	116,886	2037
30	79	214	609	1,825	608	2,033	523	4,465	1,171	-	-	2,156	1,113	8,905	87,161	2038
37	101	287	856	2,695	403	1,348	473	4,446	2,967	(1,485)	-	1,808	1,105	8,842	84,733	2039
8	24	72	224	739	246	824	175	1,809	2,673	-	-	1,367	836	6,685	62,875	2040
3	10	31	103	357	119	397	77	873	2,456	-	-	1,015	621	4,965	46,697	2041
1	2	6	20	73	24	82	14	180	2,295	-	-	755	461	3,691	34,712	2042
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,176	-	-	227	343	2,746	25,826	2043
(8)	(28)	(98)	(370)	(1,485)	-	-	(98)	(1,485)	-	1,485	-	-	-	-	-	2044
45,121	57,895	77,397	108,872	163,376	53,969	314,221	239,310	531,565	239,371	10,395	138,662	280,595	171,513	1,372,101	17,135,664	סה"כ

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הנפט וכמות הנפט) ליום 31.12.2015

שוי נכחי בהוון של 20%	שוי נכחי בהוון של 15%	שוי נכחי בהוון של 10%	סה"כ	רגישות / קטגוריה	שוי נכחי בהוון של 20%	שוי נכחי בהוון של 15%	שוי נכחי בהוון של 10%	סה"כ	רגישות / קטגוריה
<b>קיטון במחיר הנפט בשיעור של 10%</b>					<b>גידול במחיר הנפט בשיעור של 10%</b>				
20,727	25,042	30,155	42,959	רזרבות מוכחות P1 (Proved Reserves)	20,727	25,042	30,155	42,959	רזרבות מוכחות P1 (Reserves Proved)
21,781	31,113	45,145	102,907	רזרבות צפויות (Probable Reserves)	21,781	31,113	45,145	102,907	רזרבות צפויות (Reserves Probable)
42,508	56,155	75,300	145,866	סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves)	42,508	56,155	75,300	145,866	סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves)
71,543	96,542	136,771	163,376	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	71,543	96,542	136,771	163,376	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)
114,050	152,697	212,071	309,242	סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves)	114,050	152,697	212,071	309,242	סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves)
<b>קיטון במחיר הנפט בשיעור של 15%</b>					<b>גידול במחיר הנפט בשיעור של 15%</b>				
20,727	25,042	30,155	42,959	רזרבות מוכחות P1 (Proved Reserves)	20,727	25,042	30,155	42,959	רזרבות מוכחות P1 (Reserves Proved)
21,781	31,113	45,145	102,907	רזרבות צפויות (Probable Reserves)	21,781	31,113	45,145	102,907	רזרבות צפויות (Reserves Probable)
42,508	56,155	75,300	145,866	סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves)	42,508	56,155	75,300	145,866	סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves)
71,543	96,542	136,771	163,376	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	71,543	96,542	136,771	163,376	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)
114,050	152,697	212,071	309,242	סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves)	114,050	152,697	212,071	309,242	סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves)

קיטון במחיר הנפט בשיעור של 20%					גידול במחיר הנפט בשיעור של 20%				
20,727	25,042	30,155	42,959	רזרות מוכחות P1 (Proved Reserves)	20,727	25,042	30,155	42,959	רזרות מוכחות P1 (Reserves Proved)
21,781	31,113	45,145	102,907	רזרות צפויות (Probable Reserves)	21,781	31,113	45,145	102,907	רזרות צפויות (Reserves Probable)
42,508	56,155	75,300	145,866	סה"כ רזרות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves	42,508	56,155	75,300	145,866	סה"כ רזרות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves
71,543	96,542	136,771	163,376	רזרות אפשריות (Possible Reserves)	71,543	96,542	136,771	163,376	רזרות אפשריות (Possible Reserves)
114,050	152,697	212,071	309,242	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves	114,050	152,697	212,071	309,242	סה"כ רזרות מסוג P3 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>קיטון בכמות הנפט בשיעור של 10%</b>					<b>גידול בכמות הנפט בשיעור של 10%</b>				
15,160	18,741	22,897	32,420	רזרות מוכחות P1 (Proved Reserves)	26,386	31,507	37,702	54,483	רזרות מוכחות P1 (Reserves Proved)
15,765	24,275	37,308	92,148	רזרות צפויות (Probable Reserves)	26,774	36,713	51,430	110,763	רזרות צפויות (Reserves Probable)
30,925	43,016	60,205	124,567	סה"כ רזרות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves	53,160	68,220	89,132	165,246	סה"כ רזרות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves
62,260	83,541	117,645	137,032	רזרות אפשריות (Possible Reserves)	82,653	111,862	158,902	194,100	רזרות אפשריות (Possible Reserves)
93,185	126,557	177,850	261,600	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves	135,813	180,082	248,034	359,346	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves
<b>קיטון בכמות הנפט בשיעור של 15%</b>					<b>גידול בכמות הנפט בשיעור של 15%</b>				
12,430	15,689	19,460	27,944	רזרות מוכחות P1 (Proved Reserves)	29,220	34,743	41,482	60,249	רזרות מוכחות P1 (Reserves Proved)
12,435	20,424	32,782	85,304	רזרות צפויות (Probable Reserves)	29,322	39,576	54,646	114,744	רזרות צפויות (Reserves Probable)
24,865	36,113	52,242	113,248	סה"כ רזרות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves	58,542	74,320	96,128	174,993	סה"כ רזרות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves
57,375	76,738	107,700	123,516	רזרות אפשריות (Possible Reserves)	88,295	119,633	170,114	209,696	רזרות אפשריות (Possible Reserves)
82,240	112,851	159,941	236,764	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves	146,836	193,952	266,242	384,689	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves

קיטון בכמות הנפט בשיעור של 20%					גידול בכמות הנפט בשיעור של 20%				
9,700	12,638	16,024	23,468	P1 רזרות מוכחות (Proved Reserves)	32,055	37,983	45,266	66,027	P1 רזרות מוכחות (Reserves Proved)
8,433	15,733	27,201	76,774	רזרות צפויות (Probable Reserves)	32,022	42,646	58,147	119,275	רזרות צפויות (Reserves Probable)
18,133	28,372	43,225	100,242	סה"כ רזרות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves	64,076	80,630	103,413	185,302	סה"כ רזרות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves
53,531	71,249	99,424	112,485	רזרות אפשריות (Possible Reserves)	93,780	127,194	181,043	224,747	רזרות אפשריות (Possible Reserves)
71,665	99,620	142,648	212,727	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves	157,857	207,823	284,456	410,049	סה"כ רזרות מסוג P3 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 יתממשו 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.

(יג) התאמה בין נתוני הדו"ח לנתוני דוחות קודמים

למיטב הבנת השותף הכללי אין שוני מהותי בקטגוריות הרזרבות והמשאבים המותנים בין נתוני דו"ח הרזרבות ליום 31.12.2015 לבין נתוני דו"ח הרזרבות הקודם שהכינה ליום 31.12.2014. למיטב הבנת השותפות, NSAI צרפה 2 פרופילי הפקה לקידוח מגד 6 (ראו נספח 7 בדו"ח הרזרבות) האחד מניח הפקה ממוקטע 1 בקידוח מגד 6 במצבו הנוכחי, והשני מניח ביצוע קידוח חדש או קידוח עוקף חדש והפקה ממוקטע 1 וממוקטע 8b (לפרטים נוספים על תוכניות המבחנים לקידוח מגד 6 ראו בסעיף 9 להלן). מובהר כי צירוף שני פרופילי ההפקה האמורים של קידוח מגד 6 זהה להפקה הצפויה מקידוח מגד 7.

(יד) חוות דעת של מעריך הרזרבות

מצורף כנספח לדו"ח זה, דוח רזרבות שהוכן על-ידי NSAI ליום 31.12.2015 ביחד עם הסכמתה להכללתו בדו"ח זה.

(טו) הצהרת הנהלה

תאריך ההצהרה: 30.3.2016;

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

שם הנושא בתפקיד להערכת המשאבים: אביגדור מעוז

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 מסכימים להכללת ההצהרה האמורה לעיל בדו"ח זה.

---

גבעות עולם נפט בע"מ, השותף הכללי

באמצעות אמיר בן דוד ושמואל בקר

ומר אביגדור מעוז, מנכ"ל השותפות

להלן נתוני הפקה בשדה מגד:

שנת 2015	שנת 2014		
157.5	158.1	סה"כ תפוקה (המתייחס לחלק השותפות) בתקופה (באלפי חביות - MBBL)	
49.4	94	מחיר ממוצע לחבית (המתייחס לחלק השותפות) (בדולר לחבית)	
13	5.96	המדינה	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)
		צדדים שלישיים	
		בעלי עניין <sup>18</sup>	
13.57	16.4	עלויות הפקה ממוצעות לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)	
22.83	66	תקבולים נטו ממוצעים לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)	
1.26	0.84	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט במאגר (ב- %) <sup>19</sup>	

18 בדו"ח לא נכללו תשלומי תמלוגים לשותף הכללי שבהתאם להסכם השותפות המוגבלת ישולמו לאחר החזר ההשקעה.  
 19 שיעור האזילה הינו שיעור הנפט המופק בשנה מתוך הרזרבות המוכחות והצפויות בתחילת אותה שנה.

**(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 וממכון צומת). לפיכך השותפות מבצעת הפקה סדירה ממגד 5 ללא הפסקות בשבתות וחגים כך שההפקה בפועל נמשכת ברצף בכל ימות השבוע. במועד הדו"ח מבחני הפקה ארוכי טווח נמשכים במקטע b8. 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-390 חביות נפט בקירוב. בחודש ספטמבר 2015 ביצעה השותפות פעולה להגדלת המשנק בראש הבאר מגד 5 שהביאה לשיפור של כ-25% בקצב ההפקה היומי מהבאר ובחודש ינואר 2016 בוצעה פעולת הגדלת משנק נוספת שהביאה לשיפור נוסף של כ-20% בקצב ההפקה. כמות הנפט הממוצעת שהופקה מהבאר בחודש 2/2016 עמדה על 577 חביות ליום. מידע זה אינו נדרש לפי תקנות הדיווח. מידע זה ניתן לחישוב מנתוני ההפקה שמצרפת השותפות בכל רבעון (ראו טבלת ההפקה בסעיף 1 (ב) בדו"ח הדירקטוריון שבחלק השני להלן). לירידה בהאטה טבעית במקטע b8, למיטב הבנת השותפות, עשויה להיות חשיבות למשקיע סביר. מידע זה מבוסס על תוצאות שהתקבלו בפועל ולא על הערכות. למיטב הבנת השותפות יש בכך כדי להבטיח את נאותות ומהימנות המידע.

**(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 31.12.2015 הופקו כ-821 אלפי חביות, ונמכרו כ-798 אלפי חביות תמורת סך של כ-74 מיליון דולר. השותפות חתמה על הסכם למכירת הנפט המופק. ההסכם בתוקף עד ליום 31.12.2017 השותפות מוכרת נפט 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 לפרטים ראו סעיף 7.9 לעיל.

**(ג) השלב הבא בפיתוח שדה מגד****(1) כללי**

לאחר סיום שלב הקידוח בבאר מגד 6 השותפות פועלת להשלמת ולאישור תוכנית המבחנים בבאר לקראת ביצוע מבחני ההפקה והכנת הקידוחים הבאים (קידוח מגד 8) הנמצאים בקרבת מגד 5. קידוח מגד 6 נקדח כ-1 ק"מ דרומית לקידוח מגד 5 מתוך ציפייה שהקרבה של שתי הבארות תוביל לממצאים דומים לממצאים שהתקבלו בקידוח מגד 5 גם בקידוח מגד 6. יצוין כי במידה והשותפות תצליח בעתיד להשיג הפקה יציבה במקטעי הדלומיט (מקטעים 2 עד 7) הדבר עשוי להוביל להעברה של חלק מהשאבים המותנים לקטגוריית הרזרבות.

**(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.

לפרטים על זרימת נפט וגז שהתרחשה במהלך הקדיחה ראו דו"ח מיידי מיום 10.11.2013.

השותפות נאלצה לבצע קידוח עוקף בבאר מעומק של 3,630 מטרים, לאחר שמאמצי השותפות לחלץ את צינורות קידוח שנתקעו בעומק 3,860 מטר לא צלחו (לפרטים ראו דו"חות מיידיים מיום 2/12/2013, 22/12/2013 ו-26/12/2013).

לאחר סיום הקידוח השותפות ניסתה לבצע בבאר לוגים חשמליים אך בשל תנאי הבאר לא התקבלו לוגים חשמליים בעלי משמעות שעליהם ניתן להתבסס לשם גיבוש תוכנית המבחנים ופעולות ההמרצה (להלן: "**המבחנים**") של הבאר.

לפיכך, בהעדר אפשרות אחרת, בכוונת השותף הכללי להכין את תוכנית המבחנים בבאר מגד 6 בהתבסס על הממצאים שהתקבלו בלוגים החשמליים שבוצעו בקידוח מגד 5 הסמוך (קידוח מגד 5 ממוקם כקילומטר צפונית מקידוח מגד 6). יובהר כי במהלך קידוח מגד 6 התקבל מידע מהבאר ובכוונת השותפות לעשות בו שימוש בהכנת תוכנית המבחנים יחד עם המידע מהלוגים החשמליים שבוצעו בקידוח מגד 5. השותף הכללי מבקש להבהיר, למען הסר ספק, כי משמעות עובדה זו אינה שהתקבל מידע שלילי או חיובי, אלא כי לא התקבל מידע חדש עליו ניתן להתבסס בעריכת המבחנים ופעולות הפרופנט.

הגורמים לאירוע- תנאי הבאר.

השפעת האירוע על מהלך הקידוח ותקציבו- לא ניתן בשלב זה לדעת מה יהיו השלכות האירוע על תקציב המבחנים. יובהר כי פעולות המבחנים דורשות דיוק, והחוסר במידע בעל משמעות מהלוגים עשוי להשליך על הצלחת ביצוע המבחנים.

חשיפת התאגיד כלפי צדדים שלישיים בשל האירוע- למיטב הבנת השותף הכללי אין לשותפות חשיפה כלפי צדדים שלישיים בשל האירוע.

לפרטים על פעולות הדיפון שבוצעו בבאר ועל פעולות הניקוי בתחתית הבאר ראו דוחות מיידיים מיום 3.4.2014, מיום 9.4.2014 ומיום 25.6.2014 אשר הפרטים המובאים בהם נכללים בזאת על דרך ההפניה וכן בבאור בדוחות הנספיים להלן.

פעולות לתיקון בעיית אובדן הלחץ שהתגלתה בבאר בוצעו בחודש דצמבר 2015 וינואר 2016 וביום 8.2.2016 נתקבל דו"ח ממהנדס קידוחים הקובע כי לאחר ביצוע התיקון, הבאר במצב בטיחותי וכי תוצאות הבדיקות הינן טובות יותר מהנדרש על פי כללי ה-API המקובלים בתעשייה.

על השותפות לסיים את התקנת ראש הבאר על ידי חברת ההנדסה שבנתה את ראש הבאר ולאחר מכן ניתן יהיה לבצע מבחני הפקה בבאר. לאחר התקנת ראש הבאר ולפני מבחני ההפקה תבצע השותפות בדיקת לחץ נוספת לכל רכיבי הבאר כמו כן נכללו בדו"ח הוראות בטיחות שבכוונת השותפות ליישם במהלך ההפקה.

נכון למועד הדו"ח השותפות פועלת לגיבוש תוכנית המבחנים לבאר. לפרטים על התראת הממונה ודרישתו לביצוע מבחני הפקה בבאר עד ליום 7.4.2016 ראו סעיף 2.1 לעיל. לאחר קבלת ההתראה התקבלה החלטה בדירקטוריון השותף הכללי על ביצוע מבחני הפקה בשיטת הראדיאל דרילינג. עם אפשרות חלופית לביצוע מבחני הפקה בשיטת הפרפורציה-DST (בשיטה זו מבוצע חירור בחלק מצנרת הדיפון בניסיון להתחבר לשכבות הנפט).

להלן מובאים פרטים על תוכנית המבחנים על פי התוספת האחת עשרה לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידיים) התש"ל-1970.

1. אומדן לקצבי הפקה משוערים לפני המבחן אם אומדן כאמור קיים - בשלב זה לא ניתן להעריך את קצב ההפקה המשוער.
2. מועדי מבחני ההפקה - מועד התחילה של מבחני ההפקה צפוי להיות במהלך הרבעון השני והשנה ולהימשך כחודש ימים.
3. סוגי המבחנים שיבוצעו- המבחנים יבוצעו במקטע מס' 1 בבאר, בשיטת ה- RADIAL DRILLING (טכניקה חדשה המאפשרת בשכבת המטרה ביצוע של קידוחים אופקיים בקוטר של 1.5-1 אינץ' למרחק של כ-40 מטר בכל כיוון, ובכך מאפשרת חיבור טוב לשברי המאגר ואפשרות לחיבורים לשברים נוספים שיצטלבו). עוד הוחלט כי במידה והפעולות הללו לא יצליחו יבוצעו בבאר מבחני הפקה בשיטת הפרפורציה (DST) (ככל שיוחלט על ביצוע מבחני ההפקה בשיטה זו יינתן דיווח נפרד).
4. התקציב, לרבות חלקם בפועל של מחזיקי הזכויות ההוניות בתאגיד המדווח- העלות הכוללת של פעולות המבחנים שתוארו לעיל הינה בסך של כ- 1.6 מיליון דולר.

**אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד –** הערכות השותף הכללי הנקובות לעיל ובין היתר מועדי ביצוע המבחנים והעלויות, הינם מידע צופה פני עתיד המבוסס על הערכות יועצי השותפות ועל הערכות של העלויות וזמינות הציוד המיוחד לביצוע המבחנים. ההערכות הנ"ל עשויות להתעדכן כתוצאה מזמינות הציוד והעלויות בפועל מהביצועים בפועל ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפוש והפקה של נפט וגז וכתוצאה מתנאים תפעוליים וכדומה.

### (3) אישור תכנית הפיתוח

תוכנית הפיתוח של שדה מגד שהוכנה עבור השותפות ע"י חברת Baker RDS Limited הועברה 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".**

עמידת השותפות בתכנית הפיתוח האמורה כרוכה באילוצים רבים בשל הימצאות החלק המרכזי של שדה מגד בשטח אש, הקרבה לשדה התעופה, הצפיפות במרכז הארץ, דרישות הגנת הסביבה ועוד. השותפות פועלת יחד עם המשרדים הרלוונטיים (שלחלקם הנושא חדש לחלוטין ולא מוסדר) להתגברות על האילוצים האמורים. בהקשר זה יש להדגיש כי פיתוח שדה הנפט עשוי להמשך זמן רב, והשגת האמצעים הכספיים שידרשו גם לאחר הכנת תכנית פיתוח לא ניתן לדעת בוודאות, עד לקידוח בפועל מה מספר הבארות המפיקות שידרש. עוד יצוין 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 בטכניקות ההמרצה הנדרשות לפיתוח שדה מגד) או אם יקרה (כפי שקורה באופן שגרתי בפיתוח שדות נפט) שיהיו קידוחים שיתברר בקידוח שהם נמצאים מחוץ לגבולות שדה הנפט והם ימצאו יבשים.

יודגש כי האמדנים האמורים על גדלו של שדה הנפט משקפים הערכות של השותף הכללי על פי המידע המצוי כיום בידו. אך מידע זה אינו מספיק לשם קביעה מבוססת של הגבולות והגודל המדויקים של שדה הנפט (שגודלו המוערך הינו כ-180 קמ"ר) ואלו יכולים להקבע רק בקידוחים בפועל. קידוחים בפועל והיסטוריית הפקה דרושים גם כדי לספק מידע חיוני נוסף ובכלל זה השברים הטבעיים, נתוני זרימה (flow rates) נקבוביות (porosity) וחדירות

(permeability) שהינם חיוניים לקביעת כמויות הנפט בר ההפקה.

כמו כן יש לציין כי בשלב זה לא ניתן להעריך במדויק מה תהיינה העלויות בפועל של פיתוח השדה. באיזורים ובמקטעים השונים בכל באר שבהם יהיה צורך בשימוש בטכניקות המרצה להפקת הנפט, תקבע שיטת ההמרצה בה ייעשה שימוש על ידי המפעיל. בעלויות של שיטות המרצה השונות שייבחרו כאמור ישנן פערים מהותיים מאוד (העלות של ביצוע המרצה בטכניקת ACID נמוכה משמעותית מטכניקת הפרופנט, כמו כן ייתכן וישקלו על ידי המפעיל שימוש בטכניקות המרצה חדשניות שטרם נוסו בשדה מגד שעלותן טרם גובשה). שדה מגד עדיין נמצא בשלבי למידה ולא ניתן לקבוע בוודאות מהי טכניקת המרצה הנכונה, ויתכן כי באזורים שונים ובמקטעים שונים באותה הבאר ישתמשו בטכניקות שונות כאמור. העלות של קידוח מגד 6 (לא כולל מבחנים ופעולות פרופנט) נאמדה בכ-16 מיליון דולר ארה"ב ועמדה בפועל נכון ל-31/12/13 על כ-17.2 מיליון דולר (זאת בנוסף לעלות הכנת אתר מגד 6 לקידוח ודרישות בירוקרטיות בסך של כ-1.2 מיליון דולר). העלות הכוללת ב-2014 של המשך הקידוח וביצוע הקידוח העוקף, השלמת הקידוח, ביצוע הלוגים, הדיפון, ניקוי הבאר, הנסיון לפתרון אבדן הלחץ ופעולות נוספת בבאר עמדו על כ-11 מיליון דולר. העלות הכוללת ב-2015 של הפעולות שבוצעו בבאר לתיקון בעיית אובדן הלחץ עמדו על כ-1,826 אלפי דולר (לעלויות אלו יש להוסיף את עלויות התוכנית לביצוע המבחנים שעלותה המשוערת הינה כ-1.6 מיליון דולר). העלויות הצפויות של ציוד ההפקה הקבועה, התקנתו באתר הקידוח והשלמת הבאר להפקה הינן כ-2.2 מיליון דולר. הוצאות אלה כוללות רכישה והתקנה של ה-Green Flare, התקנת תשתית צנרת ומיכלים לאחסון הנפט המופק ועוד, כאשר בחלק מציוד ההפקה בכוונת השותפות לעשות שימוש כבר בשלב המבחנים.

יחד עם זאת עדיין לא ניתן לאמוד מה יהיו המחירים בעתיד (קדיחת כל בארות הפיתוח בשדה נפט עשויה להמשך שנים רבות) ואת השינויים שיהיו במחירים בתקופה זו (ראו בסעיף 20.13 להלן). יש להביא בחשבון כי חיפוש נפט והפקתו אינם בגדר מדע מדויק ולכן הם כרוכים בדרגה גבוהה של סיכון כספי. האמצעים והטכניקות הגיאולוגיים והגיאופיזיים אינם מספקים תחזית מדויקת על אפשרויות ההפקה או על היקפה או על הקצב שלה. קיומם של שברים, אורכם וכיונם בתוך שדה הנפט וכן תופעות גיאולוגיות אחרות שאין דרך לחזותן מראש, עשויים להשפיע באופן משמעותי על התחזיות לגבי הפקת הנפט ואף עלולות לגרום לכך שלא ניתן יהיה להפיק את הנפט שנתגלה או לעשות את הפקתו לבלתי כדאית מבחינה מסחרית.

(ד) **תוכנית העבודה לביצוע קידוחי מגד 6, מגד 7 ומגד 8** (התוכנית טעונה עדכון של תוכנית העבודה שאושרה על ידי הממונה)

קידוח מגד 7	קידוח מגד 8	קידוח מגד 6	
7 בינואר 2013	7 בינואר 2013	7 בינואר 2013	<b>המועד בו נתקבלה ההחלטה</b>
המשך פיתוח שדה מגד	המשך פיתוח שדה מגד	פיתוח שדה מגד	<b>הסיבות להצדקת ההחלטה</b>
ביצוע הקידוח במועד כפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים ועמידה בדרישות הגורמים המאשרים	ביצוע הקידוח במועד כפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים ועמידה בדרישות הגורמים המאשרים	עמידה בדרישות הגורמים המאשרים. כפוף להשגת האמצעים הכספיים לביצוע המבחנים ופעולות הפרופנט	<b>תנאים לקידוח ולשהתפתות בביצוע הקידוח</b>
מגד 7	מגד 8	מגד 6	<b>שם הקידוח</b>
קידוח יבשתי-כקילומטר מערבית למגד 5	קידוח יבשתי-כ-2 קילומטר מערבית למגד 5	קידוח יבשתי-כקילומטר דרומית למגד 5	<b>מיקום הקידוח</b>
במהלך שנת 2017 משך הקידוח שישה חודשים (ללא תקלות ועיכובים בלתי צפויים).	ברבעון הרביעי 2016 לאחר סיום המבחנים ובהתאם לתוצאות שיתקבלו בקידוח מגד 6. משך הקידוח שישה חודשים (ללא תקלות ועיכובים בלתי צפויים).	תחילת הרבעון השלישי 2013 הקידוח נמשך 7.5 חודשים	<b>מועדי הקידוח הצפויים<sup>20</sup></b>
מוהילה וסהרונים	מוהילה וסהרונים	מוהילה, סהרונים ומטרה משנית בשכבת הרעף	<b>שכבות בקידוח</b>
קידוח פיתוח ולקביעת גבולות השדה. השלמת הקידוח כבאר מפיקה של נפט וגז.	קידוח פיתוח ולקביעת גבולות השדה. השלמת הקידוח כבאר מפיקה של נפט וגז.	קידוח פיתוח ולקביעת גבולות שדה הנפט. השלמת הקידוח כבאר מפיקה של נפט וגז.	<b>סוג הקידוח, תכליתו ודין כללי בשלבים עתידיים התלויים בממצאיו</b>
5,000 מטר	5,000 מטר	4,754 מטר	<b>עומק הקידוח</b>
18 מיליון דולר, לא כולל מבחני הפקה, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים.	18 מיליון דולר, לא כולל מבחני הפקה, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים.	הקידוח בוצע, עלות שלב הקידוח עמדה על כ- 23 מיליון דולר	<b>סה"כ הקידוח תקציב</b>

<sup>20</sup> ראו הערה בפסקה המובאת לאחר הטבלה.

קידוח מגד 7	קידוח מגד 8	קידוח מגד 6	
טרם נקבע כפוף לתוכנית המבחנים שתגובש על ידי המפעיל ותאושר על ידי הגורמים המוסמכים.	טרם נקבע כפוף לתוכנית המבחנים שתגובש על ידי המפעיל ותאושר על ידי הגורמים המוסמכים.	כ-1.8 מיליון דולר מבחני ההפקה צפויים להתבצע ברבעון השני 2016 בכפוף לכך שתוכנית המבחנים תאושר על ידי הממונה.	<b>תקציב ביצוע מבחני ההפקה</b>
השותף הכללי-גבעות עולם נפט בע"מ (ככל ולא ייחתם הסכם עם המפעיל אחר)	השותף הכללי-גבעות עולם נפט בע"מ ( ככל ולא ייחתם הסכם עם מפעיל אחר)	השותף הכללי-גבעות עולם נפט בע"מ (במידה וייחתם הסכם עם מפעיל בינלאומי השותפות תפעל למינויו כמפעיל ראו סעיף 6.8 לעיל)	<b>שם המפעיל</b>
עפ"י להחלטת המפעיל, ככל שימונה, ראו סעיף 6.8 לעיל	עפ"י להחלטת המפעיל, ככל שימונה, ראו סעיף 6.8 לעיל	S.C. DAFORA GROUP S.A.	<b>שם התאגיד המבצע את הקידוח</b>
חלק אפקטיבי בהוצאות- 104.5% לפרטים בדבר החלטת השותף הכללי שלא לגבות דמי מפעיל בשלב זה מעבר ל- 22,000 דולר לחודש ראו בבאור 16(4) בדוחות הכספיים שבחלק ג' להלן. חלק אפקטיבי בהכנסות- 66.37%	חלק אפקטיבי בהוצאות- 104.5% לפרטים בדבר החלטת השותף הכללי שלא לגבות דמי מפעיל בשלב זה מעבר ל- 22,000 דולר לחודש ראו בבאור 16(4) בדוחות הכספיים שבחלק ג' להלן. חלק אפקטיבי בהכנסות- 66.37%	חלק אפקטיבי בהוצאות- 104.5% לפרטים בדבר החלטת השותף הכללי שלא לגבות דמי מפעיל בשלב זה מעבר ל- 22,000 דולר לחודש ראו בבאור 16(4) בדוחות הכספיים שבחלק ג' להלן. חלק אפקטיבי בהכנסות- 66.37%	<b>חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב הקידוח ובהכנסות הפוטנציאליות הנובעות ממנו</b>
השותפות- 99% וחברה זרה 1% Millenium Quest PTY Ltd-	השותפות- 99% וחברה זרה 1% Millenium Quest PTY Ltd	השותפות- 99% וחברה זרה 1% Millenium Quest PTY Ltd	<b>שמות השותפים בנכס הנפט בו נערך הקידוח וחלקם בתקציב הקידוח ובהכנסות שינבעו ממנו</b>
סעיף 8	סעיף 8	סעיף 8	<b>הפניה לתיאור נכס הנפט בדו"ח התקופתי</b>

#### מידע צופה פני עתיד

התקציב ולוחות הזמנים של הקידוח וכן הנתונים הנוספים המובאים לעיל ביחס לקידוחים, מבוססים על הערכות והשערות ששל השותפות שהינן מידע צופה פני עתיד. ההערכות וההשערות הנ"ל הינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות שלגביהן לא קיימת כל וודאות והן כפופות לקבלת האישרים והשגת האמצעים הכספיים לביצועם, לקבלת אישור הממונה לשינוי המועדים, למינוי "מפעיל" ההערכות אלו עשויות להתעדכן בהמשך עם התקדמות הקידוחים ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מתקלות, עיכובים בלתי צפויים, קשיים בהשגת מימון, קשיים במגעים למינוי "מפעיל", מתנאים תפעוליים, תנאי שוק, תנאים רגולטורים ועוד.



**10.1 עובדים ונותני שירותים חיצוניים**

לרשות השותף הכללי עומדים שירותיהם של הדירקטורים שמואל בקר (יו"ר) טוביה לוסקין, אמיר בן דוד, מנחם גרנית (דירקטור בלתי תלוי), שלומית ברוט (דירקטורית חיצונית) ונחמיה זיסמן (דירקטור חיצוני) ונגה בן דוד ועודד בן דוד (דירקטורים חליפיים). כמו כן מעסיקה השותפות 13 עובדים כדלקמן: מנכ"ל, עוזר אישי למנכ"ל, סמנכ"ל לוגיסטיקה ורגולציה ואחראית יצוא ויבוא, מנהל כספים, חשבונאי שטח, חמישה עובדי שטח, מחסנאי ומהנדסת תהליכים. הירידה במספר העובדים אשר עמדו בחודש מרץ 2014 על 36 ובתקופה המקבילה אשתקד על 20 נובעת בעיקר מתוכנית הקיצוצים שאימץ דירקטוריון השותף הכללי ושגובשה על ידי ההנהלה. התוכנית כוללת שלושה מרכיבים עיקריים, צימצום במצבת כח האדם בכל רבדי השותפות, סגירת משרדי השותפות בירושלים והפחתה בהוצאות שונות ובתשלומים שוטפים ליועצים. השותפות מבקשת להדגיש כי בחינת המבנה והשליטה בהוצאות בכל תחומי הפעילות ימשיך וישקל בהתאם למצב הפיננסי ולפעילות השותפות. במסגרת תוכנית הקיצוצים הוחלט על השהיית תשלום בסך של 15% מהתשלום החודשי לשותף הכללי וממשכורות העובדים שמשכורתם ברוטו עולה על 20,000 ₪ בחודש, שכר הדירקטורים ושכר חלק מהיועצים. השהיית התשלומים תמשך מחודש ינואר 2016 ועד לחודש יוני 2016 או עד לשיפור במצב הפיננסי של השותפות. הכספים שיושהו יוחזרו לאחר שיהיה שיפור במצב הפיננסי של השותפות.

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 אביגדור מעוז (מנכ"ל השותפות), אביעד אודיש (מנהל הכספים), דרור ברודר (סמנכ"ל פרויקטים ולוגיסטיקה) הינם נושאי משרה בכירה בשותפות, לפרטים על סיום כהונתו של סמנכ"ל המחקר והפיתוח ראו דו"ח מיידי מיום 24.2.2016 וכן בתקנה 21 בפרק ד' להלן. סמנכ"ל הלוגיסטיקה של השותפות השתתף בקורס מנהלי אבטחה על פי תו התקן של משטרת ישראל בעלות של 8,950 ₪.

השותפות קיבלה שירותים, ממנהל קידוחים (הפועל כנותן שירותים חיצוני) אשר ניהל את קידוחי מגד 2, מגד 3, מגד 4, הקידוח האופקי מגד 4, מגד 5 והמבחנים ופעולות הפרופנט בו ושלב קידוח מגד 6. השותפות תדאג לקבלת שירותי מהנדסקידוחים בתקופות קידוחים והכנות לקידוחים ומבחני הפקה. 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 בonus על כל קידוח שיגיע להפקה מסחרית בשני הקידוחים הבאים שתבצע השותפות. כמפורט להלן, הבonus 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.

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 (פטרופיזיקאי לשעבר בשותפות) הודיע השותף הכללי, לכל אחד מהם, כי הוא יהיה זכאי לקבל 1% (מר פלברט) או 1/2% (מר סופרסטין) 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. לפרטים על מדיניות התגמול שלא קיבלה את אישור האסיפה הכללית ראו דו"ח הזימון מיום 21.1.2016.

### 10.3

בחודש דצמבר 2010 חתם השותף הכללי בשם השותפות על הסכם ייעוץ וליווי הליכי רגולציה עם חברה בבעלותו של מר גיורא איילנד (המפקח נתן את אישורו להסכם) בהתאם להסכם יעניק מר איילנד לשותפות ליווי ויעוץ שוטף מול הרשויות והגורמים המוסדיים הקשורים בזיכיון השותפות לחיפושי נפט ודרכי הפעלתו. כמו כן מר איילנד ישמש כיועץ לשותפות במספר נושאים הקשורים לניהול השותפות ולפעילותה הכלכלית כחברה ציבורית. על פי ההסכם מר איילנד היה זכאי לתשלום חודשי בסך 45,000 ₪ וכן לבונוס בסך של 750,000 ש"ח כל עוד ההסכם בתוקף עבור כל קידוח שיגיע להפקה מסחרית. החל מיום 17 בפברואר 2014 מונה מר איילנד לכהן כמנכ"ל הזמני במקומו של מר טוביה לוסקין. כהונתו של מר לוסקין כמנכ"ל הופסקה ביום 17 בפברואר 2014 על פי החלטת דירקטוריון השותף הכללי בשל חילוקי דעות וחוסר שביעות רצון של הדירקטוריון מתפקודו כמנכ"ל. כמו כן השותפות הגיעה להסכמה עם מר גיורא איילנד כי ימשיך לשמש כיועץ בתשלום חודשי עד ליום 30.9.2014. לאחר מועד זה הסכם הייעוץ בין הצדדים יפקע ומר איילנד ימשיך להעניק שירותי ייעוץ לשותפות בהתאם לצרכי השותפות וללא תשלום חודשי קבוע. דירקטוריון השותף הכללי אישר למר גיורא איילנד תשלום של 70,000 ₪ בגין כל חודש שבו כיהן כמנכ"ל הזמני (במקום התשלום החודשי הקבוע בסך 45,000 ₪ לו היה זכאי על פי ההסכם הייעוץ). ביום 3.8.2014 מונה מר יוסף זינגר למנכ"ל השותפות (לפרטים על התפטרותו של מר זינגר ראו דו"ח מיידי מיום 14.9.2014). ביום 7.12.2014 מונה מר אביגדור מעוז לתפקיד מנכ"ל השותפות, לפרטים ראו דו"ח מיידי מיום 7.12.2014 וכן בתקנה 21 בחלק הרביעי להלן.

ביום 15.7.2014 מונה מר שמואל בקר לתפקיד יו"ר דירקטוריון השותף הכללי. לפרטים על פרישתו של מר יוסף פרוליק מכהונתו כדירקטור שמתקיימים בו תנאי הכשירות של דח"צ ראו דו"ח מיידי מיום 27.10.2014.

ביום 23.8.2015 מונה שלומית ברוט ונחמיה זיסמן כדירקטורים חיצוניים בשותפות ומר מנחם גרנית כדירקטור בלתי תלוי בשותפות.

ביום 1.3.2016 מונה אמיר בן דוד לדירקטור במקומו של מר נגה בן דוד ומר נגה בן דוד מונה כדירקטור חליף למר שמואל בקר כמו כן עודד בן דוד (שעד לאותו המועד כיהן כדירקטור חליף לנגה בן דוד) מונה לדירקטור חליף של אמיר בן דוד.

**שיקול דעתו הבלעדי של מר טוביה לוסקין בענינים מקצועיים**

על פי הסכם שנחתם בחודש ספטמבר 1993 (כפי שתוקן מאז) ועל פי הוראות שעוגנו בתקנון השותף הכללי הכרעות בענינים מקצועיים כהגדרתם להלן, תהיינה בהתאם לשיקול דעתו הבלעדי והמוחלט של טוביה לוסקין. "ענינים מקצועיים" לרבות בעניני פיתוח של שדות נפט וגז והפקה של נפט וגז משדות אלה. מקום הקידוח, תקציב הקידוח ושינוי, התחלת הקידוח והפסקתו, הצורך בתקציב נוסף לפעולות חיפוש, הציוד ו/או צוות אנשים אשר יעסקו בקידוח, ההתקשרות עם צוותים מקצועיים לביצוע הקידוח וכדומה, אך לא כולל ניהול וענינים פיננסיים, לרבות השקעות ביניים של כספים, ניהול שוטף של השותף הכללי, הדרכים להשגת מימון נוסף וכדומה. אם יתגלו חילוקי דעות בדירקטוריון החברה לגבי השאלה אם ענין מסויים הינו בגדר "ענין מקצועי", יובא הדבר להכרעת בורר אשר ייקבע בין הצדדים בהסכמה. בהקשר זה יצוין כי בהסכם שנחתם ביום 9 בנובמבר 2003 בין ראש העין חיפוש נפט בע"מ, שמואל בקר, נוגה בן דוד, וטי אויל וגז בע"מ וטוביה לוסקין נקבעו, בין היתר ענינים שבהם דירקטוריון השותף הכללי לא יקבל החלטה אלא בהסכמת כל הדירקטורים שמונו על ידי החברות-בעלות המניות בשותף הכללי דהיינו ראש העין חיפוש נפט בע"מ (הדירקטורים המכהנים מטעמה כיום: נגה בן דוד ושמואל בקר) וטי אויל וגז בע"מ (מטעמה מכהן כיום טוביה לוסקין כדירקטור בשותף הכללי).

בין הענינים האמורים כלולים הענינים הבאים:

- (1) אישור הסכמים לכניסת שותפים חדשים לנכסי נפט של השותפות ואישור הסכמים לרכישת זכויות בנכסי נפט אחרים על ידי השותפות;
- (2) כל שינוי באופי או בתחום העסקים של השותף הכללי;
- (3) השקעת הון בחברה, עסק או מיזם אחר;

לפרטים על החלטות הדירקטוריון והאסיפה הכללית של השותף הכללי על אימוץ חוות דעת משפטית המבטלת סמכויות ווטו וסמכויות החלטה בלעדית בתקנון השותף הכללי המפורטות בסעיף זה לעיל ועל החלטת בית המשפט (בהסכמת הצדדים) כי אימוץ חוות הדעת יובא שוב לדיון והחלטה בפני הדירקטוריון החדש של השותפות (לאחר שמונו לו שני דירקטורים חיצוניים ודירקטור בלתי תלוי), ראו דוחות מיידיים מיום 12.7.2015, מיום 17.7.2015 ומיום 18.10.2015. כמו כן ביום 8.11.2015 התקבלה החלטה בדירקטוריון השותף הכללי לאמץ את המסקנות של חוות דעת משפטית הקובעת כי ההסדרים הקבועים בסעיף 100 לתקנון המקנים זכות הכרעה בלעדית בענינים מקצועיים למי מהדירקטורים (במסקנות חוות הדעת נכתב "למר לוסקין"), זכות וטו לדירקטורים הממונים מטעם בעלי המניות (כמפורט בסעיף זה לעיל), אינם מתיישבים עם הוראות החוק לרבות תיקון מס' 5 לפקודת השותפויות [נוסח חדש], התשל"ה-1975 והמצב המשפטי האינדנא, ולפיכך אינם תקפים עוד. כמו כן, את סעיף 113 לתקנון (זכויות החתימה) יש לפרש כך שאינו כולל בחובו זכות מהותית של מי מהדירקטורים (במסקנות חוות הדעת נכתב "למר לוסקין") לאשר כל תשלום וכל הסכם, ואף לא זכות הכרעה בדבר חוקיותם של כל פעולות והחלטות החברה.

כמו כן התקבלה החלטה נוספת בענין זה לפיה יודגש כי ההחלטה על אימוץ מסקנות חוות הדעת כאמור, לא תפגע בזכויות השותף המוגבל בהתאם להסכם השותפות המוגבלת ובסמכויות וועדות הדירקטוריון בהתאם לחוק. יצוין כי ההחלטה על אימוץ מסקנות חוות הדעת התקבלה ברוב קולות (ארבעה דירקטורים הצביעו בעד ושניים התנגדו וכי טוביה לוסקין שהתנגד טען שהחלטה איננה חוקית ושהחלטה זו צריכה להתקבל באסיפה הכללית של השותף הכללי ברוב של 75% בלבד). כמו כן הגיש מר לוסקין המרצת פתיחה לבית המשפט בין היתר נגד אימוץ חוות הדעת לפרטים ראו דו"ח מיידי מיום 27.12.2015.

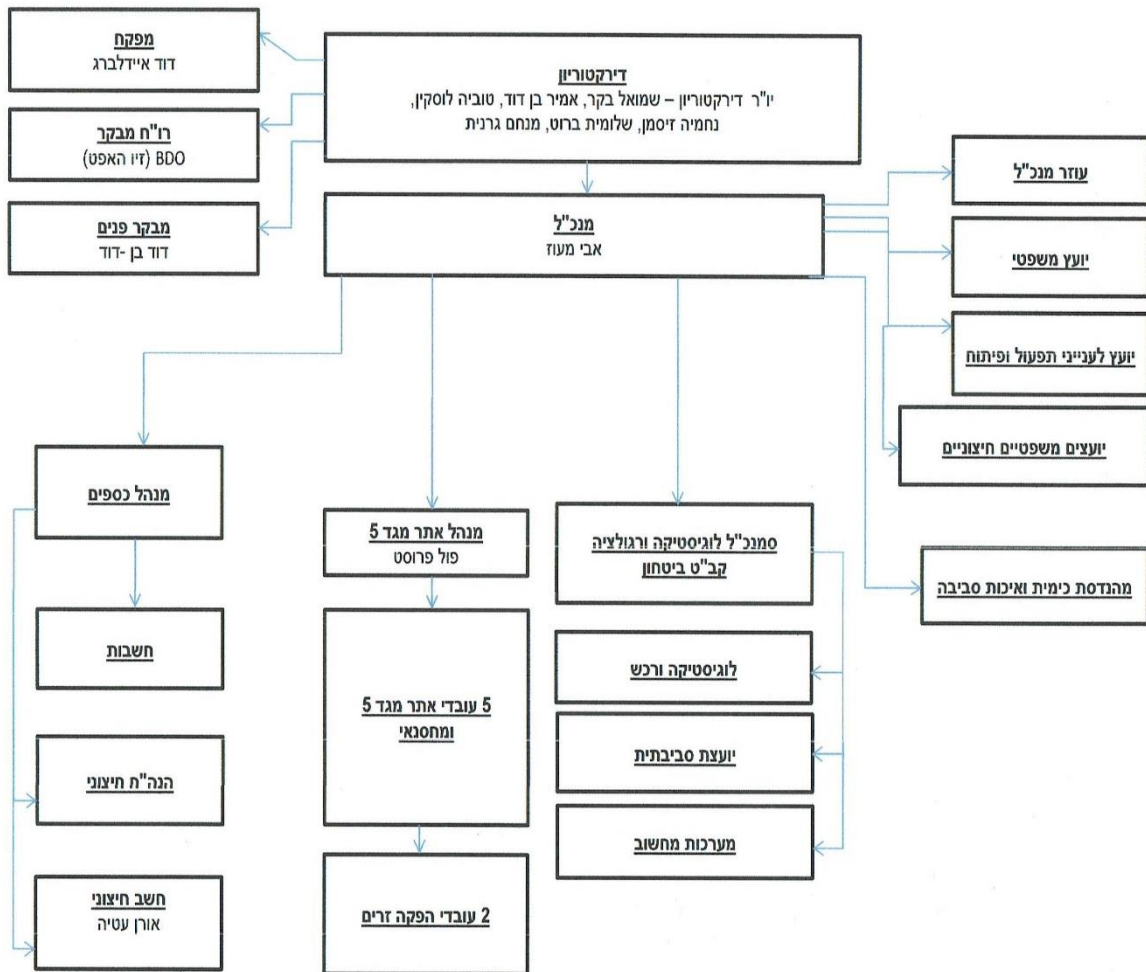
ביום 21.3.2016 אישרה האסיפה הכללית של חברת השותף הכללי שינויים בתקנון השותף הכללי לרבות מחיקת הסעיף בתקנון שהקנה כאמור לטוביה לוסקין סמכות הכרעה בענינים מקצועיים (לשינויים נוספים בתקנון הנוגעים לזכויות חתימה ולהרכב הדירקטוריון ראו בתקנה 26 ובתקנה 26 בחלק הרביעי להלן. יצוין כי מר לוסקין טען כי ההחלטות אינן חוקיות.

**10.5 מחלוקות בין בעלי המניות והדירקטורים בשותף הכללי**

בין בעלי המניות והדירקטורים מטעם בעלי המניות בשותף הכללי קיימת מחלוקת חריפה וסכסוך משפטי ולמיטב ידיעת השותפות חברת ראש העין והדירקטורים מטעמה הודיעו למר לוסקין על ביטול כל ההסכמים שנחתמו עימו. לפרטים על ההליכים המשפטיים בין הצדדים ראו בבאור 16(י) בדוחות הכספיים להלן.

**תרשים המבנה הארגוני**

10.6



**ספקים, ציוד וחומרי גלם**

**11.1 תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים**

(א) השותף הכללי הגיע למסקנה כי במאגרי הנפט שאיתר בשדה מגד יש צורך בטכניקות המרצה (STIMULATION) מיוחדות כדי לנסות להפיק מהם נפט. פעולה המרצה מורכבת ודורשת דיוק רב בביצוע, כרוכות בסיכונים טכניים רבים ומחייבות מיומנות רבה.

למיטב ידיעת השותף הכללי הציוד לביצוע פעולות המרצה 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 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. תקופה ממושכת לא עלה בידי השותף הכללי להתקשר עם לפידות או עם איזשהו קבלן אחר בהסכם לביצוע קידוח מגד 5. (בסופו של דבר בוצע קידוח מגד 5 באמצעות חברת לפידות).

למיטב ידיעת השותף הכללי לא קיימת בישראל מכונת קידוח המתאימה לצרכי קידוחי מגד 6, 7 ו-8. השותף הכללי החליט להביא ארצה מכונת קידוח מחו"ל.

(ג) לאור האמור לעיל, לשותפות יש תלות בהמשך קבלת שירותים מקבלן הקידוח עמו בכל הקשור לביצוע, לתקציב וללוח הזמנים של מבחני ההפקה. לפרטים בדבר הסכם הקידוח שחתמה השותפות עם S.C. DAFORA GROUP S.A. (עם אופציה לקידוחים נוספים) ראו דו"ח מיידי מיום 23.9.2012. לאחר סיום קידוח מגד 6 השותף הכללי חתם על תיקון להסכם (שיעמוד בתוקף עד לסוף שנת 2014) לפיו הופחתו באופן משמעותי תעריפי התשלום בגין תקופות ההשבתה של מגדל הקידוח. בחודש ינואר שולם התעריף המופחת האמור. בחודש פברואר לא שולם כל תשלום בהסכמת קבלן הקידוח. ביום 31.3.2015 השותפות קיבלה הודעה חד צדדית מהקבלן כי ביום 31.3.2015 יסתיים הסכם הקידוח שנחתם בין הצדדים. כמו כן דרש הקבלן כי בתוך 7 ימים תשלם השותפות את עלות החזרת מגדל הקידוח (demobilization) בסכום של 950 אלפי דולר וכן תשלום בגין תקופת ההמתנה עבור חודש מרץ 2015. מאז קבלת דרישת התשלום השותפות בסיוע יועצי השותפות ניהלה מגעים עם קבלן הקידוח בניסיון לפתור את חילוקי הדעות האמורים במהלך תקופה זו שילמה השותפות ביום 28.5.2015 "דמי רצינות" בסך 120 אלף דולר לדאפורה כאשר סוכם כי סכום זה יופחת מכל תשלום עתידי לדאפורה בין אם יוחלט על החזרת המגדל או על המשך פעילות הקידוח עם דאפורה. ביום 8.11.2015 אישר דירקטוריון השותף הכללי תיקון להסכם הקידוח עם דאפורה לפיו הופחתו משמעותית התשלומים בגין תקופת ההשבתה של המגדל (רטרואקטיבית החל ממרץ 2015 ועד מרץ 2016), בגין החזרת המגדל, התעריף היומי לתקופות הקידוחים ושאר התעריפים המוזכרים בהסכם הקידוח (תעריפים מופחתים אלו יהיו בתוקף לשני הקידוחים הבאים).

יצוין כי בתקופה זו נודע לשותפות כי אחת החברות בקבוצת דאפורה ברומניה (לא החברה מולה נחתם הסכם הקידוח עם השותפות) החלה בהליכי חדלות פרעון. במועד חתימת הדוחות אין לשותפות ידיעה האם להליכים אלו תהיה השלכה על יכולתה של חברת דאפורה שמולה נחתם הסכם הקידוח, לקיים ולבצע את התחייבותיה בהתאם להסכם הקידוח.

בהתאם לתיקון להסכם השותפות שילמה סך של 320 אלף דולר, השותפות הודיעה לקבלן כי אין בכונתה לשלם תשלומים נוספים בגין תקופת ההמתנה. לאחר שהקבלן דרש להמשיך לקבל תשלומי המתנה הורתה

השותפות לקבלן (ביום 17.2.2016) לבצע החזרה (DMOB) מיידית של המגדל וכי החל מיום 1.3.2016 בכוננת השותפות לגבות 1,000 דולר לכל יום שבו יוותר המגדל באתר מגד 8. נכון למועד הדו"ח השותפות לא קיבלה תגובה של קבלן הקידוח לדרישה זו ומגדל הקידוח עודנו באתר מגד 8.

(ד) גם ביצוע הלוגים החשמליים בקידוח מגד 5 ובקידוח מגד 6 נעשה על ידי חברה זרה.

(ה) גם באשר לביצוע בדיקות מוקדמות ביבשה קיים בישראל קבלן אחד בלבד המבצע עבודות מסוג זה – המכון למחקרי נפט וגיאופיזיקה 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) לתלות במומחים מחו"ל וביבוא 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) 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 האחרונות חלה עלייה משמעותית במחיר המתכת בעולם.

## 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 31.12.15 נאמד בכ-2,004 אלפי דולר שרובו מיועד לשימוש בקידוחים עתידיים.

**13.1 הנפקות לבעלי היחידות**

עד לתחילת הפקה 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. כיום מהווה באר מגד 5 מקור מימון נוסף. לפרטים בדבר מכירות השותפות של נפט שהופק מבאר מגד 5 ראו סעיף 8 לעיל.

השותף הכללי פועל 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 הפעולות שנקטה השותפות לגיוס המימון הנדרש לביצוע המבצעים בקידוח מגד 6 ועל מיתווה ההסדר בין השותף הכללי לשותף המוגבל בו סוכם, בין היתר, כי השותף המוגבל יאשר גיוס של 8 מיליון דולר ראו סעיף 1(ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן. לפרטים על הלוואה בסך של כ-7 מיליון דולר שגייסה השותפות באמצעות אג"ח הפרטי ועל ההחלטה על ביצוע פרעון מוקדם של הלוואה זו (באמצעות הלוואה שהתקבלה מחברה בבעלות בעלי שליטה בשותף 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** ביום 2.5.06 נתקבלה החלטת האסיפה הכללית של בעלי היחידות לתיקון הסכם השותפות המוגבלת על פיה השותף הכללי רשאי, על פי שיקול דעתו, לעשות שימוש בכספי רווחים ולצורך זה להמנע מחלוקתם וכן ליטול בשם השותפות, לצורך קבלת אשראי, התחייבויות בדבר הגבלות על חלוקת רווחים וכן שעבודים על נכסי השותפות הכוללים התחייבויות כאמור והכל לצורכי מימון (בין צרכי מימון מיידיים ובין צרכי מימון עתידיים, וכן בין צרכי מימון ידועים ובין צרכי מימון אפשריים) של פעולות והוצאות אשר השותף הכללי יחליט עליהן בשטח חזקת ראש העין 1/11 או בכל שטח אחר שבו תהיה לשותפות תגלית. הוראות פסקה זו יחולו על 82% מהרווחים בלבד. במסגרת ההחלטה השותף הכללי התחייב להימנע מלמשוך את הכספים שיגיעו לו כתמלוגים עד שסכום הרווחים שיחולקו לבעלי היחידות יגיע

לסכום "החזר ההשקעה" כהגדרתו בסעיף 9.1.1.2 להסכם השותפות המוגבלת.

### **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 11// ראש העין. היעד העיקרי כיום של השותפות המוגבלת הינו ביצוע של מבחני ההפקה בקידוח מגד 6 (העלות של מבחני ההפקה צפויה לעמוד על סך של כ-1.6 מיליון דולר) ואת ביצוע קידוחי מגד 8 ו-7 בשדה מגד כחלק מהשלב הראשון של פיתוח השדה. העלות המשוערת של הקידוחים הינה כ-16 מיליון דולר כל אחד ועלות המבחנים תלויה בסוג מבחני ההפקה שיבוצעו.

האומדנים המובאים לעיל בסעיף זה על עלויות הקידוחים הינם בגדר "מידע צופה פני עתיד". העלויות המשוערות נאמדו על ידי השותף הכללי על בסיס ההסכם עם החברות הזרות שיבצעו את המבחנים ועל בסיס הנחות מקצועיות ונתוני מחירים ועלויות כפי שהם ידועים לשותף הכללי או מוערכים על ידו כיום על בסיס עקרונות הסכם הקידוח והצעות מחיר של ספקי שירותים אחרים ו/או הסכמים עמם. בהתייחס לקידוח הנמשך ולמבחנים הנמשכים ללא תקלות או עיכובים. הגורמים העיקריים שבשלהם עשויים אומדנים אלה שלא להתממש הם אם לא יתממשו הערכות השותף הכללי ששימשו בסיס לאומדנים האמורים או אם יתרחשו אירועים (כגון תקלות ועיכובים בהתקדמות הקדיחה והמבחנים) שיש בהם כדי להאריך את משך הביצוע מעבר למועד המשוער והמתוכנן, אי התממשות ההנחות המקצועיות (במידה וידרשו שיטות המרצה יקרות יותר כדוגמת קידוח אופקי וכדומה) או שינויים במחירי טכניקת ההמרצה וכן במבחני הפקה.

#### **13.3.2 עיתוי הקידוחים הבאים ומיקומם**

תכנית השותף הכללי הינה כאמור, לבצע את המבחנים בקידוח מגד 6 והשלמתו להפקה מסחרית וכן לבצע את קידוחי מגד 8 ומגד 7 אם לא יהיו שינויים בלתי צפויים ובכפוף להשגת המימון הנדרש. כמו כן בכונת השותף הכללי לבצע לאחר מכן קידוחים נוספים באזור הליבה של שדה מגד בהתאם לתכנית פיתוח החזקה שגובשה ע"י יועצי השותפות ובכפוף לקבלת האישורים הדרושים.

לפרטים בדבר פעולות השותפות לגיוס המימון הנדרש לביצוע מבחני ההפקה בקידוח מגד 6 ראו סעיף 1(ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן.

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 אמצעיה הכספיים של השותפות המוגבלת**

ביום 27.03.16 היו אמצעיה הכספיים של השותפות המוגבלת בחשבונות הבנק כ-2,697 אלפי דולר. כ-2,490 אלפי דולר היו מושקעים בפקדונות דולריים לזמן קצר נושאי ריבית שנתית של בין 0.07% ל-0.25%. ובחשבונות העו"ש סכום של כ-209 אלפי דולר. מתחילת שנת 2015 ועד ליום 15 במרץ 2016 מכרה השותפות מלאי נפט בסכום של כ-1 מיליון דולר (34,602 חביות). לפרטים על ערבויות שנתנה השותפות ראו באור 19 (ד) בדוחות הכספיים להלן.



### 13.5 האמצעים הכספיים של הנאמן

ביום 17.03.2016 האמצעים הכספיים שנותרו בידי הנאמן עמדו על סך של כ- 166 אלפי ש"ח בעו"ש. במהלך הרבעון השני של שנת 2015 נתנה השותפות הלוואה לנאמן בסך 1,430,000 ש"ח בתנאי ריבית רעיונית בהתאם לסעיף 3 (י') לפקודת מס הכנסה. הלוואה שימשה לפרעון הלוואות בנקאיות ולמימון פעילותו השוטפת של הנאמן, לפרטים ראו באור 10 בדוחות הכספיים להלן. בחודש דצמבר 2015 העמידה השותפות הלוואה נוספת לנאמן בסך 200 אלפי ש"ח באותם התנאים.

לפרטים בדבר הדרכים אותן בוחן השותף הכללי לגיוס הון למימון פעילות השותפות ראו בסעיף 1 (י) בדו"ח הדירקטוריון בפרק ב' להלן. למדיניות ההשקעות של השותפות ראו בפרק 2 - חשיפה לסיכונים שוק ודרכי ניהולם בדו"ח הדירקטוריון בפרק ב' להלן.

### 13.6 נסיונות 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 נסיונות להשיג משקיעים לקידוח נוסף או לסדרה של קידוחים. נסיונות אלה נמשכים אך נמצאים בשלבים ראשונים בלבד גם במועד הדו"ח. במסגרת נסיונות 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. כמו כן פורסמו בכתבי עת בחו"ל ביזמת השותף הכללי פרטים בנוגע לאפשרויות השקעה במסגרת רשיון ראש העין מערב. בעקבות פעולות אלו נחתמו מספר מסמכים (הצעות, מזכרי הבנה) עם משקיעים פוטנציאליים במסגרת מו"מ שנוהל עמם. בפועל לא נקשרה עסקה מחייבת. בתאריך הדו"ח לא מתנהל מו"מ קונקרטי עם משקיעים פוטנציאליים.

### 13.7 עיסקה לצירוף משקיע לרשיון ראש העין מערב

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/ואו מילניום**"), (למיטב ידיעת השותף הכללי אין קשר בין החברה האמורה ובעלי הענין 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 מסוימו 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 ידי השותפות המוגבלת בתמורה לרכישת הזכויות והסכומים שהושקעו על ידיה 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/ואו הגז/ואו 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.

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 1/11) 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.

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 או קודם לכן במועד שיקבע בהודעה שתיתן 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.

### החלטת הדירקטוריון בעניין הסכמים אלו

ביום 13.3.2016 החליט הדירקטוריון להסמיך את המנכ"ל לבדוק את תקינות ההליך לגבי אישור ההסכם משנת 2000 עם חברת מילניום המקנה לה אחוז בחזקה ולגבי ההסכם נשיאת ההוצאות על ידי השותפות משנת 2013 המתוארים בסעיף זה, ובמידת הצורך להמליץ לדירקטוריון על ביטול ההסכם או ההסכמים.

14 **מיסוי**

**14.1** 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. נוסח התקנות האמורות מובא בסעיף 11.2 בתשקיף המדף.

**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. גם נוסחן של תקנות אלו מובא בסעיף 11.2 בתשקיף המדף.

**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. באסיפה 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 ההסכם האמור.

#### **14.4 חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א – 2011**

לפרטים בדבר חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א – 2011 והיבטי מיסוי נוספים ראו באור 21 בדוחות הכספיים להלן.

סוגיות 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.

#### **15 איכות הסביבה**

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 האוויר ולכל גורם סביבתי אחר כתוצאה מפעולות החיפוש וההפקה 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. לסקירת תקנות, חוקים והנחיות סביבתיות לקידוחי נפט וגז ראו בסעיף 16 להלן. הקוד הסביבתי נועד להבטיח, בין היתר, כי פעולות החיפוש וההפקה של נפט וגז טבעי ביבשה יתבצעו תוך נקיטת אמצעי הבטיחות והבקרה הטובים ביותר וזאת על מנת למנוע תקלות ופגיעה בסביבה ובעובדים. לאחר אישורו צפוי הקוד הסביבתי להוות חלק מהתנאים המיוחדים הקבועים ברישיון הנפט. ביום 12.2.2012 קיים משרד האנרגיה והמים מפגש לדיון בקוד הסביבתי. במפגש שנוהל השתתפו נציגי המשרד להגנת הסביבה, משרד הפנים, המכון הגיאולוגי, רשות הטבע והגנים, גורמים מהתעשייה וארגוני הסביבה. החברות והארגונים שנכחו במפגש הציגו את עיקרי הערותיהם אשר כללו בין היתר: דרישה לתיאום בין הדרישות הרגולטוריות של משרד האנרגיה והמים, משרד הגנת הסביבה, דרישות אפשריות של משרד הפנים וכיו"ב, דרישה להפרדה בין בטיחות ואיכות סביבה, דרישה להפרדה מהותית בין שלב האקספלורציה לשלב ההפקה, דרישה למיזעור ההתערבות בניהול השוטף של הקידוח, קביעת מסגרת זמנים לאישור המסמכים שיוגשו לאישור ועוד. משרד האנרגיה והמים ציין במפגש האמור כי כל ההערות שהועלו יישקלו ויידונו ובמידת ההתאמה ישולבו בקוד הסביבתי. כמו כן, לאחר הטמעת ההערות יערוך משרד האנרגיה והמים סבב נוסף של קבלת הערות לציבור עד לכדי גיבוש המסמך הסופי. נכון למועד הדוח, טרם פורסמה טיוטה נוספת של הקוד הסביבתי להערות הציבור.
- ב. 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.

## 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 מינהל 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 יבוצע לפני תחילת מבחני ההפקה והקידוחים הבאים.
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, המנוטרים באופן רצוף ושוטף ומתריאים בזמן אמת על שינוי בלחצים. כמו כן, בדיקות צנרת תקופתיות מתבצעות בהתאם לסטנדרטים של ה-API.
4. 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 במבחנים ובהפקה, בהתאם לסטנדרטיים עולמיים.
5. 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. בקידוח מגד 6, וכן בתכנון לקידוחי מגד 7 ו-8 השותפות מפרידה את הנוזלים משבבי הקידוח במקור, ומפנה אותם ישירות לאתרי הטמנה מאושרים ללא צורך בבריכת אגירה באתר.

6. אזורי תפעול, מיכלים לאחסנת דלק מופק ותהליכי הפרדה באתר - השטח התפעולי באתר עשוי מרצפת בטון אטומה לחלחול ומוקף בתעלת ניקוז ייעודית המנותקת מהסביבה הטבעית. על המשטח ממוקמים מיכלי סולר עיליים המשמשים להנעת כלי העבודה בשטח ומגדל הקידוח.

7. טיפול בגז הנלווה – הגז המופק יחד עם הנפט מופרד ממנו על פני השטח ומנותב לשריפה בלפיד ירוק- "FLARE GREEN" בתקופת מבחני ההפקה לטווח ארוך. בהתאם לתוצאות שייתקבלו במבחני ההפקה יוחלט על דרך טיפול לגז (לפיד ירוק או מתקן אחר).

כאמור שיעורי הגז הנלווה לנפט בקידוח מגד 5 הינם גבוהים והשותפות נדרשת למצוא פתרון לדרך הטיפול בגז הנלווה מבלי שיגרם זיהום לסביבה. השותף הכללי מתכוון לבדוק את האפשרויות לדרך טיפול הולם שתאפשר את ניצול הגז לרבות בדרך של מכירתו או המרתו לחשמל, דחיסתו או הפיכתו לנוזלים או שילוב של אלו או טיפול בגז כדי להביאו לרמת הגז הטבעי הנדרש כדי לחברו לצינור הולכה או חלוקה או סילוקו (הנחת צינור הולכה טעונה הליכים תכנוניים). 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 בתקציב 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 שילמה בגין פינוי שבבי קידוח- 600 אלף ₪, פינוי בוצה- 1.2 מיליון ₪ ופינוי קרקעות מזהמות-500 אלף ₪ מאתר מגד 5 בשנים 2011 ו-2012. במהלך שנת 2013 שילמה השותפות כ-700 אלפי דולר עבור: קידוח באר ניטור רדודה על פי דרישת רשות המים. במהלך שנת 2014 שילמה השותפות כמיליון דולר על קידוח ניטור עמוק וכ-850 אלף ₪ על פינוי שבבי קידוח וכ-800 אלף דולר עבור רכישת לפיד ירוק למגד 6.

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 יחוייבו 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 בפרוייקטים 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.

**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 מינהל מקרקעי ישראל, משרד הפנים ורשות המים.

**מגבלות ופיקוח על פעילות התאגיד****16.1 חוק הנפט ותשלום תמלוגים לאוצר המדינה**

חיפוש 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 בבשיעור 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 האיחסון שבהן נושאת השותפות. כמו כן ציינה השותפות כי ידוע לה ששותפויות אחרות שילמו ומשלמות תמלוג בשיעור מופחת, בעוד השותפות משלמת מחיר מלא. בכוננת השותפות להמשיך ולעמוד על עמדתה כאמור לעיל מול הממונה ומול גורמים נוספים ככל ויהיה בכך צורך.

תקנות הנפט עוסקות, בין היתר, בהיתרים מוקדמים וזכויות קדימה, ברשיונות 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. לפרטים נוספים בדבר חוק הנפט והוראותיו ראו פרק 10 בתשקיף המדף.

**החלטת הממשלה בדבר תיקון חוק הנפט**

בעניין החלטת הממשלה בדבר תיקון חוק הנפט והצעות נוספות לתיקון החוק ראו סעיף 20.12 להלן.

**הצורך בקבלת אישורים לביצוע קידוחים**

בעניין הצורך בקבלת אישורים של גורמים שונים לכל קידוח ראו סעיף 6.4 לעיל.

**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 – 2002. ראו סעיף 20.8 להלן.

**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 בסעיף 3(ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן.

להלן מובאים תיאורים של הנחיות והבהרות שפרסמו משרד התשתיות והממונה על עניני הנפט. התיאורים דלהלן הינם תיאורים של תוכן הנחיות וההבהרות האמורות בלבד בלי להתייחס למעמדן המשפטי של הנחיות.

**א. תנאי סף להגשת בקשות לקבלת נכסי נפט:**

ביום 9.3.2010 פרסם משרד התשתיות הלאומיות הודעה מטעם הממונה על עניני הנפט הכוללת הנחיות באשר להגשת בקשות לדין במועצת הנפט מס' 2/10 (להלן: "הנחיות מרץ 2010"), שעיקריהן כדלקמן: בבקשות יש לכלול את כל הפרטים והמסמכים הנדרשים בהתאם לחוק ולתקנות. מבלי לגרוע מכלליות האמור לעיל, יצוין כי בקשות להיתרים מוקדמים חייבות לכלול גם את הפרטים המפורטים בתקנה 1 לתקנות הנפט, בקשות לזכות קדימה חייבות לכלול גם את הפרטים המפורטים בסעיף 7א לחוק הנפט ובתקנה 5א לתקנות הנפט ובקשות לרשימות חייבות לכלול גם את הפרטים המפורטים בסעיף 15 לחוק הנפט ובתקנה 6 לתקנות הנפט.

בקשות המתייחסות לשטחים בים חייבות להתאים גם לתקנות הנפט (עקרונות פעולה לחיפושי נפט בים), התשס"ו-2006 (להלן: "תקנות לחיפושים בים"). מבלי לגרוע מכלליות האמור לעיל, על הבקשות לקבלת זכויות (לרבות היתרים מוקדמים) לכלול, בין היתר:

- 1) רשימת קואורדינטות ברשת ישראל חדשה ומפת השטח המבוקש, תאור הרקע הגיאופיזי/גיאולוגי לבקשה, תוכנית עבודה עם לוח זמנים לביצוע בשלבים והערכת עלות הביצוע.
- 2) הרקע המקצועי של הצוות: הרכב הקבוצה המגישה בקשה לנכס נפט חייב לכלול (א) חברה או קבוצה אשר בה לפחות אחד בעל השכלה באחד התחומים הבאים: גיאולוגיה, גיאופיסיקה, אקוספולוציה, הנדסת קידוחים, הנדסת מאגרים והנדסת הפקה, וניסיון בתחום של 10 שנים לפחות, (ב) מפעיל (חברה או קבוצה) בעל ניסיון בניהול וביצוע פרויקט אחד לפחות בתחום חיפושי או הפקה נפט או גז בהיקף של 10 מיליון דולר - לזכות ביבשה ו- 100 מיליון דולר - לזכות בים.
- 3) על הקבוצה להציג הסכמים שנחתמו בין כל השותפים לבקשה וכוללים התחייבות לביצוע הפרויקט נשוא הבקשה, ולהציג הסכמה של השותפים על מפעיל מתוך חברי הקבוצה.
- 4) הצגת מכתב כוונות להתקשרות עם קבלן גיאופיזי (כאשר נדרש סקר גיאופיזי בתוכנית העבודה), ובמקרה של צורך בביצוע קידוח - הצגת מכתב כוונות להתקשרות עם קבלן קידוח.
- 5) הוכחת יכולת כלכלית והוכחה למקורות הכספיים העומדים לרשות המבקש, על פי סעיף 76 לחוק הנפט.
- 6) בקשות לרשימות תכלולנה פרוספקט לקדיחה בשטח המבוקש.
- 7) בקשות לזכות קדימה תכלולנה התחייבות לביצוע תוכנית העבודה ולהשקעת הסכום הנדרש בחיפושי הנפט בהתאם לסעיף 7א לחוק הנפט.

להלן פירוט היכולות הכלכליות הנדרשות ביחס לקידוחים ביבשה:

- 1) לרישיון או להיתר מוקדם עם זכות קדימה ביבשה - מלוא עלות ביצוע תוכנית העבודה בתוספת 50% מעלות ביצוע הקידוח. העלות המשוערת הממוצעת לביצוע קידוח ביבשה היא 10 מיליון דולר.
- 2) החברה או הקבוצה המבקשת תיחשב בעלת יכולת כלכלית מתאימה אם יש ברשותה רכוש נזיל (מזומן, פיקדונות, ניירות ערך) בסכומים המפורטים בס"ק (1) או (2) והון עצמי בשווי הסכומים הללו.

3) בבחינת היכולת הכלכלית של מגיש הבקשה, ינוכו מהרכוש וההון שהוצג התחייבויותיו הקיימות בגין רישיונות, היתרים או כל זכות אחרת שהוענקה לפי חוק הנפט, וכן התחייבויות תלויות אחרות שיתגלו מעיון בדוחות הכספיים. כן יובאו בחשבון בקשות נוספות שהוגשו לקראת הדיון למועצה. בהודעה צוין כי אין באמור בהודעה זו כדי לגרוע מדרישה כלשהי שמקורה בדיון אף אם דרישה זו אינה נזכרת במפורש בהודעה זו.

במקרה בו מוגשות מספר בקשות לזכויות בשטחים חופפים, ייבחנו הבקשות על פי הקריטריונים להלן, לשם השגת התוצאות המיטביות מן הזכות:

- 1) ניסיון של החברות או הקבוצות המבקשות;
- 2) עמידת המבקשות בעבר בביצוע תכניות עבודה בזכויות לפי חוק הנפט;
- 3) תכנית העבודה, ובכלל זה רקע גיאולוגי, לוח הזמנים, היקף (שטח ועומק) ואינטנסיביות הסקרים המתוכננים ומידת ההשקעה;
- 4) שיקולים של טובת המשק לרבות שיקולי תחרות.
- 5) אין באמור כדי לגרוע מסמכות השר בהתאם לחוק להכריז על תחרות במקום בו הוגשו מספר בקשות לזכויות.

בהודעה צוין כי אין בהגשת בקשה כדי לחייב את המועצה לדון בבקשה כלשהי, אם החליט הממונה על ענייני הנפט, בתוקף סמכותו כדיון, כי אין מקום לדון בבקשה, או אם הקבוצה המבקשת אינה עומדת בדרישות היכולת הכלכלית או בדרישות המקצועיות המינימאליות שהוגדרו בסעיפים לעיל.

ביום 26.1.2011 פרסם הממונה על ענייני הנפט הנחיות להגשת בקשות לדיון במועצת הנפט שהתקיימה בחודש מרץ 2011, שהעניינים העיקריים בהם שעשויה להיות להם השלכה על שותפות ישראלית הפועלת ביבשה מפורטים להלן:

- 1) בקשות לפי סעיף 76 לחוק הנפט יידונו בהתאם להודעה ולתנאים המפורטים בהנחיות שפרסם הממונה על ענייני הנפט במשרד התשתיות הלאומיות.
  - 2) בקשות יש להגיש בהתאם להוראות הדיון ובהתאם לפרטים ולתנאים המפורטים בהנחיות מרץ 2010 (המתוארות לעיל), על פי העניין, ובהתאם להבהרות המפורטות להלן.
  - 3) לענין בקשות לרישיונות מכח זכות קדימה, בקשות להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט ובקשות לתוספת שטח לפי סעיף 49 לחוק הנפט, אשר תכנית העבודה הכוללת ביחס לשטח נושא הזכות המבוקשת (לרבות קידוחים) עולה על מיליון דולר תידרש הקבוצה אשר תהיה בעלת הזכות לכלול מפעיל, כהגדרתו להלן, אשר יהיה שותף בזכות הנפט המבוקשת בשיעור של 5% לפחות. "מפעיל" – תאגיד בעל נסיון בניהול, פיקוח וביצוע של חיפוש נפט. המפעיל יהיה האחראי לביצוע כל הפעולות המקצועיות הקשורות לחיפוש הנפט בזכות בה הוא שותף.
  - 4) המפעיל לענין זכות יבשתית יהיה בעל ניסיון בביצוע חיפוש נפט בהיקף הוצאות של לפחות 10 מיליון דולר בשדה נפט אחד ביבשה ב- 5 השנים האחרונות.
- בבקשות לרישיונות מכח זכות קדימה, בקשות להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט ובקשות לתוספת שטח לפי סעיף 49 לחוק הנפט תיבחן היכולת הכלכלית לפי חלקו היחסי של כל בעל אחזקות ברישיון ותידרש עמידה בדרישות המפורטות בהנחיות, וכן תידרש הצגת מכתב התחייבות לעמידה בדרישות הכלכליות. ניתן יהיה להוכיח עמידה בדרישות הכלכליות באמצעות שותף אחד בזכות המבוקשת אשר יחזיק ב- 10% לפחות.

ב.



ג.

### טיטות תקנות הנפט (העברת זכויות נפט), התשע"א-2011:

ביום 30.5.2011 פרסם משרד התשתיות הלאומיות לשימוע את טיטות תקנות הנפט (העברת זכויות נפט), התשע"א-2011, שמטרתן להסדיר את הפרוצדורה להגשת בקשות להעברת זכויות נפט תוך קביעת תנאים מנחים לפיהם הממונה רשאי לקבל בקשה כאמור, להתנותה בתנאים שונים או לדחותה. משרד התשתיות הודיע כי ניתן להגיש הערות לתקנות עד ליום 30.6.2011. להערכת השותפות, אישור התקנות האמורות בנוסחן דהיום, אם וככל שתתקבלנה, עלולה להשפיע לרעה על הפעילות בתחום החיפוש וההפקה של נפט בישראל ובכלל זה על פעילות השותפות.

ד.

### הנחיות להגשת בקשות לדין בישיבת מועצת הנפט:

ביום 26.1.2011 פרסם הממונה הנחיות להגשת בקשות לדין בישיבת מועצת הנפט שהתכנסה לדין במחצית השנייה של חודש מרץ 2011. בהנחיות הובהר, כי בקשות לפי סעיף 76 לחוק הנפט יידונו בהתאם להודעה שפורסמה על ידי הממונה ביום 20.10.10 כמפורט לעיל. כן הובהר, כי יש להגיש את הבקשות בהתאם להוראות הדין ובהתאם לפרטים ולתנאים המפורטים בהנחיות הממונה האמורות לעיל מיום 9.3.10 (להלן - הנחיות), על פי העניין, ובהתאם להבהרות המפורטות להלן:

(1) לעניין בקשות לרישיונות מכח זכות קדימה, בקשות להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט ובקשות לתוספת שטח לפי סעיף 49 לחוק הנפט, אשר תוכנית העבודה הכוללת ביחס לשטח נושא הזכות המבוקשת (לרבות קידוחים) עולה על מיליון דולר תידרש הקבוצה אשר תהיה בעלת הזכות לכלול מפעיל, כהגדרתו להלן, אשר יהיה שותף בזכות הנפט המבוקשת בשיעור של 5% לפחות.

"מפעיל" - תאגיד בעל ניסיון בניהול, פיקוח וביצוע של חיפוש נפט. המפעיל יהיה האחראי לביצוע כל הפעולות המקצועיות הקשורות לחיפוש הנפט בזכות בה הוא שותף.

(2) המפעיל יידרש לעמוד בתנאים המפורטים להלן:

המפעיל לעניין זכות יבשתית יהיה בעל ניסיון בביצוע חיפוש נפט בהיקף הוצאות של לפחות 10 מיליון דולר בשדה נפט אחד ביבשה ב- 5 השנים האחרונות;

(3) בבקשות לרישיונות מכח זכות קדימה, בבקשות להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט ובבקשות לתוספת שטח לפי סעיף 49 לחוק הנפט תיבחן היכולת הכלכלית לפי חלקו היחסי של כל בעל אחזקות ברישיון ותידרש עמידה בדרישות המפורטות בהנחיות וכן תידרש הצגת מכתב התחייבות לעמידה בדרישות הכלכליות. ניתן יהיה להוכיח עמידה בדרישות הכלכליות באמצעות שותף אחד בזכות המבוקשת אשר יחזיק ב- 10% לפחות.

ה.

### הנחיות הממונה להגשת בקשות לרישיונות חיפוש נפט ביבשה:

ביום 11.6.2012 פרסם הממונה הנחיות להגשת בקשות לרישיונות חיפוש נפט ביבשה, להתייחסות הציבור. בהנחיות נקבע, בין היתר, כי על המבקש להציג צוות מקצועי אשר ינהל את פעילות החיפוש ברישיון אשר יכלול, לכל הפחות, את אנשי המקצוע המפורטים בהנחיות.

כמו כן, על המבקש להציג יכולת כלכלית לפי חלקו היחסי ברישיון, שסכומה הכולל הינו מלוא עלות ביצוע תוכנית העבודה ברישיון ללא קידוח, בתוספת 50% מהערכת עלות ביצוע הקידוח, ובכל מקרה לא פחות מ- 5 מיליון דולר עבור הרישיון המבוקש. המבקש יצרף להצעתו ערבות בנקאית או ערבות מחברת ביטוח בסך של 100,000 ש"ח.

הבקשה תכלול פרטים הנוגעים לרישיון, לרבות תכנית העבודה המוצעת ועלותה, ותיאור "מתווה" (Lead) לביצוע קידוח אחד לפחות. לאחר הגשת בקשה, הממונה יפרסם לציבור מידע בדבר השטח המבוקש, כך שתינתן לגורמים נוספים הזדמנות להגיש בקשה לחיפוש בשטח. על הזוכה ברישיון להגיש ערבות בנקאית בגובה 10% מעלות תכנית העבודה המוצעת להבטחת עמידתו בתכנית העבודה. תוך חודש מקבלת הרישיון, יגיש מקבל הרישיון את הסכם שיתוף הפעולה הסופי (JOA) בין החברים לקבוצה וכן כל עדכון או תיקון שלו. מגיש הבקשה יחוייב למלא שאלון בנוגע לקשריו ולקשרי יועציו עם הרפובליקה האירנית. כן פורסמו סייגים שונים בנוגע להענקת הרישיונות. ביום 11.1.2015, פורסם על ידי משרד האנרגיה נוסח של הנחיות הממונה בענין נטישה לקידוחים יבשתיים, אשר עניינן הסדרת הטיפול בהגפת קידוחים עזובים. ההנחיות קובעות, בין היתר, מהם המקרים בהם נדרש בעל זכות לנטוש קידוח, בנטישה זמנית או קבועה (לפי העניין), חובת הגשת תכנית נטישה לשם קבלת אישור נטישה מהממונה ואת רכיביה של התכנית, חובת החזרת אתר הקידוח למצב שקדם לתחילת הפעילות באתר ודרישות הנוגעות לאופן ביצוע איטום הקידוח.

#### ערבויות ביצוע:

ו.

ביום 29.10.2012 התקבלה במשרד האנרגיה והמים החלטה לפיה בעלי רישיונות לחיפוש גז טבעי ונפט ובעלי חזקות יחויבו להגיש ערבויות ביצוע להבטחת עמידתם בתוכניות העבודה. בהחלטה נכתב כי היא התקבלה על מנת להגביר ולהדק את הפיקוח והאכיפה בתחום ולאור חשיבותו העצומה של ענף חיפוש הנפט והגז הטבעי למשק הישראלי, וכן כי ההחלטה התקבלה במסגרת הסמכויות הקיימות לממונה על ענייני הנפט ובהתאם לחוק הנפט. ביום 29.10.2012 פורסם על-ידי משרד האנרגיה והמים נוסח של הנחיות הממונה להגשת ערבויות ביצוע (להלן בסעיף זה "ההנחיות") לפיהן הוחלט לדרוש מהמחזיקים בזכויות לפי חוק הנפט, ערבויות ביצוע להבטחת עמידה בהוראות הדין, בהוראות הזכות, לרבות תכנית העבודה וכן עמידה בדרישות הממונה. על פי הפרסום באתר משרד האנרגיה והמים, ההנחיות מפורסמות במקביל לשימוע של הציבור, (את הערות הציבור ניתן היה להעביר עד לתאריך 15.11.2012). במועד דוח זה קיימת אי בהירות בדבר תוקפן המחייב של ההנחיות ובדבר הנוסח הסופי של ההנחיות לאחר השימוע הציבורי כאמור לעיל. להלן עיקרי ההנחיות הנוגעים לרישיונות ביבשה:

רישיונות חדשים ביבשה טרם מסירת רישיון חדש ביבשה יש להפקיד במשרדי אגף הנפט במינהל אוצרות טבע, ערבות ביצוע בגובה 10% מעלות תוכנית העבודה כולל קידוח ראשון. רישיונות קיימים ביבשה - חובה על כל בעלי הרישיונות הקיימים להפקיד במשרדי אגף הנפט ערבות ביצוע בגובה 10% מיתרת עלות תוכנית העבודה העתידית לרישיונות וזאת עד לתאריך המוקדם מבין האפשרויות הבאות:

- (1) יום הגשת בקשה להארכת הרישיון
- (2) יום הגשת בקשה להעברת זכויות
- (3) יום הגשת בקשה לשינוי תוכנית העבודה
- (4) 28.2.2013

לצורך קביעת גובה הערבויות על המפעילים ברישיונות הקיימים להמציא תקציב מעודכן של עלות תוכנית העבודה עד לתאריך 30.11.2012. התקציב המעודכן ייבדק ויאושר על ידי הממונה. ערבות הביצוע תהיה בתוקף במשך כל תקופת הרישיון ותוחזר באחד מהמקרים כדלהלן:

המחזיק ברישיון ביצע את תוכנית העבודה לפי אבני הדרך שאושרו על ידי הממונה, אולם החליט לאחר ביצוע סקרים ו/או ביצוע קידוח ברישיון להחזיר את הרישיון למדינה, כל זאת במידה ולא הסב נזקים כלשהם. המחזיק הרישיון הגיע לתגלית, ביצע את תוכנית העבודה, לא גרם נזקים (לסביבה או אחרים) בביצוע העבודות וקיבל חזקה. במקרה כזה, תידרש ערבות ביצוע לחזקה שתקבע באופן פרטני לכל חזקה. רק לאחר מסירת ערבות ביצוע בגין החזקה, תוחזר ערבות הביצוע שהוגשה בגין הרישיון. ככל שלא תופקד ערבות בהתאם למועד ולתנאים האמורים לעיל, ינקוט הממונה בכל ההליכים והסנקציות העומדות לרשותו על פי דין, לרבות שלילת זכות הנפט. הממונה רשאי לחלט את הערבות או חלק ממנה, במידה והמחזיקים הפרו את הוראות הדין, תנאי הזכות או את הוראות הממונה וזאת לאחר שהממונה נתן למחזיקים התראה בגין הליקויים או הפגמים לתקופה שלא תפחת מ- 30 ימים.

כאמור לעיל, במועד דוח זה קיימת אי בהירות בדבר תוקפן המחייב של ההנחיות ובדבר הנוסח הסופי של ההנחיות לאחר השימוע של הציבור. יחד עם זאת יצוין כי במידה והנחיות אלו יחולו על השותפות הדבר עלול לגרום לצורך בגיוס מימון נוסף בכדי לעמוד בדרישות ההנחיות עם ההוצאות הכרוכות בכך.

### **ערבויות למניעת נזקים:**

ז.

ביום 9 בדצמבר 2012 התקבלה במשרד האנרגיה והמים החלטה לפיה בעלי רישיונות לחיפוש גז טבעי ונפט ובעלי חזקות יחויבו להגיש ערבויות למניעת נזקים

בהחלטה נכתב כי היא התקבלה במשרד האנרגיה והמים ועלתה לדיון במועצת הנפט האחרונה. עוד נכתב כי ההחלטה התקבלה על מנת להגביר ולהדק את הפיקוח והאכיפה בתחום ולאור חשיבותו העצומה של ענף חיפוש הנפט והגז הטבעי למשק הישראלי, וכי היא התקבלה במסגרת הסמכויות הקיימות לממונה על ענייני הנפט ובהתאם לחוק הנפט, התשי"ב- 1952 .

עוד פורסם ביום 9 בדצמבר 2012 על-ידי משרד האנרגיה והמים נוסח של הנחיות הממונה להגשת ערבויות למניעת נזקים (להלן בסעיף זה "ההנחיות") לפיהן הוחלט לדרוש מהמחזיקים בזכויות לפי חוק הנפט, להגיש ערבויות למניעת נזקים, העלולים להיגרם עקב פעילותו של בעל הזכות במהלך ביצוע תוכנית העבודה ובכלל זה כל נזק אשר עלול להיגרם מאי ביצוע של נטישת קידוח כראוי בעת סיומו על פי הפרסום באתר משרד האנרגיה והמים, ההנחיות מפורסמות במקביל לשימוע של הציבור, וכי את הערות הציבור יש להעביר עד לתאריך 1.1.2013. לאור האמור לעיל, במועד דוח זה קיימת אי בהירות בדבר תוקפן המחייב של ההנחיות ובדבר הנוסח הסופי של ההנחיות לאחר שימוע הציבור כאמור לעיל.

להלן עיקרי ההנחיות הנוגעות לרישיונות בחזקות ביבשה:

בעלי רישיונות לחיפוש גז טבעי ונפט ובעלי חזקות, יחויבו להגיש ערבויות למניעת נזקים, העלולים להיגרם עקב פעילותו של בעל הזכות במהלך ביצוע תוכנית העבודה ובכלל זה כל נזק אשר עלול להיגרם מאי ביצוע של נטישת קידוח כראוי בעת סיומו. המשרד יפעל להקמת קרן ייעודית, אשר תצבור את כספי הערבויות שיחולטו לצורך תיקון הנזקים ולצורך ביצוע פעולות לתיקון ובחינת מאגרי נפט לפני מתן אישור הקידוח על ידי הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה והמים, וכתנאי למתן האישור יידרש בעל זכות החיפוש להפקיד ערבות בנקאית אוטונומית באגף הנפט במינהל אוצרות טבע במשרד האנרגיה והמים.

ערבות הנזקים לחזקות, תקבע באופן פרטני על ידי הממונה לענייני הנפט בהתאם לתוכנית הפיתוח וההפקה. ערבויות הנזקים לקידוחים ביבשה יעמדו על לפחות 100 אלף דולר לקידוח בעומק שאינו עולה על 1,000 מטר, ולפחות 250 אלף דולר לקידוח בעומק העולה על 1,000 מטר .

הערבות תוחזר לבעל זכות הנפט במידה וביצע את הקידוח, ביצע את נטישתו של הקידוח בהצלחה ולפי הוראות הממונה והוכח שלא נגרם כל נזק לסביבה. הממונה רשאי לחלט את ערבות הנזקים כולה או מקצתה במידה והחברה גרמה נזקים המחייבים את התערבותו של הממונה.

עוד נכתב בהחלטה כי מדובר בסדרה שנייה של הנחיות, מתוך מכלול רחב של הנחיות, אשר יובילו להגברת ה פיקוח והבקרה וכן לשמירה על הסביבה. לשם כך, פועל משרד האנרגיה והמים במנגנון משולש, הכולל: ערבות ביצוע (ראו סעיף י' לעיל), ערבות נזקים ופוליסות ביטוח. במועצות הנפט הקרובות יבאו לדיון הנחיות לפוליסות ביטוח. לאור האמור לעיל, במועד תשקיף זה קיימת אי בהירות בקשר לעלויות ולדרישות הנוספות הכרוכות בהנחיות אלו.

#### הנחיות סביבתיות לקידוחי נפט וגז טבעי ביבשה:

ת.

ביום 1.8.2013 פרסם משרד האנרגיה והמים לציבור הרחב הנחיות סביבתיות לקידוחי נפט וגז טבעי ביבשה (להלן: "הנחיות"), זאת מתוקף חוק הנפט ותקנותיו. בהנחיות נכתב כי מטרתן, למנוע או למזער ככל הניתן, מפגעים סביבתיים העלולים להיווצר בעת פעילות חיפוש והפקת נפט וגז טבעי, ולהתוות כללים כך שהעבודה הכרוכה בפעילות זו, תתבצע באופן הבטוח ביותר. על בעל הזכות לקיים ההנחיות הסביבתיות של משרד האנרגיה והמים. ההנחיות בנויות מרשימת דרישות אותן יש לקיים, ומנספחים בהם מפורטות הנחיות לדוגמא אשר יותאמו לכל זכות נפט באופן פרטני. בהנחיות הסביבתיות מצוין כי הן נכתבו במשותף עם המשרד להגנת הסביבה ועל דעתו.

בהנחיות מפורטות רשימת דרישות בנוגע להנחיות סביבתיות ברישיון לאחר תגלית ובחזקה ומצוין כי כדי לאפשר הפקת נפט בכמות מסחרית המאגר מפותח באמצעות מספר קידוחי הפקה (בהתאם למאפייני המאגר), מונחת צנרת להולכת הגז והנפט ומוקמים מתקני תשתית ומתקנים נלווים. לפני פיתוח המאגר והקמת המתקנים הנלווים אליו יגיש בעל הזכות תוכנית מפורטת כהגדרתה בחוק התכנון והבניה בליווי תסקיר השפעה על הסביבה.

(1) התוכנית ותסקיר השפעה על הסביבה(להלן: "התסקיר") יוגשו למוסד התכנון אשר יסתייע בחוות דעת מאת המשרד להגנת הסביבה, הממונה על הנפט, משרד החקלאות, רשות הטבע והגנים הלאומיים, המכון הגיאולוגי, רשות המים ועוד. כמו כן צוין כי: התוכנית והתסקיר יכללו הערכה של ההשפעות הסביבתיות של תוכנית הפיתוח וההפקה המוצעת.

(2) יש להתאים את ההערכה לתוכנית הפיתוח וההפקה אליה מתייחס התסקיר.

(3) המסמך יוכן על פי ההנחיות אשר יותאמו לתנאים הקיימים בתחום התוכנית ויכלול, לכל הפחות, את הפרקים והנושאים הבאים:

א) תיאור הסביבה הקיימת אליה מתייחסת התוכנית לרבות שימושי ויעודי קרקע, מאפיינים הידרולוגיים והידרו גיאולוגיים, יחידות נוף, צומח, חי, אתרי ארכיאולוגיה ומורשת, טאורולוגיה, איכות האויר, תחבורה, רעש, באיזור שעלול להיות מושפע מביצוע התוכנית.

ב) סיבות לעדיפות מיקום התוכנית המוצעת וחלופות מיקום וטכנולוגיה אפשריות. מיקום מתקנים נלווים וצנרת ההולכה, קביעת מיקום קידוחי הפקה בהקשר לניתוח המבנה ומיקום שכבת המטרה, לרבות יעודי קרקע, שטחים פתוחים וערכיות נופית, מערכות אקולוגיות, נוף וחזות; צמידות דופן, הידרו גיאולוגיה, תשתיות פיתוח קיימות ומתוכננות (כגון דרכי גישה, תחבורה; מים, חשמל), שימושי קרקע רגישים (מבחינת קירבה למגורים או שהייה של אוכלוסייה רגישה עומס זיהום האוויר באזור הקידוח).

ג) תיאור הפעולות הנובעות מביצועה של התוכנית המוצעת אשר יתייחס לכל שלבי ההקמה, הקדיחה, המבחנים המתוכננים וההפקה.

ד) הערכת ההשפעות הסביבתיות הצפויות להתפתח עקב ביצוע התוכנית ואמצעים למניעתן או מזעורן.

ה) ממצאי התסקיר והצעות לאמצעים למניעת השפעות שליליות על הסביבה שיש לכלול בהוראות התוכנית.

השותף הכללי אינו יכול להעריך את השלכות ההנחיות והשפעתן על פעילות השותפות.

**הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט:**

ביום 17.9.2014 פורסמה באתר האינטרנט של משרד התשתיות הלאומיות, האנרגיה והמים הודעה בדבר פרסום הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט.

להלן עיקרי ההנחיות, כפי שפורסמו:

1. ההנחיות הינן למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט, בהתאם להוראות סעיף 65 בחוק הנפט, לפיהן יידרשו מבקשי זכויות נפט ומחזיקי זכויות נפט להגיש בטחונות כדלהלן:

א. ערבות בנקאית אוטונומית, בהתאם לאמור בהנחיות ובנוסח שצורף כנספח להנחיות, על פי הנספח האמור, תינתן הערבות לסילוק הסכום שיידרש מבעל זכות הנפט בקשר עם זכות הנפט, ובקשר עם עמידה בתנאי הזכות, בהוראות חוק הנפט, ובהנחיות הממונה על ענייני הנפט, עם כל נזק שעשוי להיגרם בקשר עם הפעילות או אי הפעילות בזכות הנפט, לרבות בקשר עם ביצוע תוכנית נטישה או אי ביצועה ("הערבות") וכן:

ב פוליסות ביטוח, בהתאם לדרישות המפורטות בהנחיות ("פוליסות הביטוח").

2. ערבות בגין חזקה קיימת:

א. הממונה יקבע גובה הערבות בחזקות לפי חוק הנפט בהתחשב, בין היתר, בתוכנית הפיתוח, במאפייני החזקה, בשלב בו היא נמצאת ובגודל שדה הנפט.

ב. בכל מקרה גובה הערבות המינימאלית לא יפחת מסכום בשקלים חדשים השווה ל-1.5 מיליון דולר בגין חזקה ביבשה.

ג. בחזקות קיימות הערביות תופקדנה במשרדי אגף הנפט בתוך 45 ימים מפרסום הנחיות אלה. השותפות הפקידה את הערבות בגין חזקת ראש העין בסך 1.5 מיליון דולר.

ד. התרשם הממונה כי עקב שינוי נסיבות, בין היתר, בשל אישור שינויים בתכנית הפיתוח, יש לעדכן את הערבות, יורה הממונה על עדכון סכום הערבות, ומחזיק החזקה יפקיד ערבות בהתאם להוראות הממונה בתוך 45 ימים מקבלת ההודעה על עדכון הערבות.

3. הערביות שניתנו לפי ההנחיות יעמדו בתוקפן גם לאחר פקיעת הזכות שבשלה ניתנו, כל עוד לא הודיע הממונה שאין צורך בהם, אך לא יותר משבע שנים לאחר שפקעה הזכות שבשלה ניתנו.

4. לא פעל מחזיק זכות הנפט בהתאם לאמור בהנחיות, יהיה הממונה רשאי לראות בכך אי עמידה בתוכנית העבודה ובהוראות הזכות ולפעול בהתאם להוראות סעיף 66 לחוק הנפט (סעיף זה מסמיך את הממונה, בתנאים מסויימים, לבטל זכות נפט).

5. באשר לדרישות הביטוח המפורטות בהנחיות נקבע כי בעל זכות הנפט יעשה על חשבונו, ויקיים במהלך כל תקופת זכות הנפט, את כל הביטוחים המקובלים אצל חברות בין-לאומיות לחיפוש או להפקת נפט או גז הביטוחים יהיו בתנאים המתאימים לכיסוי היקפי הפעילות של בעל זכות הנפט והחשיפה הכרוכה בפעילותו תוך פירוט הכיסויים הנדרשים. לאור האמור, השותפות תבחן אם נדרשים התאמות או שינויים כלשהם בפוליסות הקיימות ברשותה.

**העברה ושעבוד של זכות בנכס נפט וטובת הנאה בזכות בנכס נפט**

ביום 31.12.2015 פרסם הממונה על ענייני הנפט, הנחיות לעניין סעיף 76 לחוק הנפט, שמטרתן להסדיר את הפרוצדורה להעברת ושעבוד בחזקה (ההנחיות כוללות גם הוראות להעברת זכויות בהיתר מוקדם וברשיון) וטובת הנאה (לרבות זכות לתמלוגים חוזיים) (להלן בסעיף זה: "ההנחיות"), שעיקריהן כדלקמן:

(1) הממונה רשאי לאשר העברה של חזקה או טובת הנאה בחזקה לאחר שהחלה הפקת נפט משטח

החזקה, ובלבד שיתקיימו התנאים המפורטים הבאים:

א. אם המעביר הוא מפעיל, ובעקבות ההעברה הוא יחדל מתפקידו, הנעבר ימלא אחר כל התנאים הנדרשים ממפעיל בהתאם לחוק הנפט ולהוראות הממונה על ענייני הנפט .

ב. היכולת הפיננסית של בעל הרשיון לאחר ההעברה עומדת בדרישות לפי חוק הנפט והוראות הממונה על ענייני הנפט .

(2) הממונה רשאי לאשר העברת זכויות נפט, אף שלא מתקיימים כל התנאים המפורטים לעיל, כשמדובר בהעברת זכויות בהיקף זניח (לא יותר מ 5% -בזכות) או בהתקיים טעמים מיוחדים ונסיבות נוספות כמפורט בהנחיות .

(3) הממונה על ענייני הנפט לא יאשר העברה של תמלוגים חוזיים (כמשמעם בהנחיות) אשר ערכם עולה על 5% מערך הנפט שיופק וינוצל במסגרת הזכות. במקרים חריגים יהיה הממונה על ענייני הנפט רשאי לאשר העברת תמלוגים בערך העולה על 5% מערך הנפט שיופק וינוצל במסגרת הזכות ובלבד שלא תעלה על 10% מערך הנפט האמור . יצוין, כי הממונה על ענייני הנפט לא יאשר העברה של תמלוגים חוזיים הנעשית כחלק מהליך העברה של רשיון או טובת הנאה בטרם אישר הממונה על ענייני הנפט שהיתה תגלית (כמשמעה בחוק הנפט)

(4) הממונה על ענייני הנפט לא יאשר העברה של זכות נפט או של טובת הנאה בעניין זכות נפט, אם לדעתו מתקיים אחד מאלה :

א. ההעברה עלולה לעכב או לפגוע בביצוע חובות בעל זכות הנפט לחיפוש או הפקה של נפט לפי הרשיון או החזקה או לפי חוק הנפט, לפי העניין .

ב. ההעברה עלולה לפגוע באופן משמעותי בתחרות בתחום החיפושים וההפקה .

ג. ההעברה עלולה לפגוע באופן משמעותי בתשלום התמלוגים המגיעים לאוצר המדינה לפי חוק הנפט והדין .

ד. הנעבר או בעל השליטה בו הפר הוראות לפי חוק הנפט, או הוראות ודרישות שנתן הממונה על ענייני הנפט מכוחו, בקשר לזכות נפט אחרת שיש או שהיתה לו או טובת הנאה בקשר אליה, או את תנאיה של זכות נפט כאמור, או פעל בעניין זכות נפט כאמור בחוסר יעילות או בחוסר אחריות, ובשל כך אין הוא ראוי להיות בעל זכות נפט או בעל חלק מזכות נפט או בעל טובת הנאה בעניין זכות נפט, לפי העניין .

ה. המעביר או הנעבר טרם שילמו סכום שהם חייבים לשלם לאוצר המדינה בקשר לזכות נפט שיש או שהיתה להם

(5) בנוסף, הממונה על ענייני הנפט, רשאי שלא לאשר העברה, אף שמתקיימים כל התנאים למתן האישור המפורטים בהנחיות אלה, אם שוכנע כי טעמים של בטחון הציבור, של בטחון 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.

(6) הממונה על ענייני הנפט רשאי לאשר שעבוד של זכות נפט או טובת הנאה בזכות נפט טרם החלה הפקה מסחרית, אם השעבוד נועד לשמש בטוחה לקבלת הלוואה למימון פעולות שעל בעל זכות הנפט לבצע, או להבטחת קבלת תמלוגים חוזיים או מטעמים מיוחדים שהממונה על ענייני הנפט ראה לנכון לאשרם. כמו כן, נקבעו תנאים דומים לאישור שעבוד של זכויות נפט לאחר שהחלה הפקה מסחרית.

(7) רשות לשעבוד אינה מהווה רשות להעביר את הזכות המשועבדת, ואם יתקיימו התנאים למימוש השעבוד, לא יועברו הרשיון או החזקה או כל חלק בהם או טובת הנאה בעניין הרשיון או החזקה, לפי העניין , לבעל השעבוד או לכל גורם אחר, אלא אם הממונה על ענייני הנפט ירשה את ההעברה לנעבר מראש ובכתב, בהתאם להנחיות; מינוי כונס נכסים על הזכות המשועבדת לא יהיה כפוף לכללים החלים על העברתה, ובלבד שהממונה על ענייני הנפט הסכים מראש ובכתב לזהות כונס הנכסים ולסמכויות שיינתנו לו .

**הגנת הסביבה:**

- 1) ביום 14 במארס 2011 פרסם המשרד להגנת הסביבה הנחיות ראשוניות להגנת הסביבה לקידוחי נפט וגז וביום 22 במארס 2011 הונחה על שולחן הכנסת הצעת חוק הנפט (תיקון - הגנת הסביבה), התשע"א - 2011, אשר מתייחסים לפיקוח מוגבר ודרישה לקיום אמצעי מניעת דליפה וטיפול בדליפה כתנאי לקבלת וחיידוש רישיון קידוח וחיפוש נפט. הצעת החוק זהה הוגשה ליו"ר הכנסת בחודש אפריל 2013. מדובר בהצעת חוק שטרם אושרה, ואשר טרם ניתן להעריך את השפעתה על השותפות.
- 2) ביום 1 באפריל 2012 נכנס לתוקף חוק הגנת הסביבה (פליטות והעברות לסביבה - חובות דיווח ומרשם), התשע"ב-2012 (בסעיף זה - "החוק"), שמטרתו להגביר את שקיפות המידע הסביבתי ולעודד מפעלים להפחית פליטות והעברות של חומרים מזהמים ופסולת לסביבה.
- החוק מטיל חובות דיווח על מפעלים בעניין פליטות והעברות של חומרים מזהמים ופסולת מהמפעלים לסביבה, ומסדיר את מנגנון הדיווח, את מועדי הדיווח ואת מדידת הזיהום. הדיווחים יכללו במרשם של פליטות והעברות של חומרים מזהמים והעברות של פסולת, אשר ינוהל במשרד להגנת הסביבה ויעמד לעיון הציבור. חובת הדיווח היא על פליטות מעל סף מסוים שנקבע בחוק עבור כל חומר מזהם. על פי החוק, על מעבידים ועל נושאי המשרה בתאגיד מוטלת החובה לפקח ולעשות כל שניתן למניעת ביצוע עבירה לפי החוק בידי התאגיד ובידי עובד מעובדיו. טרם ניתן להעריך את השפעת החוק על השותפות.
- 3) ביום 9 בינואר 2012 פרסם משרד האנרגיה והמים טיוטא של קוד סביבה ובטיחות לחיפוש והפקת נפט וגז טבעי ביבשה. המסמך הופץ להתייחסות החברות הפועלות בתחום והגופים הירוקים. המסמך בנוי משלושה חלקים מרכזיים:
- א. מניעת מפגעים סביבתיים, בו מוצגות הדרישות למסמכים הסביבתיים כתנאי לקבלת רישיון לביצוע קידוחי חיפוש ולקבלת חזקה פיתוח השדה והקמת מתקנים נלווים.
- ב. ניהול מערכות בטיחות וסביבה, בו מוצגות הדרישות להכנת תוכניות לבטיחות וסביבה.
- נספחים בהם מוצגות דוגמאות להנחיות להכנת מסמך סביבתי המלווה הגשה לרישיון לצרכי חיפוש - קידוחי ניסיון ומבחני שאיבה ולהנחיות להכנת תסקיר השפעה על הסביבה המלווה לרישיון לחזקה - קידוחי הפקה, מבחני שאיבה והקמת מתקנים אלו.

**הסכמים מהותיים**

17

- 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 סעיף 1.3 ופרקים 5 ו-6 בתשקיף המדף.
- 17.2 הסכם השותפות המוגבלת - ראו סעיף 1.2 ופרק 7 בתשקיף המדף.
- 17.3 הסכם למכירת הנפט לפרטים ראו סעיף 7.9 לעיל.
- 17.4 לעסקה לצירוף משקיע ראו סעיף 13.7 לעיל.
- 17.5 הסכם הקידוח שנחתם עם חברת S.C. DAFORA GROUP S.A. לפרטים ראו סעיף 11.1 (ב).
- 17.6 הסכם ההלוואה שנחתם עם חברת נאות דקלים והסכמי ההלוואה המזכים שנחתמו עם השותף הכללי לפרטים ראו בסעיף 1(ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן.
- 17.7 מיתווה ההסדר בין השותף הכללי לבין השותף המוגבל לפרטים ראו בסעיף 1(ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן.

השותפות רכשה את הביטוחים המפורטים להלן בקשר עם פעילותה (סכומי הביטוח נכונים ליום עריכת הדוח).

פוליסה	תיאור הכיסוי	סכום מבוטח	פרמיה
ביטוח דירקטורים	גבולות אחריות	\$ 15,000,000	\$ 32,450
חבות כלפי צד ג'	גבולות אחריות	\$ 2,000,000	\$ 18,333
חבות מעבידים (7 עובדים)	גבולות אחריות	₪ 20,000,000	₪ 5,241
אש (משרדים)	רכוש	₪ 700,000	₪ 2,452
	חבות מעבידים	₪ 20,000,000	
	צד שלישי	₪ 2,000,000	
ביטוח באר מגד 5	נזק לבאר (blow out)	\$ 30,000,000	\$ 20,329
ביטוח ציוד	ביטוח ציוד + נפט מאוחסן	\$ 10,319,611 \$ 100,000	\$ 53,165

#### 1. פוליסת DEVELOPMENT & ENERGY EXPLORATION עבור אתר מגד 5

הפוליסה כוללת 3 פרקי כיסוי לסיכונים/חשיפות הבאות:

- Control of well
- Re-drilling
- Seepage & pollution

גבולות אחריות משותפים בסך – \$30,000,000 (לרבות כיסוי בגבולות אחריות של \$5,000,000 לנזקים לציוד של אחרים הנתון תחת השגחה ואחריות של השותפות).

2. פוליסת ביטוח רכוש בסכום ביטוח בסך \$10,319,611 המכסה את המתקנים והציוד באתר מגד 5 ואת המלאי במחסנים והמלאי המצוי באתר מגד 6 (לא כולל צנרת בבור הקידוח).

3. פוליסת חבות כלפי צדדים שלישיים של החברה (בגבולות אחריות של \$2,000,000) הורחבה לכסות גם את אתר מגד 6 ואתר מגד 8.

4. פוליסת חבות מעבידים – הפוליסה הורחבה לכסות גם את הפעילות באתר מגד 6 ומגד 8.

5. פוליסת אחריות נושאי משרה – גבולות האחריות - \$15,000,000.

אין כל בטחון שיושגו ושייעשו 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.

השותף הכללי החליט לגבי קידוח מגד 6 שלא לעשות ביטוח של הבאר (כמו לפני כן בקידוח מגד 5) וזאת בהתבסס על הנסיון בשלשת הבארות הקודמים במבנה מגד (קדוחי מגד 5, מגד 4, מגד 3 ו מגד 2) והמבחנים שבוצעו בהם אשר הראה כי לא היו בהם ראיות ללחצי-יתר כלשהם במבנה וכי ניתן יהיה להעריך במידה רבה של בטחון מה יהיה משטר הלחצים של המבנה אשר יבוא לידי ביטוי בקידוח מגד 6. שיקול נוסף שהובא בחשבון היה כי ניתן לנקוט באמצעים מתאימים כדי לשלול את



האפשרות של התפוצצות (Blow Out) או איבוד שליטה על הבאר. שיקול נוסף שהובא בחשבון הוא העלות הגבוהה וסכום ההשתתפות העצמית הגבוה הנדרש בביטוח כזה. סוג נוסף של ביטוח, מפני הצורך בקדיחה מחדש של הבאר, במקרה של תקלות, הינו ביטוח שלמיטב ידיעת השותף הכללי שכיחותו אינה רבה ובמיוחד בקידוחים מסוג אלה שמבצעת השותפות (קידוחי הפקה).

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 המבוסס 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.

## **17.9 הליכים משפטיים**

א. לפרטים על עתירה שהוגשה נגד השותפות ואח' על ידי החברה להגנת הטבע ראו באור 16(י) בדוחות הכספיים להלן.

ב. לפרטים על כתב תביעה שהוגש נגד המפקח ועל הליכים משפטיים המתנהלים בין הדירקטורים ובעלי המניות בשותף הכללי ראו באור 16(י) בדוחות הכספיים להלן.

## **18 יעדים ואסטרטגיה עסקית**

**18.1** עיקר פעילותה של השותפות כיום הינה בפיתוח שדה הנפט מגד שבחזקת ראש-העין 11 / ובהפקת נפט מבאר מגד 5 המצויה בו. הפרויקט העיקרי שהשותפות מתמקדת בו כיום הינו הפקת נפט ממגד 5, חתימה על הסכם עם מפעיל בינלאומי, גיבוש ואישור תוכנית מבחנים לבאר מגד 6, ביצוע מבחני ההפקה בקידוח מגד 6 והשלמת הבאר להפקה ובכפוף להשגת האמצעים הכספיים ביצועם של קידוחי מגד 8 ו-7. ראו עוד את האמור בסעיף 13.3.2 לעיל וסעיף 19 להלן.

## **19 צפי להתפתחות בשנה הקרובה**

תוכניות השותף הכללי לשנה הקרובה כוללות ביצוע של מבחני הפקה במגד 6 והשלמת הבאר להפקה תחילת ביצוע של קידוח מגד 8 וכן המשך ושיפור ההפקה מבאר מגד 5.

היעדים והתוכניות המפורטים לעיל הינם בגדר "מידע צופה פני עתיד". היעדים והתוכניות מבוססים על תכנון השותפות וכפופים להשגת האמצעים הכספיים וקבלת כל האישורים הנדרשים לביצועם.

## **20 דיון בגורמי הסיכון העיקריים**

### **20.1 כ ל ל י**

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.

## 20.2 התבססות על נתונים חלקיים או משוערים ועל הנחות והערכות

20.2.1 חיפושי 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 החיפושים 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.

20.2.2 תכניות החיפושים 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).

## 20.3 אין בטחון שיעלה ביד השותפות להפיק הפקה מסחרית בכל קידוח

20.3.1 על פי הממצאים שבידי השותף הכללי מאגרי הנפט שאותם איתר השותף הכללי כמפורט בתשקיף זה הינם מאיכות ירודה המתבטאת בעיקר בשיעורי נקבוביות (POROSITY)<sup>21</sup> וחדירות (PERMEABILITY)<sup>(20)</sup> נמוכים באופן המצריך לדעת השותף הכללי שימוש בטכניקות המרצה (STIMULATION)<sup>(20)</sup> מיוחדות כדי לנסות להגיע להפקה מסחרית. 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.

20.3.2 פעולות ההמרצה המיוחדות כגון פרופנט (שהשותפות ביצעה במבחנים במגד 5) או קידוחים אופקיים או שיטות המרצה אחרות הינם טכניקות ופעולות מורכבות הדורשות דיוק רב בביצוע, כרוכות בסיכונים רבים ומחייבות מיומנות רבה. סיכונים אלה כוללים הן סיכונים הנדסיים הנובעים ממורכבותה ההנדסית של הפעולה, והן סיכונים גיאולוגיים.

20.3.3 על בסיס המידע הגיאולוגי שבידי השותף הכללי הגיע השותף הכללי למסקנה כי בשל איכותו הירודה של המאגר כמוסבר בסעיף 20.3.2 לעיל דרוש, לשם השגת שיעורי זרימה מסחריים, גם קיומם במאגרי הנפט (אשר על פי פרשנותו

<sup>21</sup> למשמעות המונחים ראה בנספח להלן.

הגיאולוגית של השותף הכללי קיימים בשטח החזקה) של שברים טבעיים (NATURAL FRACTURES) בכמות ואיכות טובים לצד חללים בסלע (MATRIX POROSITY).

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 לבודד שברים טבעיים אלו מן הקידוח או שימצאו שברים טבעיים כאלה במספר רב ובסמוך מאד זה לזה, באופן שימנע את ההפקה.

עוד יצויין כי הסיכון המתואר לעיל הינו סיכון הקיים והצריך להבחן לגבי כל קידוח בנפרד (פתוחו של שדה הנפט במבנה מגד צפוי לדרוש קידוחים רבים).

#### **20.4 עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד**

העלויות המשוערות ולוחות הזמנים המשוערים של ביצוע פעולות החיפושים והפיתוח כמתואר בתשקיף 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.

#### **20.5 העדר פיזור ההשקעות בחיפושי נפט והעדר מימון מלא לתכניות השותפות**

הכספים הקיימים כיום בידי השותפות (למעט כספים הנחוצים לניהולה השוטף) מיועדים כולם לביצוע פעולות בשטח חזקה 1/11 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 לגיוסי הון נוספים ו/או בצירוף שותפים לקידוח, שהצלחתם איננה מובטחת. פעילות חיפושים 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.

## **20.6 סיכוני תפעול**

פעולות חיפוי נפט נתונות לכל הסיכונים שהם כרגיל נלווים לחיפויים 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 חיפויים, 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 מזיהום 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.

השותף הכללי החליט לגבי קידוח מגד 6 שלא לעשות ביטוח של הבאר וזאת בהתבסס על הנסיון בשלשת הבארות הקודמים במבנה מגד (קדוח מגד 5, מגד 4 וקידוח מגד 3 וקידוח מגד 2) והמבחנים שבוצעו בהם אשר הראה כי לא היו בהם ראיות ללחצי-יתר כלשהם במבנה וכי ניתן יהיה להעריך במידה רבה של בטחון מה יהיה משטר הלחצים של המבנה אשר יבוא לידי ביטוי בקידוחים עתידיים. שיקול נוסף שהובא בחשבון היה כי ניתן לנקוט באמצעים מתאימים כדי לשלול את האפשרות של התפוצצות (Blow Out) או איבוד שליטה על הבאר. שיקול נוסף שהובא בחשבון הוא העלות הגבוהה וסכום ההשתתפות העצמית הגבוה הנדרש בביטוח כזה. סוג נוסף של ביטוח, מפני הצורך בקדיחה מחדש של הבאר, במקרה של תקלות, הינו ביטוח שלמיטב ידיעת השותף הכללי שכיחותו אינה רבה ובמיוחד בקידוחים מסוג אלה שמבצעת השותפות (קידוחי הפקה). ביטוחים אחרים המקובלים בתחום הנפט הינם ביטוח צד שלישי וביטוח מפני זיהום סביבתי בכוונת השותפות לערוך אותם באתר הקידוח מגד 5.

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

בדבר התלות בקבלנים ציוד ושירותים מקצועיים ראו סעיף 11.1 לעיל.

## **20.8 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 6.6 לעיל.

## **20.9 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 סיכוני 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 המרצה 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 סעיפים 2.4 ו-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 (ראה סעיף 13.8 לעיל) אין ודאות, גם אם יעלה ביד השותף הכללי להפיק נפט מברר 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.

#### **20.10 אפשרות ביטול או פקיעת חזקת I/11 ראש העין**

בדבר האפשרות לביטול או פקיעת חזקת ראש העין I/11 ראו סעיפים 6.5, 8.2 ו- 8.3 לעיל. כמו כן ראו בסעיף 2.1 לעיל בדבר התראה על ביטול החזקה שהתקבלה מהממונה.

#### **20.11 שינויים במיטוי של ענף הנפט**

לפרטים על חוק מיטוי ריווחי נפט התשע"א-2011 ראו סעיף 14.4 לעיל.

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

(א) להצעות לשינויים בחוק הנפט העלולים להכביד על בעלי זכויות נפט ראו סעיף 12.20.12 בתשקיף המדף. 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 מיטוי ריווחי 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**

לפרטים בדבר תיאורים של הנחיות והבהרות שפרסמו משרד התשתיות והממונה על ענייני הנפט ראו סעיף 16 לעיל. יודגש כי התיאורים הינם תיאורים של תוכן ההנחיות והבהרות האמורות בלבד בלי להתייחס למעמדן המשפטי.

#### **20.13 תנודתיות מחירי הנפט**

מחיר הנפט הינו גורם מרכזי המשפיע על כדאיות השקעת השותפות בפתוח שדה הנפט שבחזקת ראש העין I/11. מחיר הנפט נתון לתנודתיות רבה (ראו על כך בסעיף 7.3 לעיל).

עלייה במחירי הנפט הגולמי יכולה לגרור עמה גם עליה במחירי השירותים לקידוחי נפט.

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

כל עוד תהיה השותפות המוגבלת קיימת תהיינה לה הוצאות שוטפות גם אם באותה עת לא תבוצענה פעולות חיפוש 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 חיפוש 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, יושעה 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.

ביום 4.12.2014, פרסמה הבורסה חוזר בדבר החלטת מנכ"ל הבורסה לגרוע את יחידות ההשתתפות של השותפות ביום 8.12.2014, מהמדדים ת"א מאגר, ת"א יתר-מאגר, ת"א-נפט וגז ות"א יתר-50 (להלן: "המדדים"). ההסבר שצויין לגריעה מהמסחר היה- בעקבות ירידת מחיר יחידת ההשתתפות אל קרוב לאגורה אחת.

לאחר הודעת הבורסה על גריעת יחידות ההשתתפות של השותפות ממדדי הבורסה, ראה השותף הכללי לנכון, מתוך הכרה בחשיבות שימור הסחירות במדדי הבורסה וכשלנגד עיניו טובת בעלי היחידות, לבצע סדרת מהלכים שתכליתם ביטול ההחלטה האמורה. השותף הכללי ויועציו פעלו במהלך סוף השבוע מול הבורסה ואורגנים רלוונטיים נוספים והגיעו להבנות שישהו את ביצוע ההחלטה וייצרו את התנאים החדשים לביטולה. התנאי שהוצב על ידי הבורסה היה כינוס אסיפה כללית של בעלי היחידות במועד המוקדם שניתן (תוך 7 ימים) אשר תאשר ביצוע איחוד הון מיידי. במהלך 48 השעות לאחר פרסום הזימון לאסיפה התקבלו פניות רבות מבעלי היחידות שטענו כי מהלך זה אינו משרת את טובתם, שבדעתם להצביע נגד אישור איחוד ההון ולפיכך ביקשו לבטל את האסיפה. כמו כן התקבלו אינדיקציות נוספות לכך שבעלי יחידות המחזיקים כמות גדולה של יחידות מתכוונים להתנגד להצעה לאיחוד ההון האמורה. לאור האמור, התרשמות השותף הכללי היא שברמת וודאות גבוה מאוד אין סיכוי לקבלת הסכמה של 75% מבעלי היחידות שיצביעו בעד ההחלטה. נוכח התרשמות זו ולאור אי הוודאות שקיימת לכאורה, אצל בעלי היחידות עד לקיום האסיפה (בעוד שכאמור לשותף הכללי אינדיקציות לכך שההחלטה לא תעבור) מצא השותף הכללי לנכון להחליט על ביטול האסיפה.

בעקבות ההודעה על ביטול האסיפה נגרעה יחידת ההשתתפות מהמסחר וביום 30.12.2014 הושעה המסחר ביחידת ההשתתפות לאחר שנסחרה במשך 15 ימים המחיר של 1 אגורה. בהתאם לתקנון והנחיות הבורסה כפי שאושרו על ידי הרשויות ביום 28.3.2016 יחידות ההשתתפות יימחקו מהמסחר אם חלפו 48 חודשים מהמועד שבו חדל נייר הערך להסחר במסגרת הרשימה הראשית, ולא התקיימו התנאים לחידוש המסחר בו ברשימה הראשית.

#### **20.15 תלות בקבלת אישורי גורמים חיצוניים:**

ביצוע פעולות בחלק מהשטחים של השותפות טעונה אישורים שונים. ראו על כך בסעיף 6.4 לעיל.

#### **20.16 העדר כיסוי ביטוחי**

ראו לעניין זה את האמור בסעיף 17.8 לעיל.

### **20.17 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 ונוהלים חדשים להענקת זכויות נפט, מגבלות על העברת זכויות בנכסי נפט, דרישה לערבויות, ודרישות לגבי פוליסות ביטוח בקידוחים, הנחיות לביצוע מבחנים ועוד אשר ליישומם עלולה להיות השפעה שלילית על פעילותה של השותפות ועלויות כספיות משמעותיות.

לשינויים רגולטורים כאמור עלולים להיות השפעה שלילית על פעילותה של השותפות המוגבלת. ראו, בין היתר, סעיף 20.11 ו-20.12 לעיל.

### **20.18 סיכוני 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 רוחי נפט התשע"א-2011 והשינויים לרעה בתקנות מס הכנסה שנעשו יחד עמו (ראו סעיף 14 לעיל)).

### **20.19 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.

### **20.20 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.

## **20.21 סיכון בטחוני**

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

## **20.22 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.

## **20.23 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 לפי הוראות הממונה. בתנאים המיוחדים הנלווים לשטר החזקה של חזקת ראש העין 11 / I נכללות, בין היתר, הוראות בדבר נטישה וביטוח.

## **20.24 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. לפרטים על עתירה שהוגשה על ידי החברה להגנת הטבע לעצירת ההפקה ממגד 5 ראו באור 16(י) בדוחות הכספיים להלן. עוד יצוין כי למיטב ידיעת השותפות לוועדה המחוזית הוגשה בקשה להכרזה על גן לאומי בשטח שמדרום למגד 6. בכוננת השותפות להציג את עמדתה בנדון בפני הוועדה.

## **20.25 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 חיפושים 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 יקבלו על עצמם לשאת בחלקו בהוצאות שטרם אושרו בפעולות החיפושים, עלולה לגרום להבאת פעולות החיפושים לקיצן לפני השלמת התכנית שנקבעה בעסקה ולהחזרת נכסי הנפט שבהם מבוצעות פעולות החיפושים. 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.



#### **20.26 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.

#### **20.27 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 תוכניות העבודה של נכסי הנפט ולהשפיע על העלויות וקצב הפיתוח של שדה מגד.

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		סיכוי 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

### 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 גרגרי 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. 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). טכניקת **RADIAL DRILLING** - טכניקה חדשה המאפשרת בשכבת המטרה ביצוע של קידוחים אופקיים בקוטר של עד 2 אינץ' למרחק של 50 מטר בכל כיוון, ובכך מאפשרת חיבורים לשברים נוספים שיצטלבו.

"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 המגע 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, עשויים להמצא במקומות 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 להמשך 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 שתיינה, 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 שתתוקן 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 כנכס נפט זכות לקבלת טובות הנאה הנובעות מהחזקה, במישרין או בעקיפין, בנכס נפט או בזכות בעלת מהות דומה (לפי הענין).

**"נפט"** – נפט ניגר, בין נוזלי ובין אדי, לרבות שמן, גז טבעי, גזולין טבעי, קונדנסאטים ופחמימנים (הידרוקרבונים) ניגרים להם, וכן אספלט ופחמימנים של נפט מוצקים אחרים כשהם מומסים בתוך נפט ניגר וניתנים להפקה יחד אתו.

**"סקר סייסימי"** – שיטה המאפשרת (ביבשה או בים) הדמיה של תת הקרקע ואיתור המבנים הגיאולוגיים. הסקר מבוצע על ידי החדרת גלים סייסימיים 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 מידיים (שעלותם גבוהה יותר מסקר דו מידי והנתונים והתוצאות באיכות גבוהה יותר) והתמונה המתקבלת בהם היא מפורטת ומאפשרת, בין השאר, איתור מיקום אופטימאלי לביצוע קידוחים ולהערכה מדויקת יותר של גודל המבנה.

"פטרוילים (Petroleum)"; "משאבים פרוספקטיביים (Prospective Resources)"; "נתגלה (Discovered)"; "תגלית (Discovery)"; "רזרבות (Reserves)"; "משאבים מותנים (Contingent Resources)"; "רזרבות מוכחות (Proved reserves)"; "רזרבות צפויות (Probable Reserves)"; "רזרבות אפשריות (Possible Reserves)"; "אומדן כמויות נמוך (Low Estimate)"; "אומדן כמויות הטוב ביותר (Best Estimate)"; "אומדן כמויות גבוה (High Estimate)"; "משאבים מותנים בקטגוריית (1C,2C,3C) C,2C,3C1"; "בהפקה (On Production)"; "אשר לפיתוח (Approved for Development Development)"; "מוצדק לפיתוח (Justified for Development)"; "הצדקת פיתוח בבחינה (Development Development)"; "תוכנית פיתוח הושעתה או בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי (Pending Development)"; "נטישת באר (Well Abandonment)"; "פיתוח אינו מעשי (Development not Viable)"; "קידוח יבש (Dry Hole)"; "רזרבות בקטגוריה (1P/2P/3P) 1P/2P/3P –

כמשמעות מונחים אלה במערכת לניהול משאבי פטרוילים (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 שזוית 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 בזוית 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 ייפתחו 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 טרצ'ייר" – 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 2015

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 2015 שהסתיימה ביום 31/12/2015**

דירקטוריון השותף הכללי מתכבד להגיש בזאת את דוח הדירקטוריון של השותפות לשנת 2015. 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 8.1.2015 התקבלה החלטה בוועדת הדוחות לאמץ את כל הוראות תקנה 5ד(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 לסיכוני 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%.

מובהר כי בשלב זה יישומו ההקלות המפורטות בסעיף א' ו-ב' 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 תיקוניה) בין גבעות עולם נפט בע"מ כשותף כללי (להלן: "השותף הכללי") מצד אחד, לבין 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 11/1. 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 רשיון מכבי ראו לעיל בסעיף 8 בחלק הראשון.  
במהלך שנת הדיווח נעשו פעולות לתיקון בעיית אבדן הלחץ בבאר מגד 6, ונמשכו מבחני ההפקה ארוכי הטווח במקטע 8b בקידוח מגד 5.

ביום 7.2.2016 התקבלה התראה בכתב מהממונה על ענייני הנפט. במכתב האמור מצוין הממונה כי:  
"הנני מודיע בזה שעקב אי מילוי הנדרש בתוכנית העבודה שבחזקה שבנדון, הנני מתרה בך לפי סעיף 55 א(3) על ביטול החזקה שבנדון.

לפי תכנית עבודה שבידינו עליך לבצע כדלקמן:

מבחן הפקה בקידוח מגד 6 בחודש ינואר 2016

במידה שלא תתקן את המעוות תוך 60 יום ממועד מכתב זה תבוטל החזקה שבנדון ללא הודעה נוספת".

לאחר קבלת ההתראה התקבלה החלטה בדירקטוריון השותף הכללי על ביצוע מבחני הפקה בשיטת הראדיאל דרילנג עם אפשרות חלופית לביצוע מבחני הפקה בשיטת הפרפורציה (DST) לפרטים ראו סעיף 9 בחלק הראשון לעיל. כמו כן ראו בסעיף 1(ח) להלן על המימון שגייסה השותפות לצורך ביצוע מבחני ההפקה.

נכון למועד הדו"ח השותפות פועלת לגיבוש תוכנית המבחנים לבאר בשיטת הראדיאל דרילנג ולביצועם. בכוונת השותף הכללי לבצע ברבעון השני 2016 מבחני הפקה (בכפוף לקבלת אישור הממונה לביצועם) על מנת להביא את קידוח מגד 6 להפקה.

ב. כמו כן פועלת השותפות לפיתוח שדה הנפט ובשלב הראשון לביצוע שני קידוחים נוספים (מגד 7 ו-8).

**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
סה"כ	820.8	798	74

נכון למועד דו"ח זה באר מגד 5 עדין בשלב מבחני ההפקה ארוכי הטווח. למען הנוחות השותפות תדווח על הפקת הנפט מהבאר בכל רבעון בהתאם למתכונת תקנות הדיווח לנכס נפט מפיק (On Production): 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 יצויין כי השותפות פנתה מספר פעמים בכתב ובעל פה לממונה וציינה כי תשלומי התמלוג בבשיעור 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 האיחסון שבהן נושאת השותפות. כמו כן ציינה השותפות כי ידוע לה ששותפויות אחרות שילמו ומשלמות תמלוג בשיעור מופחת, בעוד השותפות משלמת מחיר מלא. בכוונת השותפות להמשיך ולעמוד על עמדתה כאמור לעיל מול הממונה ומול גורמים נוספים ככל ויהיה בכך צורך.

על פי הסכם השותפות המוגבלת זכאי השותף הכללי לתמלוג על בשיעור 20.455% מתפוקת הנפט. באסיפה הכללית מיום 5.6.06 התחייב השותף הכללי להימנע מלמשוך את הכספים המגיעים לו כתמלוגים עד שסכום הרווחים שיחולקו לבעלי היחידות יגיע לסכום החזר ההשקעה. לפרטים על מתווה ההסדר לפיו, בין היתר, יופחתו התמלוגים להם זכאי השותף הכללי ראו סעיף 1(ח) להלן.

ד. דוחות על המצב הכספי (באלפי דולר)

31.12.2014	31.12.2015	
		<b>נכסים:</b>
		<b>נכסים שוטפים:</b>
1,076	884	מזומנים ושווי מזומנים
2,991	1,197	פקדונות בבנק לזמן קצר
786	-	מכשיר פיננסי נגזר
675	421	לקוחות
706	405	חייבים ויתרות חובה
*2,119	2,004	מלאי
<u>8,353</u>	<u>4,911</u>	
		<b>נכסים שאינם שוטפים:</b>
1,046	2,343	פקדונות בבנק לזמן ארוך
-	424	הלוואה לזמן ארוך לצד קשור
*13,162	11,862	נכסי נפט וגז
<u>14,208</u>	<u>14,629</u>	
<u>22,561</u>	<u>19,540</u>	
		<b>סך הנכסים</b>
		<b>התחייבויות בניכוי גרעון בהון</b>
		<b>התחייבויות שוטפות:</b>
2,681	-	חלויות שוטפות של תעודות התחייבות
-	2,350	חלויות שוטפות של הלוואות לזמן ארוך מצדדים קשורים
1,435	1,088	ספקים ונותני שירותים
1,698	1,252	זכאים ויתרות זכות
839	877	דמי מפעיל לשותף הכללי
<u>6,653</u>	<u>5,567</u>	
		<b>התחייבויות שאינן שוטפות:</b>
14,255	15,839	התחייבות בגין תמלוגים לשותף הכללי
2,092	-	תעודות התחייבות
-	3,201	הלוואות לזמן ארוך מצדדים קשורים
219	128	התחייבויות בגין הטבות לעובדים, נטו
321	456	הפרשות
<u>16,887</u>	<u>19,624</u>	
<u>23,540</u>	<u>25,191</u>	
		<b>סך התחייבויות</b>
		<b>גרעון בהון:</b>
84,314	84,314	הון השותפות
(93)	(93)	קרן הון מהפרשי תרגום
(85,200)	(89,872)	הפסד נצבר
<u>(979)</u>	<u>(5,651)</u>	
<u>22,561</u>	<u>19,540</u>	<b>סך התחייבויות בניכוי גרעון בהון</b>

\* סווג מחדש

1. הגרעון בהון השותפות ליום 31.12.2015 הסתכם ב-5,651 אלפי \$ וליום 31.12.14 בסך 979 אלפי \$. ירידה שמקורה בהפסד בתקופת הדוח.
2. יתרות המזומנים, הפקדונות לז"ק וז"א המופיעות במאזן השותפות מושפעות ממספר גורמים מקזזים : מכירות נפט וגיוס מימון (באמצעות קבלת הלואה מצד קשור לצורך פרעון תעודות התחייבות מצד ג') מחד, ומאידך הוצאות בגין חיפוי נפט, עלות הפקה, הנהלה וכלליות ומימון. בשנת 2015 ירד סכום סך יתרות המזומנים והפקדונות לז"ק וז"א והמזומנים המוגבלים בשימוש בסך 689 אלפי \$ בשל אותם גורמים.
3. נכון לתאריך המאזן, כ- 20% מכספי השותפות הושקעו בפקדונות שקליים בבנק, והשאר בפקדונות דולריים בבנק.
4. עיקר השינוי ביתרת הלקוחות נובע מהשינוי במחיר המכירה של הנפט.
5. ביתרת המלאי נכלל נפט גולמי שהופק אך טרם נמכר וכן מלאי חומרים מתכלים.
6. ביום 31.12.2015 היה בידי השותפות מלאי נפט בשווי של 56 אלפי \$ וביום 31.12.14 בסך- 143 אלפי \$. בנוסף היה בידי השותפות מלאי חומרים וחלפים בשווי של 1,948 אלפי \$ וביום 31.12.14 בסך- 1,976 אלפי \$. הירידה במלאי נובעת ממכירת מלאי ציוד וירידה במלאי נפט.
7. היחסים הפיננסיים העיקריים כפי שעולה ממצבה הכספי של השותפות לתאריכים 31/12/2015, 31/12/2014 בהתאמה הינם: יחס מהיר 0.52, 0.94; יחס שוטף 0.88, 1.26; הון חוזר באלפי דולר (656), 1,700; יחס התחייבות להון 4.46, 24.04; יחס התחייבויות לנכסים 1.29, 1.04.

ה. דוחות על ההפסד והרווח הכולל האחר (באלפי דולר למעט נתוני הפסד ליחידות ההשתתפות)

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015	
21,608	13,500	7,891	הכנסות ממכירת נפט
(2,232)	(1,842)	(939)	בניכוי תמלוגים למדינה
(3,717)	(3,034)	(1,584)	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
15,659	8,624	5,368	הכנסות נטו
			<b>עלויות והוצאות:</b>
3,869	2,621	2,379	עלות הפקה ואחסנת נפט
*1,206	*1,122	1,260	פחת והפחתות נכסי נפט
*20,727	*13,835	3,766	הוצאות חיפושי נפט וגז
1,726	2,087	1,565	הוצאות הנהלה וכלליות
(148)	(471)	18	הוצאות (הכנסות) אחרות, נטו
27,380	19,194	8,988	
(11,721)	(10,570)	(3,620)	הפסד מפעולות
152	653	283	הכנסות מימון
(125)	(738)	(1,374)	הוצאות מימון
27	(85)	(1,091)	הכנסות (הוצאות) מימון, נטו
(11,694)	(10,655)	(4,711)	<b>הפסד לשנה</b>
			<b>רווח כולל אחר:</b>
			<b>סעיף אשר לא יסווג מחדש לרווח או הפסד:</b>
11	22	49	מדידות מחדש של התחייבויות בשל סיום יחסי עובד מעביד, נטו
11	22	49	<b>סך רווח כולל אחר</b>
(11,683)	(10,633)	(4,662)	<b>סך הפסד כולל לשנה</b>
(0.0011)	(0.0010)	(0.0004)	הפסד בסיסי ליחידת השתתפות (בדולרים)
10,569,032	10,569,032	10,569,032	מספר יחידות ההשתתפות המשוקלל לצורך חישוב ההפסד ליחידת השתתפות (באלפים)

\*סווג מחדש

**לשלושת החודשים שהסתיימו ביום 31 בדצמבר**

2014	2015	
<u>אלפי \$</u>		
2,376	1,631	הכנסות ממכירת נפט
(316)	(222)	בניכוי תמלוגים ששולמו למדינה
(589)	(362)	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
<u>1,471</u>	<u>1,047</u>	הכנסות נטו
(651)	(622)	עלות הפקת ואחסנת נפט
*(283)	(322)	פחת והפחתות
*(995)	(1,082)	הוצאות חיפושי נפט
*(555)	(399)	הוצאות הנהלה וכלליות
688	139	הוצאות (הכנסות) אחרות
<u>(325)</u>	<u>(1,239)</u>	הפסד תפעולי
(9)	(192)	הכנסות (הוצאות) מימון, נטו
<u>(334)</u>	<u>(1,431)</u>	הפסד לרבעון

**\* סווג מחדש**

1. עיקר הוצאותיה של השותפות מאז יסודה הוצאו בתחום רשיון ראש העין וחזקת ראש העין. לפרטים על כמויות הנפט שהופקו ונמכרו בתקופת הדו"ח ראו סעיף 1(ב) לעיל.
2. הוצאות חיפושי נפט הסתכמו בשנת 2015 בסך 3,766 אלפי \$ ובשנת 2014 13,835 אלפי \$. הקיטון בהוצאות חיפוש נובע בעיקר מהפסקת פעולות הקידוח בשל בעיית הדליפה ובשל חוסר במימון לצורך השלמת קידוח באר מגד 6.
3. הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בשנת 2015 בסך 399 אלפי \$ (מתוך זה דמי מפעיל בסך 72 אלפי \$), ובשלושת החודשים האחרונים של שנת 2014 555 אלפי \$, (מתוכם 66 אלפי \$ דמי מפעיל).
4. בשנת 2015 היו לשותפות הכנסות מימון בסך 283 אלפי \$ והוצאות מימון בסך 1,374 אלפי \$ ובשנת 2014 653 אלפי \$ ו-738 אלפי \$ בהתאמה. הכנסות המימון נבעו בעיקר מהפרשי שער ומריבית על פיקדונות, הוצאות הריבית נבעו בעיקר מריבית על תעודות ההתחייבות וההלוואה שהתקבלה מצד קשור, הפסד וקנס בשל פרעון מוקדם של תעודות ההתחייבות והפרשי שער.
5. ברבעון הרביעי של שנת 2015 היו לשותפות הוצאות מימון נטו בסך 192 אלפי \$ וברבעון הרביעי של שנת 2014 הוצאות מימון נטו בסך 9 אלפי \$ הכנסות/הוצאות המימון נבעו מריבית על פיקדונות, הפרשי שער המטבעות וריבית על תעודות ההתחייבות

והלוואה מצד קשור.

6. לצורך תרגום מספרי ההשוואה של התקופות המדווחות עד ליום 31.12.11, הנכסים וההתחייבויות, כספיים ולא כספיים, לאותן ימים תורגמו לדולר עפ"י שער החליפין שבתוקף לאותם ימים. פרטי הכנסות והוצאות תורגמו על פי ממוצע שערי החליפין בתקופות הדיווח הנ"ל (פרט להכנסות ולהוצאות ספציפיות שתורגמו לפי שער חליפין ספציפי). הון השותפות וכן תנועות בהון העצמי תורגמו לפי שער החליפין במועד התהוותן. הפרשי התרגום אשר נוצרו כתוצאה מהטיפול לעיל ואשר מקורן בתקופות בהן מטבע הפעילות של השותפות היה שיקל, נזקפו לקרן הון מתרגום דוחות כספיים. נכון ליום 31.12.2011 קרן ההון מהפרשי תרגום הדוחות עמדה על סך של 93 אלפי דולר.
7. ברבעון הרביעי של שנת 2015 היה לשותפות הפסד נקי בסך 1,431 אלפי \$, וברבעון הרביעי של שנת 2014 היה לשותפות הפסד נקי בסך 334 אלפי \$.
8. בשנת 2015 היה לשותפות הפסד כולל בסך 4,662 אלפי \$, ובשנת 2014 היה לשותפות הפסד כולל בסך 10,633 אלפי \$.

#### (i) הסברי הדירקטוריון לעניין חשיפה לסיכוני שוק ודרכי ניהולם

עיקר ההוצאות והעלויות של השותפות המוגבלת בתקופות קידוחים ומכירות הנפט מנהלים בדולרים היות ופעולות חיפוש הנפט מנהלות 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, במהלך הרבעון השלישי, ובעיקר בחודשים אוקטובר ונובמבר 2014 חלה ירידה מהותית במחירי הנפט (ירידה זו קוזזה בחלקה כתוצאה מעליה בשער הדולר). החל מיום 7 באוגוסט בו עמד מחירה של חבית נפט מסוג BRENT על כ- 106 דולר חלה ירידה חדה במחירי הנפט. מחירה של חבית נפט ביום 31.12.2015 עמד על כ- 33.5 דולר (ירידה של כ- 68%). לירידה זו השלכה ישירה על הכנסות השותפות ממכירות הנפט המופק ממגד 5.

ביום 26/11/14 ביצעה השותפות עסקת גידור למחיר הנפט. מחיר הנפט שגודר בעסקה הינו 73 דולר, כמות הנפט החודשית שגודרה הינה 10,750 חביות למשך 6 חודשים. עסקת הגידור בתוקף עד ליום 29/05/14 ועלותה לשותפות הסתכמה בסך של כ- 192 אלפי דולר. ביום 24.3.2015 אישר דירקטוריון השותף הכללי ביצוע עסקת גידור נוספת בהיקף דומה ובמחיר נפט של 45 דולר לחבית החל מחודש יוני 2015 ועד לחודש דצמבר 2015. ביום 14 בדצמבר 2015 אישר דירקטוריון השותף הכללי ביצוע עסקת גידור נוספת בהיקף של 12 אלפי חביות לחודש ובמחיר נפט של 28 דולר לחבית לחודשים ינואר ופברואר 2016.

#### (ז) בזילות

ההשפעות על תזרימי המזומנים מפעילות שוטפת בשנים 2015 ו-2014 נבעו בעיקר מהכנסות ממכירות נפט בניכוי תמלוגים, הוצאות אחזקת באר הנפט, הוצאות חיפוש נפט והפקה והוצאות הנהלה וכלליות. המזומנים נטו ששמשו לפעילות שוטפת בשנת 2015 עמדו על 546 אלפי \$ לעומת 8,738 אלפי \$ ששימשו מפעילות שוטפת בשנת 2014. ההשפעות על תזרימי המזומנים מפעילות השקעה בשנים 2015 ו-2014 נבעו בעיקר מפרעון או הפקדה של פקדונות ומתן הלוואה לצד קשור (נאמן). בשנת 2015 לשותפות תזרימי מזומנים חיובי מפעילות מימון כתוצאה מקבלת הלוואה מצד קשור ופרעון תעודות התחייבות. 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.

השימוש בכספי ההנפקות נעשה לצורך מימון פעילות השותפות שהוצאה העיקרית שלה הינה בגין חיפוש נפט. בחוות הדעת שבדוחות הכספיים להלן נכללה הערת עסק חי המפנה לאמור בביאור 1ה בדבר גרעון בהון ובהון החוזר של השותפות וההפסדים שנצברו בה. לצורך מימון הפעילות השוטפת ופרעון התחייבויותיה, וכן יישום תכניות העבודה בקשר עם החזקה, בהנחה כי הממונה יאריך את לוח הזמנים כאמור, השותפות נדרשת לגייס מקורות מימון נוספים. גיוסים אלה אינם מובטחים. גורמים אלה יחד עם גורמים נוספים המפורטים בביאור הנ"ל מעוררים ספקות משמעותיים בדבר המשך קיומה של השותפות כ"עסק חי". תכניות ההנהלה בקשר לעניינים הנ"ל מפורטות בביאורים 3ג ו-3ד בדוחות הכספיים. השותף הכללי מבקש להבהיר כי כוונתו להמשיך ולבחון דרכים לגיוס ההון הנדרש למימון פעילות השותפות. השותפות פועלת לגיוס הון נוסף באפיקים שונים לרבות בחינת האפשרויות השונות לקבלת הלוואות מגורמים מממנים ובחינה של מספר פניות שנעשו לשותפות מצד משקיעים פוטנציאליים בארץ ובחול"ל וגיוס הון באמצעות תשקיף המדף שפרסמה השותפות ביום 28.2.2013. בתשקיף המדף האמור כלולים, יחידות וכתבי אופציה (סדרות 13-22). יצוין כי הצעת יחידות וכתבי אופציה, ככל שתיעשה, טעונה אישור האסיפה הכללית של בעלי היחידות (ראו על כך בעטיפת התשקיף ובסעיף 5.8 בתשקיף). כמו כן הגישה השותפות לרשות ניירות ערך בקשה לתיקון לתשקיף המדף בדרך של הוספת אפשרות להנפקת אג"ח.

## (2) הלוואה מחברת נאות דקלים

ביום 13.4.14 אישר דירקטוריון השותף הכללי להנפיק בהנפקה פרטית לעשרים ושניים משקיעים סדרה של 25 מליון ₪ 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 מליון ₪, ובניכוי עמלות עומדת על 24,312,500 ₪, ראו דו"ח מיידי מיום 16.4.2014. ביום 11.3.2015 החליט הדירקטוריון על ביצוע פרעון מוקדם של תעודות התחייבות אלו (באמצעות הלוואה שהתקבלה ביום 30.3.2015 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. ראו דו"ח מיידי מיום 12.3.2015 הנכלל כאן על דרך ההפניה, ובבאור 3(ד') בדוחות הכספיים להלן. הסכום הנדרש לפרעון המלא הועבר ביום 30.3.2015 למסלקת הבורסה לצורך ביצוע התשלום הסופי לבעלי האג"ח.

## (3) הלוואות שהתקבלו מהשותף הכללי

ביום 25.10.2015 קיבל דירקטוריון השותף הכללי החלטה למכור את כל יחידות ההשתתפות שבבעלות השותף הכללי (356,929,067 יחידות) ולהעמיד את תמורת המכירה כהלוואה מזכה לשותפות. בהתאם להחלטה האמורה נמכרו יחידות ההשתתפות שבבעלות השותף הכללי תמורת המכירה בסך 3,569,600 ₪ (מחיר המשקף אגורה אחת לכל יחידת השתתפות) הועמדה ביום 31.12.2015 כהלוואה מזכה לשותפות (לפרטים על תנאי הלוואה המזכה ראו דו"ח מיידי מיום 3.1.2016). לבקשת בעלי יחידות המחזיקים מעל אחוז מהון השותפות תובא הלוואה זו לאישור האסיפה הכללית. (לפרטים על הלוואה נוספת שנתן השותף הכללי לשותפות בחודש ינואר 2015 בסכום של 1,117,000 ₪ ראו דו"ח מיידי מיום 26.12.2014) השותפות פנתה אל השותף הכללי בבקשה להעמדת הלוואה מזכה נוספת בסך של מיליון דולר ללא ריבית, וביום 29/2/2016 קיבלה הודעה מהשותף הכללי על ביצוע הקצאת מניות בשותף הכללי בתמורה לסך של כמיליון דולר שיועמדו כהלוואה מזכה לשותפות.

מההודעה שקיבלה השותפות עולה כי כנגד הקצאה של 1,111 מניות רגילות של השותף הכללי לחברת ראש העין חיפוש נפט בע"מ (בעלת מניות בשותף הכללי – להלן "ראש העין") תעמיד ראש העין לשותף הכללי השקעה בסכום כולל של מיליון דולר. ההשקעה תועבר בחמישה תשלומים חודשיים שווים, כאשר על פי בקשת מנכ"ל השותפות ובהתאם לצרכי השותפות ומצבה הכספי, מתחייבת ראש העין להקדים את התשלומים (כולם או חלקם).

למיטב ידיעת השותפות הקצאת המניות הוצעה לכל בעלי המניות בשותף הכללי (דהיינו גם לחברות שבבעלות מר טוביה לוסקין - טי אויל בע"מ ונפט הר קדם בע"מ) ומשלא מימשו את זכותם להשתתף בהשקעה ובהתאם להחלטת האסיפה הכללית של



השותף הכללי ביצעה ראש העין את ההשקעה גם בגין חלקן. למיטב הבנת השותפות, בעקבות ביצוע הקצאת היחידות מחזיקה ראש העין ב-8,444 מניות של השותף הכללי כ-76% מההון המונפק, טי אוויל בע"מ ב-2,665 מניות כ-23.98% מההון המונפק ונפט הר קדם 2 מניות כ-0.02% מההון המונפק. כמו כן למיטב ידיעת השותפות, יחול שינוי באחוזי האחזקות בחברות המחזיקות בחברת ראש העין שכן שמואל בקר וחברת ש.ל.ב. בע"מ לא השתתפו בהשקעה ומשפחת בן דוד ביצעה את ההשקעה גם בגין חלקם (לפרטים בדבר האחזקות במניות השותף הכללי טרם הקצאה זו ראו בסעיף 8(א) בחלק הראשון של הדו"ח התקופתי של השותפות מיום 31.3.2015).

במכתב שהועבר ע"י ב"כ של מר טוביה לוסקין נטען כי הליך ההקצאה נעשה שלא כדין, בניגוד לתקנון השותף הכללי ולהסכמי בעלי המניות וכי החלטת האסיפה הכללית על ההקצאה בטלה מעיקרה. בהתאם להחלטת וועדת הביקורת והדירקטוריון הלוואה זו כפופה לאישור האסיפה הכללית.

#### (4) הלוואות למימון מבחני ההפקה בקידוח מגד 6

הלוואה האמורה בסך מיליון דולר מהשותף הכללי נועדה לשמש את השותפות בין היתר למימון מבחני ההפקה בקידוח מגד 6 שעלותם צפויה להיות כ-1.6 מיליון דולר כמו כן כדי לגייס את מלוא הסכום הנדרש לביצוע מבחני ההפקה אישר דירקטוריון השותף הכללי קבלת הלוואה נוספת בסך מיליון דולר מגורם פרטי שאינו קשור לשותף הכללי או למי מבעלי השליטה (להלן: "המלווה"). תנאי הלוואה שאושרו הינם פרעון של 20 תשלומים בריבית שנתית של 5% כאשר המלווה יקבל את אותם שעבודים שניתנו לנאות דקלים (לפרטים על הבטוחות שניתנו ראו בסעיף 2 בדו"ח המייד מיום 16.4.2014), כמו כן נאות דקלים הסכימה כי תשלומי הפרעון החודשיים בגין הלוואה זו יופחתו מסך החזר החודשי המשולם לנאות דקלים (כך שפרעונות הלוואה זו לא צפויים להשפיע על תזרים המזומנים של השותפות והלוואה של נאות דקלים תוארך בהתאם). כמו כן יקבל המלווה אופציה לפיה בכל שלב במהלך חיי הלוואה יוכל לרכוש עשרה אחוזים ממניות השותף הכללי תמורת תשלום של מיליון דולר. יודגש כי הלוואה זו תינתן לשותפות אך ורק במידה וייעשה שימוש בשיטת הראדיאל דרילינג במבחני ההפקה.

#### (5) מתווה ההסדר בין השותף הכללי לשותף המוגבל

בהמשך לאמור בדו"ח המייד של השותפות מיום 26/1/2016 בדבר המגעים למציאת פתרון למחלוקות וחוסר ההסכמות הקיימות בין השותף המוגבל ובין השותף הכללי, אישר דירקטוריון השותף הכללי את מתווה ההסדרה שסוכם בין נציגי הדירקטורים האמורים לבין המפקח ונציגים נוספים מהשותף המוגבל שהשתתפו במו"מ. נקודת המוצא במתווה הינה שאם חברי השותף המוגבל לא נהנים מחלוקות, גם הכללי לא יזכה לחלוקה. דהיינו, מעבר לשיעור תמלוג על בסיס כמפורט מטה, לא יהיה זכאי השותף הכללי לתוספת תמלוג על, וזאת אלא אם תבוצע חלוקה במקביל של לפחות סכום זהה למחזיקי יחידות ההשתתפות. כמו כן הנחת הבסיס במתווה הינה שלצורך קידום פעילות השותפות יש צורך, בכל מקרה, במינוי צוות מקצועי ו/או מפעיל חיצוני וכן גיוס הון. מטרת הצדדים הינה ליישר את ההדורים בין השותף המוגבל לשותף הכללי ולפעול בכוחות משותפים לצורך קידום הפעילות לרווחת כל הנוגעים בדבר. פרטי המתווה שהוצג אושרו על ידי הדירקטוריון והאסיפה הכללית של השותף הכללי (יצוין כי ב"כ של מר טוביה לוסקין הודיעו שהחלטות על אישור ההסדר בטלות מעיקרן וחסרות כל תוקף) וכפופים לאישור האסיפה הכללית של בעלי היחידות והינם כדלקמן:-

א. תמלוגי העל הבסיסי לשותף הכללי- עד להחזרה של 50% מהחזר ההשקעה של השותף המוגבל (דהיינו סכום של 42.25 מיליון דולר מתוך החזר ההשקעה בסך 84.5 מיליון דולר או סכום גבוה יותר ככל שיגויס הון נוסף בהנפקת זכויות) תמלוגי השותף הכללי יעמדו על אפס. לאחר החזרה של 50% מהחזר ההשקעה תמלוג העל הבסיסי של השותף הכללי יעמוד על 5% (ויקבל זאת מתחילת השנה שבגינה הוחזר השקל הראשון שלאחר החזר מחצית ההשקעה, דהיינו, השקל הראשון מעבר להחזר של 42.25 מיליון \$ לרבות מחצית סכומי השקעה נוספים בעתיד) כאשר 2% ישולמו באופן שוטף החל מאותה שנה, ו-3% ישולמו לאחר החזר ההשקעה לשותף המוגבל במלוואה (תשלום זה ישולם ברבעון הראשון לאחר תום

שנת הזכאות). מובהר כי לאחר החזר מלוא ההשקעה לשותף המוגבל, השותף הכללי יהיה זכאי (בכל מקרה) לתשלום תמלוג על בשיעור של 5% הבסיסיים ("התמלוג הבסיסי"). כל תשלום מעבר לשיעור התמלוג הבסיסי ישולם ובלבד וחולק לשותף המוגבל בגין אותה תקופה לפחות סכום זהה מהרווחים (למען הסר ספק, במקרה ולא חולק לשותף המוגבל סכום כאמור מעבר לתמלוג הבסיסי, זכאות השותף הכללי מעבר לתמלוג הבסיסי לא תיזכר משנה לשנה). בשיתוף פעולה עם יועץ מס או רואה חשבון, ימצא מנגנון (ככל והדבר אפשרי על פי כללי החשבונאות שיחולו על השותפות) לרישום יתרת התמלוג באופן בו תיקבע זכאות הכללי מחד ולא ירשם חוב בדוחות הכספיים של השותפות מאידך.

ב. התמלוג שנצבר לזכות השותף הכללי עד כה - השותף הכללי יהיה זכאי לקבל את הסכום שיצטבר כתמלוג לזכותו עד למועד אישור ההסכם (העומד נכון לדוחות הכספיים לרבעון השלישי 2015 על סך של כ-15.5 מיליון דולר). תשלום זה יבוצע רק לאחר החזר מלוא ההשקעה לשותף המוגבל ובלבד וחולק במקביל לשותף המוגבל סכום שהוא לפחות כפול (כ-31 מיליון דולר). חלוקה זו תבוצע תוך התחשבות בצרכי השותפות ולאחר שנצברה "כרית פיננסית" ראויה התומכת בהמשך הפיתוח. כמו כן נקבע כי יש למצוא בהסכמה מנגנון אחר (ניראה שיש צורך לערב את רשות המסים) לרישום הסכום שנצבר (בדרך של שטר הון או בדרך אחרת כדיון), כך שהזכאות לא תירשם בדוחות הכספיים של השותפות כחוב. תוספת תמלוג שנתית לאחר תשלום מלא של החזר ההשקעה - לאחר החזר מלוא ההשקעה לשותף המוגבל, ובכל שנת מס שהכנסות השותפות יהיו עד 100 מיליון \$, השותף הכללי יקבל תוספת תמלוג של עוד 4% (אשר תחולקנה באופן שווה לפי מדרגות הכנסה של 25 מיליון \$ כל פעם) תמלוג מפי הבאר (גז ונפט וכל הכנסה הנובעת מההפקה) כהגדרתו בהסכם השותפות המוגבלת. לפי המפתח הזה, תוספת הכנסות נוספות בשנה של 100 מיליון \$ נוספים יזכה בעוד 4% (או כל חלק יחסי) תוספת תמלוג (ובמדרגה האחרונה בתוספת של 3% כאמור להלן) עד לתקרה מקסימלית של תמלוג בסיסי (5%) ותוספת תמלוג (11%) ובסה"כ 16% [כך מהכנסה שנתית כוללת מפי הבאר של 100 מיליון \$ השותף הכללי יהיה זכאי ל-9% [תמלוג בסיסי (5%) ותוספת תמלוג (4%)] (או תוספת חלק יחסי לפי ההכנסה בפועל עד 100 מיליון דולר, כאמור לעיל); בהכנסה שנתית כוללת מפי הבאר של 200 מיליון \$ יהיה זכאי השותף הכללי ל-13%. קרי, תמלוג בסיסי (5%) ותוספת תמלוג (8%); ובהכנסה שנתית כוללת מפי הבאר של 300 מיליון \$ יהיה זכאי השותף הכללי ל-16%. קרי, תמלוג בסיסי (5%) ותוספת תמלוג (11%)]. תוספת התמלוג תשלום ובלבד שיחולק במקביל לפחות סכום

#### זהה למוגבל.

ד. מינוי מפעיל חיצוני, דמי מפעיל ודמי ניהול בסיסיים - יבחר מפעיל חיצוני (שכר המפעיל שיבחר יקבע במשא ומתן) ועם היבחרו השותף הכללי יוותר על ה-7.5% דמי מפעיל לו היה זכאי על פי הסכם השותפות המוגבלת. כל יתר תנאיו של השותף הכללי יוותרו בהתאם להסדר זה. ככל ובעקבות כניסת מפעיל חיצוני כאמור, יפנה השותף המוגבל אל השותף הכללי בבקשה לדון בתנאי השותף הכללי, הרי שהשותף המוגבל מאשר מראש כי הוא לא יבקש לדון בהפחתה בתנאי השותף הכללי כאמור בהסדר זה, וכי רק בהסכמת השותף הכללי ניתן יהיה לקיים משא ומתן לגבי שיעורי הזכאות הגבוהים והאחרונים להם זכאי השותף הכללי בהתאם להוראות הסדר זה ובהתחשב במכלול הנסיבות שיהיו קיימות באותו מועד (ובכלל זה היקף תמלוג העל ששולם עד אותו מועד לשותף הכללי; תנאי כניסת המפעיל החיצוני; וכו'). הסכום של 22 אלף \$ לחודש ("דמי ניהול בסיסיים") ימשיך להיות משולם לשותף הכללי, תשלום זה יפסק כאשר התמלוג שישולם בפועל לשותף הכללי יהיה לפחות פי 3 מדמי הניהול הבסיסיים. בכפוף לאמור בסעיף זה השותף המוגבל מתחייב לכך שלא יפנה בכל בקשה ולא ינקוט בכל הליך לצורך הפחתת זכויות הכללי על פי הסדר זה (או על פי כל הסכם אחר), וזאת לתקופה של לפחות 10 שנים ממועד החתימה.

ה. הוצאות השותפות - כל הוצאות ההפעלה של השותפות כולל שכר המנכ"ל ישולמו על ידי השותפות.

ו. הנפקת זכויות - כחלק מההסכם וכתנאי לכניסת הוראותיו ותנאיו בעלי היחידות ישקיעו במסגרת הנפקת זכויות סך של 8 מיליון דולר.

ז. מינוי דירקטורים חדשים לדירקטוריון - הצדדים יפעלו למנות דירקטורים חדשים לדירקטוריון. יקבע ששינוי של הסכם השותפות (ובכלל זה שינוי בשיעורי תמלוג העל), לא יעשה אלא אם כן האסיפה הכללית של חברת השותף הכללי תאשר

את השינוי. הדירקטורים יפעלו לצורך קידום ותמיכה במינוי מפעיל חיצוני, גיוס הון, ביצוע מבחני הפקה בקידוח מגד 6 ופיתוח של קידוחים נוספים בשדה.

ההסדר החדש יוחל החל מיום אישורו על ידי האסיפה הכללית של השותף המוגבל (המתווה אושר בדירקטוריון ובאסיפה הכללית של השותף הכללי). ההסדר מותנה בקיום ויישום בפועל של כל רכיביו כמקשה אחת. כמו כן הצדדים מאשרים כי עם חתימת הסדר זה אין להם כל טענה, דרישה או תביעה האחד כנגד משנהו, וכי הם מוותרים על כל טענותיהם האחד כנגד משנהו, ככל שיש להם.

#### (6) הפחתת הוצאות השותפות

כמו כן יצוין כי דירקטוריון השותף הכללי אישר תוכנית להפחתת ההוצאות של השותפות שגובשה על ידי ההנהלה. התוכנית הכוללת, צימצום במצבת כח האדם בכל רבדי השותפות, והפחתה בהוצאות שונות ובתשלומים שוטפים ליועצים, והשהיית תשלום של 15% מדמי המפעיל לשותף הכללי, ומשכר הדירקטורים החיצוניים והעובדים. השותפות מבקשת להדגיש כי בחינת המבנה והשליטה בהוצאות בכל תחומי הפעילות ימשיך וישקל בהתאם למצב הפיננסי ולפעילות השותפות (לפרטים נוספים ראו בסעיף 10 בחלק הראשון לעיל).

ההערכת השותף הכללי בעניין גיוס המימון הנדרש המובאת לעיל בסעיף זה הינה בגדר "**מידע צופה פני עתיד**". הערכה זו מבוססת על התרשמות השותף הכללי מהצעת הלוואה שקיבל. הגורמים העיקריים שבשלהם עשויה הערכה זו שלא להתממש הם אם לא יתממשו הערכות השותף הכללי כתוצאה מאירועים בלתי צפויים במגעים המתנהלים לקבלת הלוואה או מעיכובים בלתי צפויים או אם יתרחשו אירועים בלתי צפויים שיקשו על אפשרות גיוס ההון הנדרש.

## 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) 9 לתקנות ניירות ערך, התש"ל – 1970. השותף הכללי קבע כי חברי הדירקטוריון נחמיה זיסמן ומנחם גרניתהינם בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית כאמור וזאת לאור הכשרתם וניסיונם. לפרטים ראו בחלק הרביעי להלן.

### (ג) דירקטורים בלתי תלויים

לתאריך הדו"ח השותף הכללי לא אימץ בתקונו 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 : דוד בן דוד מספר ת.ז. 025144569.
2. תאריך תחילת כהונה: 25.10.2015
3. הכישורים 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 מחזיק ב-30,000,000 יחידות השתתפות.
6. המבקר הפנימי אינו בעל עניין בתאגיד או קרוב של בעל עניין בתאגיד וכן אינו רואה החשבון 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 25.10.2015. בין הנימוקים לאישור מינויו: השכלתו, כישוריו וניסיונו של המבקר בביקורת פנימית.

#### ד. תכנית העבודה

תכנית העבודה של הביקורת הפנימית בתאגיד הינה רב שנתית ומובאת לאישור וועדת הביקורת בכל שנה מחדש .

השיקולים בקביעת תכנית הביקורת הרב שנתית בתאגיד הינם בעיקר:

- (1) הצעות המבקר הפנימי לתכניות 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.

#### ה. ביקורת של תאגידים מוחזקים

נכון למועד לא קיימים תאגידיים המוחזקים על ידי השותפות

**ו. היקף העסקה**

לאחר קבלת סקר הסיכונים הוכנה תכנית עבודה רב שנתית ונקבע כי עבודת הביקורת של המבקר הפנימי תהיה בהיקף כולל של כ- 500 שעות בשנה.

**ז. עריכת הביקורת**

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

**ח. גישה למידע**

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

**ט. דין וחשבון המבקר הפנימי**

בחודשים נובמבר ודצמבר 2015 ביצע המבקר הפנימי סקר סיכונים בשותפות אשר נידונה בועדת הביקורת. בחודש ינואר 2016 אשרה ועדת הביקורת את תכנית העבודה לשנים 2016 ו- 2017 אותה הכין המבקר הפנימי בהתבסס על סקר הסיכונים שביצע. בחודש פברואר 2016 הגיש המבקר הפנימי לשותפות טיוטת דוח בנושא רכש וספקים. בחודש מרץ 2016, לאחר קבלת הערות ההנהלה הוגש הדוח ונדון בועדת הביקורת .

**י. 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 במבנה הארגוני, במהות פעילויותיה העסקיות ובהיקפן, ויש בהם כדי להגשים את מטרת הביקורת הפנימית.

**יא. תגמול**

השותפות משלמת עבור שירותי ביקורת פנימית, סכום שנתי כולל של כ- 100 אלפי ש"ח.

**(ה) פרטים בדבר המבקר החיצוני-**

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

**תשלומים לרו"ח קסלמן וקסלמן**

השנה	סה"כ		שרותי ביקורת		שרותי מס		שרותים אחרים	
	ש"ח	שעות	ש"ח	שעות	ש"ח	שעות	ש"ח	שעות
2015	95,000	825.5	95,000	825.5				
2014	150,000	2,100	150,000	2,100				

**תשלומים לרו"ח זיו האפט:**

השנה	סה"כ		שרותי ביקורת		שרותי מס		שרותים אחרים	
	ש"ח	שעות	ש"ח	שעות	ש"ח	שעות	ש"ח	שעות
2015	110,000	500	110,000	500				

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 והיקפי הפעילות שלה. שכר הטרחה אושר על ידי הדירקטוריון השותף הכללי בהתאם להנחיות וועדת הביקורת.

### הליך אישור הדוחות הכספיים

(i)

דירקטוריון השותף הכללי הוא האורגן המופקד על בקרת העל בשותפות. דירקטוריון השותף הכללי מינה ביום 25.10.2015 ועדה לבחינת הליך אישור הדוחות הכספיים של השותפות (להלן: "הועדה"). הועדה מביאה את המלצתה ביחס לדוחות הכספיים בפני הדירקטוריון וזאת לאחר שדנה בהם קודם להצגתם ולאישורם בדירקטוריון.

הועדה כוללת את הדירקטורים שלומית ברוט, נחמיה זיסמן (בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית) ומנחם גרנית (בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית). לשיבות הועדה, כמו גם לשיבות הדירקטוריון בהן נדונים ומאושרים הדוחות הכספיים, מוזמנים רואה החשבון המבקר של השותפות, מבקר הפנים והמפקח.

הועדה בחנה את הסוגיות המהותיות בדיווח הכספי, לרבות עסקאות שאינן במהלך העסקים הרגיל, ככל שישנן את ההערכות המהותיות והאומדנים הקריטיים שישמשו בדוחות הכספיים, את סבירות הנתונים, את המדיניות החשבונאית שישמה ושינויים שחלו בה ואת יישום עקרון הגילוי הנאות בדוחות הכספיים ובמידע הנלווה. בישיבת הועדה מיום 22 במרץ 2016 השתתפו הדירקטורים שלומית ברוט, נחמיה זיסמן ומנחם גרנית מבקר הפנים (דוד בן דוד), מנהל הכספים (אביעד אודיש), אבי מעוז (מנכ"ל השותפות), היועץ המשפטי של השותפות וכן נציגים ממשד רואה החשבון המבקר. הועדה המליצה לדירקטוריון לאשר את הדוחות הכספיים בכפוף לביצוע מספר תיקונים עליהם החליטה הועדה.

במסגרת הליך אישור הדוחות הכספיים של השותפות על ידי דירקטוריון השותף הכללי, מועברת טיטת הדוחות הכספיים לעיונם של חברי הדירקטוריון, מספר ימים לפני מועד הישיבה הקבועה לאישור הדוחות. במהלך ישיבת הדירקטוריון בה נדונים ומאושרים הדוחות הכספיים נושאי המשרה בחברה הציגו את עיקרי הדוחות הכספיים, את הסוגיות המהותיות בדיווח הכספי, את התוצאות הכספיות, את הנושאים להם הפנה את תשומת הלב, המצב הכספי ותזרים המזומנים של השותפות ומוציגים נתונים על פעילות השותפות והשוואה לתקופות קודמות. כמו כן מסייע רואה החשבון של השותפות בהצגת הנתונים ובמתן הסברים.

רואה החשבון המבקר עומד לרשות חברי הדירקטוריון בכל שאלה והבהרה באשר לדוחות טרם אישורם. לאחר הדיון כאמור, מתקיימת הצבעה לאישור הדוחות הכספיים.

בישיבת הדירקטוריון של השותף הכללי מיום 30 במרץ 2016 בה נדונו בהרחבה הדוחות הכספיים של השותפות ליום 31.12.2015 השתתפו נושאי משרה הבאים: חברי הדירקטוריון שמואל בקר (יו"ר), טוביה לוסקין, אמיר בן דוד, מנחם גרנית, נחמיה זיסמן ושלומית ברוט, מבקר הפנים (דוד בן דוד) המנכ"ל אבי מעוז, מנהל הכספים אביעד אודיש, היועץ המשפטי של השותפות, ורוה"ח המבקר. בהמשך ישיבת הדירקטוריון החליט דירקטוריון השותף הכללי לאשר את הדוחות הכספיים ליום 31.12.2015 ואת שאר חלקי הדו"ח התקופתי.

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

(ח) **החוק לתיקון פקודת השותפויות (מס' 5) (ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית)**

ביום 23 בפברואר 2015 פורסם החוק לתיקון פקודת השותפויות (מס' 5), התשע"ה-2015 (להלן בסעיף זה: "התיקון לפקודה") ביום 23.2.2015 פורסם ברשומות התיקון לפקודה, אשר נועד להרחיב את מנגנוני הממשל

התאגדי בשותפות מוגבלת שיחידות השתתפות שלה או בזכויות השותף המוגבל בה, רשומות למסחר בבורסה או שהוצעו לציבור על פי תשקיף (להלן בסעיף זה: "שותפות ציבורית").

התיקון לפקודה כולל בעיקר את השינויים הבאים:

1. החלת ההוראות הקבועות בחוק החברות בנוגע לאורגנים המכהנים בחברה ציבורית, בשינויים המתחייבים מכך שמדובר בשותפות ולא בחברה וכן בשינויים נוספים הקבועים בתיקון לפקודה, בנוגע לנושאים הבאים: הסדרת סמכויות דירקטוריון השותף הכללי, אופן מינוי יו"ר הדירקטוריון, כינוס ישיבות הדירקטוריון ואופן ניהולן, חובת מינוי ועדת ביקורת, חובת מינוי ועדת תגמול, חובת מינוי מנהל כללי, חובת מינוי דירקטורים ודירקטורים חיצוניים.
2. חובת מינוי רואה חשבון מבקר, חובת מינוי מבקר פנימי וחובת מינוי ועדה לאישור הדוחות הכספיים של השותפות הציבורית.
3. קביעה כי מינוי המפקח, תנאי כהונתו ותקופת כהונתו יאושרו כל שלוש שנים בידי האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות.
4. קביעת חובת אימוץ מדיניות תגמול לנושאי משרה בשותף הכללי ובשותפות ציבורית וכן מנגנון אישור לתנאי כהונה והעסקה של נושאי משרה כאמור בדומה להוראות הקבועות בחוק החברות. קביעת מנגנון אישור לעסקה של השותפות הציבורית עם נושא משרה בה או בשותף הכללי, או שלנושא המשרה יש עניין אישי בה בדומה להוראות הקבועות בחוק החברות.

עם כניסת התיקון לפקודה לתוקף ביצעה השותפות את ההתאמות הנדרשות בכללי הממשל התאגידי, וביניהן מינוי דירקטורים חיצוניים, מינוי ועדת ביקורת, ועדת תגמול וועדה לאישור הדוחות הכספיים, ושינוי אופן אישור עסקאות עם נושאי משרה, בנוסף פועלת השותפות לגיבוש מדיניות תגמול לנושאי משרה בכירה בשותפות ובשותף הכללי, ובמסגרת זו, קיימו ועדת התגמול והדירקטוריון מספר ישיבות בהן נידונה מדיניות התגמול וסוגיות שונות בנושאים הכלולים במדיניות התגמול המוצעת, לרבות חלופות שונות לקביעת מנגנוני התגמול. הצעת החלטה לאישור מדיניות התגמול שגובשה הובאה בפני האסיפה הכללית ונדחתה (לפרטים ראו דו"ח הזימון מיום 21.1.2016). השותפות תבחן את האפשרויות העומדות בפניה בעניין מדיניות התגמול.

#### (ט) 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 ציות, הוכנו ו/או רועננו נהלים קיימים ומונה ממונה על האכיפה הפנימית.

#### 4. הוראות 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 ביאור 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) הקשר בין התגמולים שניתנו לפי תקנה 21 לבין תרומת מקבל התגמולים לתאגיד

לפרטים בדבר מדיניות התגמול שנדחתה על ידי אסיפת בעלי היחידות ראו בסעיף 3(ח) לעיל. דירקטוריון השותף הכללי בחן את תנאי התגמול של השותף הכללי ונושאי המשרה הבכירה בשותפות כמפורט בתקנה 21 בפרק הרביעי לדוח התקופתי יצוין כי תנאי התגמול של השותף הכללי נקבעו במסגרת הסכם השותפות המוגבלת ועודכנו מספר פעמים באישור אסיפת בעלי היחידות. כמו כן לפרטים על מתווה ההסדר לפיו, בין היתר, יופחתו שיעורי התמלוג להם זכאי השותף הכללי ראו בסעיף 1(ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן.

בישיבתו מיום 30 במרץ 2016 דירקטוריון השותף הכללי סקר את הסכמי השכר של נושאי המשרה הבכירים בתאגיד המנכ"ל אבי מעוז, מנהל הכספים אביעד אודיש, מנהל החיפושים לשעבר ולדימיר שטיינגולץ וסמנכ"ל האדמיניסטרציה והלוגיסטיקה דרור בורדר וקבע כי בהתחשב במכלול הנסיבות, המשימות המורכבות המוטלות עליהם והמאמצים שהשקיעו, הסכמתם להשיית תשלומים גובה 15% ממשכורתם עד לשיפור במצב השותפות ולאחר שנעשתה השוואה לתנאי השכר להם זוכים נושאי משרה בכירה בחברות ציבוריות הרי שהסכומים המשולמים להם הינם הוגנים וסבירים. הדירקטוריון בחן את תנאי הכהונה והתגמול של נושאי המשרה המפורטים בפרק ד' לדוח התקופתי כמפורט בתקנה 21, ואת היקף עבודתו ותרומתו של כל אחד מהם לפעילות השותפות בשנת הדיווח. לצורך הדיון הובאו בפני הדירקטוריון מבעוד מועד הנתונים הרלבנטיים ביחס לתנאי העסקתם של נושאי המשרה והוצגו בפניהם נתונים השוואתיים והמתייחסים לתגמול נושאי משרה בתפקידים דומים בחברות מדגם חלקן בעלות שווי שוק מתחת לשווי השוק של השותפות וחלקן בעלות שווי שוק מעל לשווי השוק של השותפות. הדירקטוריון בחן את תנאי התגמול לגבי כל אחד מנושאי המשרה של השותפות, המופיעים בתקנה 21, קבע את המידע והקריטריונים הנדרשים לבחינה, ועל בסיסם, את הקשר בין סכומי התגמולים לבין פעילות ותרומתו של כל אחד מנושאי המשרה הנ"ל לחברה, בתקופת הדו"ח. להערכת הדירקטוריון, התגמול לכל אחד מנושאי המשרה המפורטים בתקנה 21 משקף את תרומת נושא המשרה לשותפות כמפורט להלן:

#### מר אביגדור מעוז

מכהן החל מיום 16.12.2014 כמנכ"ל השותפות. במסגרת בחינת התגמולים נבדקו תנאי העסקתו, תפקידו ואחריותו, הרקע ההיסטורי לתנאי התגמול, תפקידו ותחומי אחריותו, תרומתו לשותפות כיועץ עד למינויו כמנכ"ל, מעמדו, נסיונו, כישוריו הרלבנטיים וכן תנאי העסקה של בעלי תפקידים דומים בחברות בשווי שוק דומה. בהתבסס על המידע והקריטריונים המפורטים לעיל ואשר נקבעו על ידי הדירקטוריון, קבע הדירקטוריון כדלקמן:

למר מעוז ניסיון ניהולי מתקופת כהונתו כמנכ"ל משרד הפנים ומשרד הבינוי והשיכון, מפעילותו העסקית בין היתר כיועץ לשותפות, בתפקידו כדירקטור, כיועץ וכיזם במספר חברות והניסיון שצבר בשלל התפקידים שמילא וכן מערכת יחסים טובה עם הדירקטורים בשותף הכללי וכישורים, מומחיות, בקיאות רבה וידע רב בענייניה של השותפות. הדירקטוריון דן ביכולתו של מר מעוז לסייע לשותפות להשגת יעדיה בשים לב לפעילותה הדינאמית ורווית האתגרים.

התגמול של מר מעוז מורכב משכר בסיס בסכום קבוע וסביר עבור תפקיד ב- 80% משרה (לאור היקף שעות העבודה שנאלץ המנכ"ל להשקיע בניהול ענייני השותפות קיבל דירקטוריון השותף הכללי ביום 18.8.2015 החלטה להעלות את



אחוז המשרה של המנכ"ל ל-90% עם העלאה בהתאם של משכורתו. החלטה זו אושרה ברמה העקרונית וטרם יושמה. בכוונת השותפות לבחון את מסלול האישור הנדרש על פי חוק (ככל שידרש) ליישומה, רכב צמוד, הפרשה לקרן השתלמות ממלוא שכר הבסיס והטבות מקובלות אחרות ברמת מנכ"לים.

כמו כן זכאי מר מעוז לבונוס שנתי-בסכום עליו יחליט הדירקטוריון ולבונוס שנתי בגין הגידול בהפקה או בגין חלוקות רווחים לבעלי היחידות- של 3% (שלושה אחוזים), מחלקה של השותפות, מהפקת הנפט מכלל בארות הנפט בשדה מגד מעבר להפקה של 180,000 (מאה ושמונים אלף) חביות נפט בשנה. בנוסף יהיה מר מעוז זכאי לבונוס שנתי של 3% (שלושה אחוזים) מסך הכספים שתחלק השותפות כחלוקת רווחים לבעלי היחידות בכל שנה. הבונוס השנתי המצטבר לכל שנה קלנדארית לא יעלה על סך של 275,000 דולר בשנת העבודה הראשונה, על סך של 350,000 דולר בשנת העבודה השנייה, על סך של 425,000 דולר לשנת העבודה השלישית והרביעית ועל סך של 550,000 דולר לשנת העבודה החמישית ואילך. בנוסף מר מעוז יהיה זכאי לדמי הסתגלות בגובה משכורת חודש אחד ובלבד שעבד לפחות שישה חודשים, בגובה 2 משכורות חודשיות ובלבד שעבד לפחות שנה, בגובה 3 משכורות חודשיות ובלבד שעבד לפחות שנתיים, בגובה 5 משכורות חודשיות ובלבד שעבד לפחות שלוש שנים ואילך.

בתמורה לכהונתו של מר מעוז גם כנכ"ל השותף הכללי העניק לו דירקטוריון השותף הכללי 1% מכל הכספים (נטו) או מכל טובת הנאה חומרית אחרת (נטו) שתצטבר לזכות השותף הכללי מההפקה של הידרוקרבונים משטחי החזקה. הדירקטוריון בדיעה כי המענק מגביר את תחושת ההזדהות עם השותפות, מטרותיה והצלחתה העסקית. על בסיס כל האמור לעיל, בהתחשב במנגנוני התגמול לנושאי משרה בתפקידים דומים, ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון התגמול הינו הוגן וסביר.

לפרטים על המחלוקות בין הדירקטורים לגבי שכר המנכ"ל ראו סעיף 3.4.14 בדו"ח הזימון מיום 21.1.2016.

#### מר אביעד אודיש

כיהן כחשב השותפות החל משנת 2011 וביום 3.2.2015 מונה לתפקיד מנהל הכספים של השותפות. לתנאי התגמול החל ממועד המינוי ראה תקנה 21 בפרק ד' להלן. 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 אחראי אביעד אודיש על הניהול הפיננסי, החשבונאי של השותפות ועל דיווחיה כספיים. אביעד אודיש בעל ניסיון הן מתקופת עבודתו בשותפות והן בתפקידו כרו"ח במשרד פרטי, 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 קבוע וסביר, רכב צמוד וממענק 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, 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.

#### מר וולדימר שטיינגולץ

כיהן (עד ליום 23.2.2016) כ- EXPLORATION MANAGER והגיאולוג הראשי של השותפות החל מחודש דצמבר 2011. לתנאי התגמול בשנת הדיווח ראה תקנה 21 בפרק ד' להלן. 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:

כגיאולוג הראשי של השותפות אחראי וולדימיר שטיינגולץ על הפעילות השוטפת של הקידוחים הקיימים וכן בתכנון הקידוחים העתידיים של השותפות כחלק ממערך הפיתוח של שדה מגד. וולדימיר שטיינגולץ בעל ניסיון רב שנים, ידע וכישורים בתחום העסקות, ההולמים את מעמדו. הדירקטוריון דן בתרומתו של מר שטיינגולץ למכלול התחום הגאולוגי בשותפות. התגמול מורכב משכר בסיס בסכום קבוע וסביר, רכב צמוד וממענק 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, 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 שטיינגולץ לשותפות בשנת הדיווח ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון, התגמול הינו הוגן וסביר.

בשל מצבה הכספי השותפות נאלצה לסיים את עבודתו של מר שטיינגולץ בחודש פברואר 2016. במסגרת הסכם הפרישה שנחתם עם מר שטיינגולץ נקבע כי מר שטיינגולץ יהיה זכאי בנוסף לפיצויים כדין זכויות לתשלום בגין תקופת הודעה מוקדמת של 90 יום כקבוע בהסכם העסקות, לבונוס בסך 134 אלף ש"ח (המשקף 4 משכורות) בגין שלושת הקידוחים הבאים ורק לאחר שתבוצע בהם הפקה מעל 90 יום וכן לבונוס מיוחד נוסף בגובה 201 אלפי ש"ח מהבאר הראשונה שתגיע להפקה כאמור.

#### מר דרור ברודר

מכהן כמנהל לוגיסטיקה ואדמיניסטרציה של השותפות החל מחודש דצמבר 2011. לתנאי התגמול בשנת הדיווח ראה תקנה 21 בפרק ד' להלן. במסגרת בחינת התגמולים נבדקו תנאי העסקות, 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 לוגיסטיקה ואדמיניסטרציה. של השותפות אחראי דרור ברודר על הפעילות השוטפת של תחזוקת הקידוחים הקיימים וכן על ההיערכות הברוקרטית הנדרשת לשם קבלת אישורים נוספים לקידוחים הבאים ולתוכניות השותפות להמשך פיתוח שדה מגד.

דרור ברודר בעל ניסיון רב שנים, ידע וכישורים בתחום העסקות, ההולמים את מעמדו. הדירקטוריון דן בתרומתו של מר ברודר למכלול התחום הלוגיסטי ואדמיניסטרטיבי בשותפות.

התגמול מורכב משכר בסיס בסכום קבוע וסביר, רכב צמוד, וממענק 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, 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 ברודר לשותפות בשנת הדיווח ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון, התגמול הינו הוגן וסביר.

#### תשלומים לשותף הכללי

על פי הסכם השותפות המוגבלת, השותף הכללי זכאי לדמי מפעיל בשיעור של 7.5% מההוצאות בגין פעולות חיפוש נפט ולא פחות מסכום כולל של 22 אלפי דולר לחודש. השותף הכללי נתן את הסכמתו להפחתת השיעור של 7.5% ל- 4.5% מקידוח מגד 6 ואילך והצעת החלטה כאמור תובא לאסיפה הכללית הבאה שתכנס. כמו כן השותף הכללי החליט כי, בשלב זה, ונוכח אי הבהירות הקיימת בהסכם השותפות המוגבלת, דמי המפעיל שישולמו יועמדו על 22,000 דולר לחודש (במסגרת תוכנית הקיצוצים הוחלט על השהיית תשלום בסך של 15% מהתשלום החודשי לשותף הכללי. השהיית התשלומים תמשך מחודש ינואר 2016 ועד לחודש יוני 2016 או עד לשיפור במצב הפיננסי של השותפות. הכספים שיושוו יוחזרו לאחר שיהיה שיפור במצב הפיננסי של השותפות), לפרטים נוספים ראו בסעיף 10 בחלק הראשון לעיל. לפרטים על

מתווה ההסדר לפיו, בין היתר, יופחתו שיעורי התמלוג להם זכאי השותף הכללי ויבוטלו דמי המפעיל כאחוז מההוצאות עם מינוי מפעיל אחר לשותפות ראו בסעיף 1 (ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן.  
ביום 13.8.2014 קיבל דירקטוריון השותפות החלטה להשוות את שכר שלושת הדירקטורים (טוביה לוסקין, שמואל בקר ונגה בן דוד) כך שיהיה בגובה השכר העדכני שאותו מקבלים שמואל בקר ונגה בן דוד (4,667 דולר לחודש), טוביה לוסקין התנגד להחלטה וטען שההחלטה אינה חוקית ועומדת בניגוד להסכמים הקיימים. כמו כן בין הדירקטורים שמואל בקר ונגה בן דוד מצד אחד וטוביה לוסקין מצד שני קיימים חילוקי דעות לגבי עמידתם והתאמתם של סמכויות מסוימות שהוענקו למר טוביה לוסקין בתקנון השותף הכללי ובהסכמים בין בעלי המניות בשותף הכללי (לפרטים ראו דו"ח מיידי מיום 9.11.2015) בכללי הממשל התקין הנדרשים מתאגיד ציבורי, ומהשותפות לאור החוק לתיקון פקודת השותפויות מס' 5 (ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית).

**(ה) אירועים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי**

לפרטים בדבר אירועים לאחר תאריך המאזן ראו בביאור 26 בדו"חות הכספיים.

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

כ' באדר ב' התשע"ו  
30 במרץ 2016

אביגדור מעוז מנכ"ל	אמיר בן דוד דירקטור בשותף הכללי	שמואל בקר יו"ר הדירקטוריון
-----------------------	------------------------------------	-------------------------------

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוח שנתי 2015

חלק שלישי: דוחות כספיים



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

**דוחות כספיים ליום 31 בדצמבר 2015**

**תוכן העניינים**

**עמוד**

1	דוח רואה החשבון המבקר לשותפים – ביקורת דוחות כספיים שנתיים <b>דוחות כספיים:</b>
2	דוחות על המצב הכספי
3	דוחות על ההפסד והרווח הכולל אחר
4	דוחות על השינויים בהון השותפות (גרעון בהון)
5-6	דוחות על תזרימי המזומנים
7-44	ביאורים לדוחות הכספיים

---

---

**דוח רואי החשבון המבקרים לשותפים של גבעות עולם – שותפות מוגבלת (1993)**

ביקרנו את הדוח על המצב הכספי המצורף של גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות המוגבלת"), ליום 31 בדצמבר 2015 ואת הדוח על ההפסד והרווח הכולל האחר, השינויים בהון ותזרימי המזומנים לשנה שהסתיימה באותו תאריך. דוחות כספיים אלה הינם באחריות הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות המוגבלת. אחריותנו היא לחוות דעה על דוחות כספיים אלה בהתבסס על ביקורתנו.

הדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת ליום 31 בדצמבר 2014 ולשתי השנים בתקופה שהסתיימה באותו תאריך, בוקרו על ידי רואי חשבון מבקרים אחרים אשר דוח רואה החשבון המבקר שלהם מיום 30 במרץ 2015 כלל חוות דעת בלתי מסוייגת וכן הפניית תשומת לב לצורך להשיג מימון נוסף לביצוע כל הפעולות המתוכננות על ידי השותפות המוגבלת.

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, לרבות תקנים שנקבעו בתקנות רואי חשבון (דרך פעולתו של רואה חשבון), התשל"ג-1973. על פי תקנים אלה נדרש מאתנו לתכנן את הביקורת ולבצע במטרה להשיג מידה סבירה של ביטחון שאין בדוחות הכספיים הצגה מוטעית מהותית. ביקורת כוללת בדיקה מדגמית של ראיות התומכות בסכומים ובמידע שבדוחות הכספיים. ביקורת כוללת גם בחינה של כללי החשבונאות שישומו ושל האומדנים המשמעותיים שנעשו על ידי הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות המוגבלת וכן הערכת נאותות ההצגה בדוחות הכספיים בכללותה. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו.

לדעתנו, הדוחות הכספיים הנ"ל משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי של השותפות המוגבלת ליום 31 בדצמבר 2015 ואת תוצאות הפעולות, השינויים בגרעון בהון ותזרימי המזומנים שלה לשנה שהסתיימה באותו תאריך, בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS) והוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.

מבלי לסייג את חוות דעתנו הנ"ל אנו מפנים את תשומת הלב לאמור בביאור 3ג בדבר התראה בכתב, שנתקבלה ביום 7 בפברואר 2016, מהממונה על ענייני הנפט במשרד התשתיות הלאומיות, האנרגיה והמים לפיה נדרשת השותפות לבצע מבחן הפקה תוך 60 יום ממועד המכתב, אחרת תבוטל החזקה שבנדון. כמו כן, לאמור בביאור 1ה בדבר גרעון בהון ובהון החוזר של השותפות וההפסדים שנצברו בה. לצורך מימון הפעילות השוטפת ופרעון התחייבויותיה, וכן יישום תכניות העבודה בקשר עם החזקה, בהנחה כי הממונה יאריך את לוח הזמנים כאמור, השותפות נדרשת לגייס מקורות מימון נוספים. גיוסים אלה אינם מובטחים. גורמים אלה יחד עם גורמים נוספים המפורטים בביאורים הנ"ל מעוררים ספקות משמעותיים בדבר המשך קיומה של השותפות כ"עסק חיי". תכניות ההנהלה בקשר לעניינים הנ"ל מפורטות בביאורים 3ג ו-13. בדוחות הכספיים המוצגים לא נכללו כל ההתאמות לגבי ערכי הנכסים וההתחייבויות וסיווגם שיתכן ותהיינה דרושות אם השותפות לא תוכל להמשיך לפעול כ"עסק חיי".

תל אביב, 30 במרץ 2016

זיו האפט  
רואי חשבון

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

**דוחות על המצב הכספי (באלפי דולר)**

31.12.2014	31.12.2015	ביאור	
			<b>נכסים:</b>
			<b>נכסים שוטפים:</b>
1,076	884	4	מזומנים ושווי מזומנים
2,991	1,197	5	פקדונות בבנק לזמן קצר
786	-	6	מכשיר פיננסי נגזר
675	421		לקוחות
706	405	7	חייבים ויתרות חובה
*2,119	2,004	8	מלאי
<u>8,353</u>	<u>4,911</u>		
			<b>נכסים שאינם שוטפים:</b>
1,046	2,343	9	פקדונות בבנק לזמן ארוך
-	424	10	הלוואה לזמן ארוך לצד קשור
*13,162	11,862	11	נכסי נפט וגז
<u>14,208</u>	<u>14,629</u>		
<u>22,561</u>	<u>19,540</u>		
			<b>סך הנכסים</b>
			<b>התחייבויות בניכוי גרעון בהון</b>
			<b>התחייבויות שוטפות:</b>
2,681	-	12	חלויות שוטפות של תעודות התחייבות
-	2,350	13	חלויות שוטפות של הלוואות לזמן ארוך מצדדים קשורים
1,435	1,088	14	ספקים ונותני שירותים
1,698	1,252	15	זכאים ויתרות זכות
839	877	2א16	דמי מפעיל לשותף הכללי
<u>6,653</u>	<u>5,567</u>		
			<b>התחייבויות שאינן שוטפות:</b>
14,255	15,839	1א16	התחייבות בגין תמלוגים לשותף הכללי
2,092	-	12	תעודות התחייבות
-	3,201	13	הלוואות לזמן ארוך מצדדים קשורים
219	128	17	התחייבויות בגין הטבות לעובדים, נטו
321	456	י2	הפרשות
<u>16,887</u>	<u>19,624</u>		
<u>23,540</u>	<u>25,191</u>		
			<b>סך התחייבויות</b>
		18	<b>גרעון בהון:</b>
84,314	84,314		הון השותפות
(93)	(93)		קרן הון מהפרשי תרגום
(85,200)	(89,872)		הפסד נצבר
<u>(979)</u>	<u>(5,651)</u>		
<u>22,561</u>	<u>19,540</u>		
			<b>סך התחייבויות בניכוי גרעון בהון</b>

\*סווג מחדש (ראה ביאור 2 יח).

הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

30 במרץ 2016

אביגדור מעוז מנכ"ל	שמואל בקר יו"ר דירקטוריון	אביעד אודיש מנהל כספים
-----------------------	------------------------------	---------------------------

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

**דוחות על ההפסד והרווח הכולל האחר (באלפי דולר למעט נתוני הפסד ליחידות השתתפות)**

לשנה שהסתיימה ביום			ביאור	
31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015		
21,608	13,500	7,891		הכנסות ממכירת נפט
(2,232)	(1,842)	(939)		בניכוי תמלוגים למדינה
(3,717)	(3,034)	(1,584)	1א16	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
15,659	8,624	5,368		הכנסות נטו
<b>עלויות והוצאות:</b>				
3,869	2,621	2,379	א22	עלות הפקה ואחסנת נפט
*1,206	*1,122	1,260		פחת והפחתות נכסי נפט
*20,727	*13,835	3,766	ב22	הוצאות חיפושי נפט וגז
1,726	2,087	1,565	ג22	הוצאות הנהלה וכלליות
(148)	(471)	18		הוצאות (הכנסות) אחרות, נטו
27,380	19,194	8,988		
(11,721)	(10,570)	(3,620)		הפסד מפעולות
152	653	283	ד22	הכנסות מימון
(125)	(738)	(1,374)	ד22	הוצאות מימון
27	(85)	(1,091)		הכנסות (הוצאות) מימון, נטו
(11,694)	(10,655)	(4,711)		<b>הפסד לשנה</b>
<b>רווח כולל אחר:</b>				
<b>סעיף אשר לא יסווג מחדש לרווח או הפסד:</b>				
11	22	49		מדידות מחדש של התחייבויות בשל סיום יחסי עובד מעביד, נטו
11	22	49		<b>סך רווח כולל אחר</b>
(11,683)	(10,633)	(4,662)		<b>סך הפסד כולל לשנה</b>
(0.0011)	(0.0010)	(0.0004)	ה 22	הפסד בסיסי ליחידת השתתפות (בדולרים)
10,569,032	10,569,032	10,569,032		מספר יחידות ההשתתפות המשוקלל לצורך חישוב ההפסד ליחידת השתתפות (באלפים)

\*סווג מחדש (ראה ביאור 2יח).

הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.



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

**דוחות על השינויים בהון השותפות (גרעון בהון) (באלפי דולר)**

סך ההון	הפסד נצבר	קרן הון מהפרשי תרגום	השקעה בהון השותפות	
21,854	(62,352)	(93)	84,299	<b>יתרה ליום 1 בינואר 2013</b>
				<b>הפסד כולל:</b>
(11,694)	(11,694)	-	-	הפסד לשנה
11	11	-	-	רווח כולל אחר לשנה
(11,683)	(11,683)	-	-	סך הפסד כולל
(432)	(432)	-	-	תשלום מס על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות
9,739	(74,467)	(93)	84,299	<b>יתרה ליום 31 בדצמבר 2013</b>
				<b>הפסד כולל:</b>
(10,655)	(10,655)	-	-	הפסד לשנה
22	22	-	-	רווח כולל אחר לשנה
(10,633)	(10,633)	-	-	סך הפסד כולל
(100)	(100)	-	-	תשלום מס על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות
15	-	-	15	ביטול הפרשה על עמלות ממימוש אופציות
(979)	(85,200)	(93)	84,314	<b>יתרה ליום 31 בדצמבר 2014</b>
				<b>הפסד כולל:</b>
(4,711)	-	(4,711)	-	הפסד לשנה
49	-	49	-	רווח כולל אחר לשנה
(4,662)	-	(4,662)	-	סך הפסד כולל
(10)	-	(10)	-	תשלום מס על חשבון מחזיקי יחידות ההשתתפות
(5,651)	(93)	(89,872)	84,314	<b>יתרה ליום 31 בדצמבר 2015</b>

הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

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

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

**לשנה הסתיימה ביום**

<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2014</b>	<b>31.12.2015</b>
(6,933)*	(8,067)*	(147)
127	(671)	(399)
<u>(6,806)</u>	<u>(8,738)</u>	<u>(546)</u>
5,202	(2,105)	(1,284)
-	-	49
(3,563)*	(2,107)	(42)*
-	-	(424)
-	1,912	1,782
<u>1,639</u>	<u>(2,300)</u>	<u>81</u>
-	7,072	-
-	-	6,222
-	(1,241)	(5,629)
-	-	(320)
-	15	-
-	5,846	273
<u>(5,167)</u>	<u>(5,192)</u>	<u>(192)</u>
11,435	6,268	1,076
<u>6,268</u>	<u>1,076</u>	<u>884</u>

**תזרימי מזומנים מפעילויות שוטפות:**

מזומנים נטו ששימשו לפעולות

(ראה נספח א')

ריבית שהתקבלה (ששולמה), נטו

**מזומנים נטו ששימשו לפעילות שוטפת**

**תזרימי מזומנים מפעילויות השקעה:**

פרעון (הפקדה) של פקדונות בתאגידיים בנקאיים, נטו

תמורה ממכירות רכוש קבוע

השקעה בבכסי נפט וגז

מתן הלוואה לצד קשור

שחרור פקדון לטובת פרעון הלוואה

**מזומנים נטו שנבעו מפעילות השקעה**

**(ששימשו לפעילות השקעה)**

**תזרימי מזומנים מפעילויות מימון:**

הנפקת תעודות התחייבות

קבלת הלוואה לזמן ארוך מצד קשור

פרעון תעודות התחייבות

פרעון הלוואה לזמן קצר מצד קשור

תקבול מממוש אופציות בשנים שעברו

**מזומנים נטו שנבעו מפעילות מימון**

**קיטון במזומנים ושווי מזומנים**

**יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה**

**יתרת מזומנים ושווי מזומנים לגמר השנה**

\*סווג מחדש (ראה ביאור 2 יח).

הביאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

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

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

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

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015	
(11,694)	(10,655)	(4,711)	הפסד השנה
			התאמות בגין:
1,206	1,122	1,260	פחת והפחתות
3,717	3,034	1,584	הפרשה לתמלוגים לשותף הכללי
39	(28)	(42)	התחייבויות בשל סיום יחסי עובד-מעביד, נטו
309	12	135	הפרשות
-	671	399	הוצאות ריבית נטו
-	(756)	179	שינוי בשווי הוגן של מכשירים פיננסיים נגזרים
-	(761)	19	הכנסות מהפרשי שער
			הפסד מפדיון מוקדם של תעודות
-	-	166	התחייבות
(14)	-	32	הפסד (רווח) הון
5,257	3,294	3,732	
			שינויים בסעיפי רכוש והתחייבות:
-	-	825	תמורה ממימוש מכשיר פיננסי נגזר
-	(192)	(139)	רכישת מכשיר פיננסי נגזר
(1,732)	1,057	254	קיטון (גידול) ביתרת לקוחות
(2,036)	2,114	542	קיטון (גידול) ביתרת חייבים ויתרות חובה
2,190	(3,494)	(347)	גידול (קיטון) ביתרת ספקים ונותני שירותים
(148)	(379)	(456)	קיטון ביתרת זכאים ויתרות זכות
515	299	38	גידול בדמי מפעיל לשותף הכללי
*715	*(111)	115	קיטון (גידול) במלאי נפט וחומרים
(496)	(706)	832	
(6,933)	(8,067)	(147)	<b>מזומנים נטו ששימשו לפעולות</b>

\*סווג מחדש (ראה ביאור 2 יח להלן)

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). ההסכם תוקן מעת לעת (התיקון האחרון נעשה ביום 17 בספטמבר 2007). 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 השקד 9 שוהם.
- ג.** בידי הנאמן והשותף המוגבל זכויות שונות בשותפות המוגבלת, מכח הסכם נאמנות, והוא משמש כנאמן בגין זכויות אלה עבור בעלי יחידות ההשתתפות וזאת תחת פקוחו של המפקח עו"ד דוד איידלברג - הכל בהתאם לתנאי הסכם הנאמנות.
- ד.** השותפות פועלת במגזר פעילות אחד - הפקת נפט וחיפושי נפט וגו במסגרת זכויות ברשיונות חיפושי נפט וגו. ענף חיפושי הנפט והגז מתאפיין בחוסר ודאות לגבי היקף המאגרים, קשיי הפקה ומחירי הנפט והגז.
- ה.** כפי שמשקף בדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2015, ההפסד הנצבר של השותפות מסתכם לסך של כ- 89,872 אלפי דולר, וההפסד לשנת 2015 מסתכם לסך של כ- 4,711 אלפי דולר. כמו כן, לשותפות גרעון בהון החוזר בסך 656 אלפי דולר וגרעון בהון בסך 5,651 אלפי דולר. 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 2015, ובהתחשב בלוח הסילוקין העתידי של ההלוואה מנאות דקלים (צד קשור), אין ביכולת השותפות לפרוע את כל תשלומי ההלוואה העתידיים.
- גורמים אלו מעוררים ספק באשר ליכולת השותפות להמשיך ולפעול כעסק חי. בדוחות הכספיים לא נכללו כל התאמות לגבי ערכי הנכסים וההתחייבויות וסיווגם, שייתכן ותהיינה דרושות אם השותפות לא תוכל להמשיך ולפעול כעסק חי.
- 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	99% (ראה גם ביאור 16ה)

\* לפרטים לגבי רישיון מכבי ראה ביאור 16 ו2).

- ז.** השותף הכללי נערך לגיוס הון הנדרש לצורך ביצוע מבחני הפקה בקידוח מגד 6 בדרך של קבלת הלוואה בסך מיליון דולר מהשותף הכללי וכן הלוואה נוספת של מיליון דולר מגורם פרטי (נכון למועד פרסום הדוח הלוואה זו טרם התקבלה) על מנת להביא את קידוח מגד 6 להפקה מסחרית ולביצוע קידוח מגד 8 (לפרטים נוספים ראה ביאור 3). לאור העובדה שגיוס המימון הנדרש לביצוע קידוח מגד 8 אינו מובטח, לא ניתן להבטיח את ביצוע תוכניתיה של השותפות. לפרטים על גיוס הון בדרך של קבלת הלוואה מחברה בבעלות חלק מבעלי השליטה בשותף הכללי ראה ביאור 13.
- ח.** ביום 28 בדצמבר 2014 הושעה המסחר ביחידות ההשתתפות של השותפות בשל עילת 1 אגורה (לאחר שנסחרה במשך 15 ימים במחיר של 1 אגורה).

**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 למעט לגבי נכסים והתחייבויות אשר נמדדים בשווי הוגן.
- ג. מטבע הפעילות ומטבע ההצהרה:**
- 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 כאשר כל הערכים עוגלו לאלף הקרוב, אלא אם צוין אחרת. ראה פסקה ה להלן.
- 2.** מטבע ההצהרה: הדוחות הכספיים של השותפות מוצגים במטבע הדולר של ארה"ב.
- ד. תקופת המחזור התפעולי:**
- ה. תקופת המחזור התפעולי של השותפות הינה שנה. עסקאות במטבע חוץ:**  
עסקה הנקובה במטבע חוץ נרשמה, בעת ההכרה לראשונה, במטבע הפעילות, תוך שימוש בשער החליפין המידי בין מטבע הפעילות לבין מטבע החוץ במועד העסקה.  
בסוף כל תקופת דיווח:
- פריטים כספיים במטבע חוץ תורגמו תוך שימוש בשער החליפין לסוף תקופת הדיווח;
  - פריטים לא כספיים שנמדדים בעלות היסטורית במטבע חוץ תורגמו תוך שימוש בשער החליפין במועד העסקה;
- הפרשי שער הנובעים מסילוק של פריטים כספיים, או הנובעים מתרגום של פריטים כספיים לפי שערי חליפין שונים מאלה ששימשו לתרגום בעת ההכרה לראשונה במהלך התקופה, או מאלה ששימשו לתרגום בדוחות כספיים קודמים, יוכרו ברווח או הפסד בתקופה בה נבעו.
- ו. שווי מזומנים:**  
כשווי מזומנים נחשבות השקעות לזמן קצר ברמת נזילות גבוהה הכוללות, בין היתר, פקדונות לזמן קצר שהופקדו בבנקים ושאינם מוגבלים בשימוש ושאינם משועבדים, אשר ניתנות להמרה בנקל לסכומים ידועים של מזומנים ואשר חשופות לסיכון בלתי משמעותי של שינויים בשווי, אשר התקופה לפרעון הינה עד שלושה חודשים ממועד ההשקעה.
- ז. פקדונות לזמן קצר:**  
פקדונות בתאגידים בנקאיים לזמן קצר שתקופתם המקורית עולה על שלושה חודשים אך קצרה משנה במועד ההשקעה. הפקדונות מוצגים בהתאם לתנאי הפקדתם.

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

**ח. מכשירים פיננסיים:**

**1. נכסים פיננסיים:**

נכס פיננסי מוכר כאשר השותפות הפכה לצד להוראות החוזיות של המכשיר. נכסים פיננסיים בתחולת IAS 39 מוכרים במועד ההכרה הראשונית לפי שווי הוגן ובתוספת עלויות עסקה ישירות, למעט לגבי נכסים פיננסיים הנמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד, אשר לגביהם עלויות עסקה נזקפות לרווח או הפסד.

לאחר ההכרה הראשונית, הטיפול החשבונאי בנכסים פיננסיים מבוסס על סיווגם כמפורט להלן:

**א) נכסים פיננסיים הנמדדים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד:**

בקבוצה זו נכללים נכסים פיננסיים המוחזקים למסחר ונכסים פיננסיים אשר יועדו עם ההכרה הראשונית בהם להיות מוצגים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

נגזרים משובצים מופרדים מהחווה המארח ומטופלים בנפרד אם:

**1) אין קשר הדוק בין המאפיינים הכלכליים והסיכונים של החווה המארח ושל הנגזר המשובץ;**

**2) מכשיר נפרד בעל אותם תנאים כשל הנגזר המשובץ היה עומד בהגדרת נגזר, ו-**

**3) המכשיר המשולב אינו נמדד בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.**

השותפות בוחנת את קיומו של נגזר משובץ והצורך בהפרדתו במועד בו התקיימו, בין היתר, כל התנאים המתלים להיות צד להתקשרות. הערכה מחדש של הצורך בהפרדת נגזר משובץ נעשית רק כאשר יש שינוי בתנאי ההתקשרות המשפיע באופן משמעותי על תזרימי המזומנים מההתקשרות.

**ב) הלוואות וחייבים:**

הלוואות וחייבים הינן השקעות המוחזרות בתשלומים קבועים או הניתנים לקביעה שאינן נסחרות בשוק פעיל. לאחר ההכרה הראשונית, הלוואות וחייבים מוצגים על פי תנאיהם, תוך שימוש בשיטת הריבית האפקטיבית, ובניכוי הפרשה לירידת ערך.

**2. התחייבויות פיננסיות:**

התחייבויות פיננסיות מוכרות לראשונה בשווי הוגן כאשר השותפות הפכה 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 מבוסס על סיווגם כמפורט להלן:

**התחייבויות פיננסיות בעלות מופחתת:**

לאחר ההכרה לראשונה, התחייבויות אלה, כדוגמת תעודות התחייבות, נמדדות בעלותן המופחתת בהתאם לשיטת הריבית האפקטיבית.

ביאור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ח. מכשירים פיננסיים (המשך):

3. קיזוז מכשירים פיננסיים:

נכסים פיננסיים והתחייבויות פיננסיות מקוזזים והסכום נטו מוצג בדוח על המצב הכספי אם קיימת זכות שניתנת לאכיפה משפטית לקזז את הסכומים שהוכרו, וכן קיימת כוונה לסלק את הנכס ואת ההתחייבות על בסיס נטו או לממש את הנכס ולסלק את ההתחייבות במקביל.

4. גריעת מכשירים פיננסיים:

א) נכסים פיננסיים:

נכס פיננסי נגרע כאשר פקעו הזכויות החוזיות לקבלת תזרימי המזומנים מהנכס הפיננסי, או כאשר השותפות העבירה את הזכויות החוזיות לקבלת תזרימי המזומנים מהנכס הפיננסי או כאשר נטלה על עצמה מחויבות לשלם את תזרימי המזומנים שהתקבלו במלואם לצד השלישי, ללא עיכוב משמעותי.

בנוסף כאשר העבירה באופן ממשי את כל הסיכונים וההטבות הקשורים לנכס, או לא העבירה ואף לא הותירה באופן ממשי את כל הסיכונים וההטבות הקשורים לנכס אך העבירה את השליטה על הנכס.

בעת גריעת נכס זמין למכירה, מסווגת קרן ההון בגין אותו הנכס שהוכרה קודם לכן ברווח כולל אחר לרווח או הפסד בגין סיווג מחדש.

ב) התחייבויות פיננסיות:

התחייבות פיננסית נגרעת כאשר היא מסולקת, דהיינו ההתחייבות נפרעה, בוטלה או פקעה. התחייבות פיננסית מסולקת כאשר החייב (השותפות) פורע את ההתחייבות על ידי תשלום במזומן, בנכסים פיננסיים אחרים, בסחורות או שירותים, או משוחרר משפטית מההתחייבות.

5. ירידת ערך נכסים פיננסיים:

השותפות בוחנת בכל תאריך דיווח האם קיימת ראייה אובייקטיבית לירידת ערך נכס פיננסי או קבוצה של נכסים פיננסיים המוצגים בעלות מופחתת. ראייה אובייקטיבית לירידת ערך קיימת כאשר אירוע אחד או יותר השפיעו באופן שלילי על אומדן תזרימי המזומנים העתידיים מהנכס לאחר מועד ההכרה. עבור השקעה במכשיר הוני, ראייה אובייקטיבית לירידת ערך כוללת גם ירידה משמעותית (תוך התחשבות בסטיית התקן של המכשיר הספציפי) או מתמשכת בשווי ההוגן של ההשקעה מתחת לעלותה המקורית.

במידה וקיימת ראייה אובייקטיבית כאמור, הטיפול כלהלן:

ירידת ערך של נכסים פיננסיים המוצגים בעלות מופחתת -

סכום ההפסד הנזקף לרווח או הפסד נמדד כהפרש בין יתרת הנכס בדוחות הכספיים לבין הערך הנוכחי של אומדן תזרימי המזומנים העתידיים מהנכס (שאינם כוללים הפסדי אשראי עתידיים שטרם התהוו), המהוונים בהתאם לשיעור הריבית האפקטיבית המקורית של הנכס הפיננסי. סכום ההפסד מוכר בדוח על הרווח הכולל. אם הנכס הפיננסי נושא ריבית משתנה, ההיוון נעשה בהתאם לשיעור הריבית האפקטיבית הנוכחית. בתקופות עוקבות הפסד מירידת ערך מבוטל כאשר ניתן לייחס באופן אובייקטיבי את השבת ערכו של הנכס לאירוע שהתרחש לאחר ההכרה בהפסד. ביטול כאמור נזקף לרווח או הפסד עד לגובה ההפסד שהוכר.

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

**ט. מכשירים פיננסיים נגזרים:**

השותפות מבצעת לעתים התקשרויות במכשירים פיננסיים נגזרים כגון חוזי אקדמה (Forward) כדי להגן על עצמה מפני הסיכונים הכרוכים בתנודות מחירי הנפט. נגזרים פיננסיים אלה מוכרים לראשונה לפי השווי ההוגן. לאחר ההכרה הראשונית הנגזרים הפיננסיים נמדדים לפי שווי הוגן. רווחים או הפסדים הנובעים משינויים בשווי ההוגן של נגזרים שאינם משמשים למטרות גידור נזקפים מיידית לרווח או הפסד.

**י. הפרשות:**

הפרשה בהתאם ל- IAS 37 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, ההחזר יוכר כנכס נפרד, רק במועד בו קיימת וודאות למעשה לקבלת הנכס. בספרי השותפות נרשמה מחויבות לסילוק נכסים.

השותפות מכירה בהתחייבות בגין חלקה במחויבות לסילוק נכסים בתום תקופת השימוש בהם. ההתחייבות נמדדת לראשונה בערכה הנוכחי, וההוצאות הנובעות משערוך ערכה הנוכחי, בעקבות חלוף הזמן נזקפות לרווח או הפסד.

**יא. הכרה בהכנסה:**

הכנסות מוכרות ברווח או הפסד כאשר הן ניתנות למדידה באופן מהימן, צפוי שההטבות הכלכליות הקשורות לעסקה יזרמו לשותפות וכן העלויות שהתהוו או יתהוו בגין העסקה ניתנות למדידה באופן מהימן. ההכנסות נמדדות על פי שווי ההוגן של התמורה בעסקה בניכוי הנחות מסחריות והחזרות. הכנסות ממכירת נפט מוכרות בעת קבלת הנפט על ידי הלקוח. הכנסות השותפות כוללות רק תזרים חיובי ברוטו של הטבות כלכליות שמקבלת השותפות, או זכאית לקבל בעבור עצמה.



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

**יב. הוצאות חיפושי נפט וגז ונכסי נפט וגז:**

1. הוצאות חיפושי נפט וגז נזקפות לרווח או הפסד עם התהוותן. במקרים בהם הוכח לגבי בארות כי הן מסחריות, הוצאות הקידוח והפיתוח הוונו החל ממועד קביעת הבאר כמסחרית ונזקפות לסעיף "נכסי נפט וגז" בדוח על המצב הכספי. נכסי נפט וגז מוצגים לפי עלות כולל גם את 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 יד להלן.

2. ציוד ומתקנים:

הרכוש מוכר לראשונה לפי עלות, לרבות עלויות שניתן ליחסן במישרין לרכישת הרכוש ולהתאמתו למיקום והמצב הדרושים לפעולתו באופן שהתכוונה ההנהלה. העלות של פריט רכוש היא הסכום השווה ערך למחיר במזומן במועד ההכרה. בתקופות שלאחר ההכרה הראשונה, הרכוש מוצג לפי העלות בניכוי פחת נצבר ובמידת הצורך, בניכוי הפרשה לירידת ערך. הוצאות הפחת לכל התקופה מוכרות ברווח או הפסד. הפחת מחושב לפי "שיטת הקו הישר" המשקפת את הדפוס הצפוי לצריכת ההטבות הכלכליות העתידיות מהנכס. ערך השייר, שיטת הפחת ואורך החיים השימושיים של נכסי רכוש נבחנים לפחות בכל שנת כספים. שינויים כלשהם מטופלים כשינוי אומדן חשבונאי בדרך של מכאן והלאה. לגבי בחינת ירידת ערך של רכוש, ראה סעיף יד להלן. הפחתת עלותם או ערכם בספרים של הנכסים לערך השייר שלהם מחושבת על פני אומדן אורך החיים השימושיים שלהם, בשיעורים שנתיים.

**יג. מלאי:**

המלאי כולל מלאי חלפים וחומרים המיועד לצורך פעילות קידוחים 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. בנוסף, יתרת המלאי כוללת מלאי נפט שטרם נמכר. ערכו בספרים של מלאי הנפט מחושב לפי עלות הפקה או שווי מימוש נטו, כנמוך.

**יד. ירידת ערך נכסים לא פיננסיים:**

השותפות בוחנת בהתאם לכללים שנקבעו בתקן דיווח IAS36 את הצורך בירידת ערך נכסים לא פיננסיים כאשר ישנים סממנים כתוצאה מאירועים או שינויים בנסיבות המצביעים על כך שהיתרה בדוחות הכספיים אינה בר-השבה.

במקרים בהם היתרה בדוחות הכספיים של הנכסים הלא פיננסיים עולה על הסכום בר-ההשבה שלהם, מופחתים הנכסים לסכום בר-ההשבה שלהם. הסכום בר-ההשבה הינו הגבוה מבין שווי הוגן בניכוי עלויות למכירה ושווי שימוש. בהערכת שווי השימוש מהוונים תזרימי המזומנים הצפויים לפי שיעור ניכיון לפני מס המשקף את הסיכונים הספציפיים לכל נכס. בגין נכס שאינו מייצר תזרימי מזומנים עצמאיים נקבע הסכום בר-ההשבה עבור היחידה מניבת המזומנים שאליה שייך הנכס.

לצורך בחינת ירידת ערך, יחידה מניבה מזומנים הינה בדרך כלל המאגר הבודד למעט במקרים בהם שני מאגרים או יותר מקובצים ליחידה מניבה מזומנים אחת וזאת, בין היתר, לאור קיומה של תלות בתזרימי המזומנים החיובים הנובעים מהמאגרים והשימוש המשותף בתשתיות. הפסדים מירידת ערך נזקפים לרווח או הפסד.

הקריטריונים הייחודיים להלן מיושמים בבחינת ירידת ערך של נכסי נפט וגז:

נכסי נפט וגז נבחנים לירידת ערך כאשר עובדות ונסיבות עשויות להעיד על כך שערכם בספרים עולה על סכום בר ההשבה המיוחס להם. ערך בר ההשבה של נכסי נפט וגז, בהתאם להערכות שווי כלכליות הכוללות שימוש בטכניקות הערכה והנחות לגבי אומדנים של תזרימי מזומנים עתידיים הצפויים מהנכס ואומדן שיעור היוון מתאים לתזרימי מזומנים אלה.

במדידת הערך בר ההשבה של נכסי נפט וגז נדרשת הנהלת השותף הכללי בשותפות להשתמש בהנחות מסוימות לגבי עלויות והשקעות צפויות, סבירות קיומן של תכניות פיתוח, כמויות המשאבים במאגר, מחירי המכירה הצפויים, השלכות חוק היטל רווחי נפט, קביעת שיעורי ההיוון וכיוצא בזה, על מנת להעריך את תזרימי המזומנים העתידיים מהנכסים. אם ניתן, השווי ההוגן נקבע בהתייחס לעסקאות שנעשו לאחרונה בנכסים בעלי אופי ומיקום דומים לזה המוערך.

השותפות בוחנת בסוף כל תקופת דיווח האם קיימים סימנים המצביעים על ירידת ערך נכסים.

**טו. הנחות מפתח 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.

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

**טו. הנחות מפתח 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 שנותרו על פי הערכות.

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 ונבחנים מדי תקופה לצורך בחינת נאותות ההערכות הנ"ל.

תביעות - השותפות מכירה בהפרשות בגין תביעות כאשר קיימת מחויבות (משפטית או משתמעת) כתוצאה מאירועי העבר, צפוי שיידרש תזרים שלילי של משאבים המגלמים הטבות כלכליות כדי לסלקה וכן ניתן לערוך אומדן מהימן של סכום המחויבות. הסכום המוכר כהפרשה הינו האומדן הטוב ביותר של הוצאה הנדרשת לסילוק המחויבות הקיימת בתאריך הדוח על המצב הכספי. השותפות המוגבלת בוחנת כל תביעה שהוגשה ובעזרת יועציה המשפטיים מגיעה למסקנה על סמך ניסיון העבר שלה ושלהם האם יש להכיר בהפרשה בדוחות הכספיים.

הפחתת נכסי נפט וגז - נכסי נפט וגז מופחתים בהתבסס על קצב ניצול עתודות נפט שלפי הערכה ניתנת להפקה מהבאר האמורה. הערכת כמות עתודות הנפט בכל באר דורשת שימוש באומדנים שונים והשותפות המוגבלת נעזרת לשם כך בחוות דעת של מומחים רלוונטיים. ראה גם ביאור 3ה.

**טז. הפסד ליחידת השתתפות:**

הפסד ליחידת השתתפות חושב בהתאם להוראות תקן חשבונאות בינלאומי 33, הקובע, בין היתר, כי השותפות תחשב את סכומי ההפסד הבסיסי ליחידת השתתפות לגבי הפסד, המיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות וכן תחשב את סכומי ההפסד הבסיסי ליחידת השתתפות לגבי הפסד מפעולות נמשכות, המיוחס לבעלי יחידות השתתפות של השותפות, במידה שמוצג הפסד כזה.

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

**יז. הטבות לעובדים:**

1. התחייבויות בגין הטבות לעובדים לטווח קצר: הטבות לעובדים לטווח קצר כוללות משכורות, דמי הבראה, ימי מחלה והפקדות לביטוח לאומי, ומוכרות כהוצאות עם מתן השירותים. החברה מסווגת הטבה כהטבת עובד לטווח הקצר כאשר ההטבה חזויה להיות מסולקת במלואה לפני 12 חודשים מתום תקופת הדיווח השנתית בה העובדים מספקים את השירות המתייחס.

2. התחייבות בגין הטבות לעובדים לאחר סיום העסקה:

בהתאם לחוקי העבודה ולהסכמי העבודה בישראל ובהתאם לנוהג החברה, חייבת החברה בתשלום פיצויים לעובדים שיפוטרו, ובתנאים מסוימים לעובדים שיתפטרו או יפרשו מעבודתם. התחייבויות החברה לתשלום פיצויים לעובדי החברה בהתאם לסעיף 14 לחוק פיצויי פיטורין מטופלות כתוכנית להפקדה מוגדרת. החברה מכירה כהוצאה את הסכום שיש להפקיד במקביל לקבלת שירותי העבודה מהעובד.

התחייבויות החברה לתשלום פיצויים לעובדי החברה, שאינם בהתאם לסעיף 14 לחוק פיצויי פיטורין, מטופלות כתוכנית להטבה מוגדרת. ההתחייבות (הנכס) נטו בגין תכנית הטבה מוגדרת המוצגת בדוח על המצב הכספי הינה הערך הנוכחי של המחויבות בגין ההטבה המוגדרת לסוף תקופת הדיווח, בניכוי השווי ההוגן בסוף תקופת הדיווח של נכסי התכנית שמהם המחויבות תסולק במישרין.

**יח. סיווג מחדש:**

סיווג של ציוד שסווג כמלאי בסך של כ-3,364 אלפי דולר ושל ציוד הפקה שסווג כרכוש קבוע בסך של כ-4,092 אלפי דולר לנכסי נפט וגז, לרבות ההשפעות התוצאתיות של הסיווג כאמור.

**יט. השפעת תקני דיווח כספי בינלאומיים חדשים ותיקונים לתקנים בתקופה שלפני יישומם היכולים**

**להשפיע על הדוחות הכספיים בתקופה של היישום לראשונה:**

1. IFRS 15 (להלן - התקן) פורסם על ידי ה- IASB במאי, 2014:

התקן מחליף את IAS 18 הכנסות.

התקן מציג מודל בן חמישה שלבים שיחול על הכנסות הנובעות מחוזים עם לקוחות. התקן ייושם למפרע החל מהדוחות הכספיים לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2018 או לאחריו. אימוץ מוקדם אפשרי. להערכת השותפות, לתקן לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים.

2. IFRS 9 מכשירים פיננסיים:

בחודש יולי 2014 ה- IASB פירסם את הנוסח המלא והסופי של IFRS 9 - מכשירים פיננסיים, המחליף את IAS 39 - מכשירים פיננסיים: הכרה ומדידה.

התקן קובע כי בעת ההכרה לראשונה כל הנכסים הפיננסיים יימדדו בשווי הוגן. בתקופות עוקבות יש למדוד מכשירי חוב בעלות מופחתת רק אם מתקיימים שני התנאים המצטברים הבאים:

- הנכס מוחזק במסגרת מודל עסקי שמטרתו היא להחזיק בנכסים על מנת לגבות את תזרימי המזומנים החוזיים הנובעים מהם.

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

יח. השפעת תקני דיווח כספי בינלאומיים חדשים ותיקונים לתקנים בתקופה שלפני יישום היכולים להשפיע על הדוחות הכספיים בתקופה של היישום לראשונה (המשך):

2. IFRS 9 מכשירים פיננסיים (המשך):

- על פי התנאים החוזיים של הנכס הפיננסי, השותפות זכאית, במועדים מסויימים, לקבל תזרימי מזומנים המהווים אך ורק תשלומי קרן ותשלומי ריבית על יתרת קרן.

המדידה העוקבת של כל יתר מכשירי החוב והנכסים הפיננסיים האחרים תהיה על פי שווי הוגן. התקן קובע הבחנה בין מכשירי חוב אשר ימדדו בשווי הוגן דרך רווח או הפסד ומכשירי חוב שימדדו בשווי הוגן דרך רווח כולל אחר.

נכסים פיננסיים שהינם מכשירים הוניים יימדדו בתקופות עוקבות בשווי הוגן, וההפרשים ייזקפו לרווח והפסד או לרווח (הפסד) כולל אחר, על פי בחירת השותפות לגבי כל מכשיר ומכשיר. אם מדובר במכשירים הוניים המוחזקים למטרות מסחר, חובה למדוד אותם בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

לעניין גריעה ובנושא התחייבויות פיננסיות קובע התקן את אותן הוראות שנדרשות לפי הוראות IAS39 לגבי גריעה ולגבי התחייבויות פיננסיות שלא נבחרה לגביהן חלופת השווי הוגן. התקן כולל דרישות חדשות בנוגע לחשבונאות גידור.

התקן ייושם החל מהתקופות השנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2018. אימוץ מוקדם אפשרי.

להערכת השותפות, לתקן 9 IFRS לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים.

3. תיקונים ל-7 IAS דוח על תזרימי מזומנים, בדבר גילויים נוספים לגבי התחייבויות פיננסיות:

בינואר 2016 פרסם ה-IASB תיקונים ל-7 IAS דוח על תזרימי מזומנים (להלן - התיקונים) אשר דורשים מתן גילויים נוספים לגבי התחייבויות פיננסיות. התיקונים דורשים להציג את התנועה בין יתרת הפתיחה ליתרת הסגירה של התחייבויות פיננסיות, לרבות השינויים הנובעים מתזרימי מזומנים מפעילות מימון, מרכישת או איבוד שליטה במוחזקות, משינויים בשערי חליפין ומשינויים בשווי הוגן.

**ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת:**

א. כללי:

עיקר פעילותה של השותפות הינה בפיתוח שדה הנפט מגד שבחזקת ראש העין I/11, אשר בשטחו בוצעו על ידה בעבר מספר קידוחים (קידוחי מגד 2, מגד 3, מגד 4, הקידוח האופקי מגד 4 וקידוח מגד 5). 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 16 ו.

ב. השלב הבא בפיתוח שדה מגד:

השותף הכללי הגיש לממונה תוכנית פיתוח של שדה מגד אשר הוכנה עבור השותפות על ידי חברת Baker RDS Limited והועברה לאישור מקדים של משרד התשתיות. ביום 30 בינואר 2012 נתקבל מכתב מאת הממונה על ענייני הנפט לפיו הודיע לשותפות על אישור תוכנית פיתוח שדה מגד כפי שהוגשה בדוח של חברת "Meged Field-Field Development Plan" Baker ומתייחסת לשלב פיתוח השדה הכולל הפקה בקידוח הקיים מגד 5 וקידוחים מתוכננים מגד 6 – מגד 14.

**ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):**

**ב. השלב הבא בפיתוח שדה מגד (המשך):**

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.

**ג. 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.

נכון למועד הדוח השותפות פועלת להשלמת באר מגד 6 על מנת להביאה להפקה. בחודש מאי 2015, השותפות סיכמה עם חברת RISING OIL PTE LTD (להלן: "החברה") על מתן שירותי ייעוץ בתקופה של ששת החודשים הקרובים (בחודש יוני 2015 שילמה השותפות את תשלום המקדמה בהתאם להסכם הייעוץ בסך 320 אלף דולר באמצעות הלוואה מזכה שהועמדה מבעל שליטה ואשר נפרעה במהלך הרבעון השלישי) לקראת סיום תקופת הסכם הייעוץ השותפות ניהלה מגעים עם החברה לחתימה על הסכם חדש במהלכו תוכל החברה לבצע גם פעולות אופרציה בנכסי הנפט של השותפות. בשל הירידה החדה במחירי הנפט הודיעה השותפות לחברה על הפסקת המגעים. הפעולות לתיקון בעיית אובדן הלחץ בבאר מגד 6 בוצעו במהלך חודש דצמבר 2015 וינואר 2016 ומבחינה ההפקה צפויים להתבצע ברבעון השני של שנת 2016. השותפות פעלה לגיוס ההון הנדרש לביצוע מבחני ההפקה בעלות של כ-1.6 מיליון דולר בדרך של קבלת הלוואה בסך מיליון דולר מהשותף הכללי (שהתקבלה בתמורה להקצאת מניות שבוצעה בשותף הכללי) וכן קבלת הסכמה להלוואה נוספת של מיליון דולר מגורם פרטי (נכון למועד הדוח הלוואה זו טרם התקבלה).

ביום 2 בנובמבר 2015 התקבל מכתב מהממונה על ענייני הנפט. במכתב האמור מפנה הממונה, בין היתר, את תשומת הלב לכך שמאז קבלת החזקה באפריל 2002 קיים בחזקה רק קידוח מפיק אחד. לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 7 בפברואר 2016 התקבלה התראה בכתב מהממונה על ענייני הנפט בה הוא מודיע כי עקב אי מילוי הנדרש בתוכנית העבודה שבחזקה שבנדון, הוא מתרה לפי סעיף 55 (א3) על ביטול החזקה שבנדון.

כמו כן, לפי תכנית העבודה, על השותפות היה לבצע מבחן הפקה בקידוח מגד 6 בחודש ינואר 2016, ובמידה והשותפות לא תתקן את המעוות תוך 60 יום ממועד המכתב זה תבוטל החזקה שבנדון ללא הודעה נוספת.

לאחר קבלת ההתראה התקבלה החלטה בדירקטוריון השותף הכללי על ביצוע מבחני הפקה בשיטת הראדיאל דרילנג עם אפשרות חלופית לביצוע מבחני הפקה בשיטת הפרפורציה (DST).

**ד. מימון:**

במסגרת ההיערכות הכוללת לפיתוח שדה מגד (תוכניות השותף הכללי לטווח הקרוב כוללות ביצוע מבחני הפקה בקידוח מגד 6 והשלמת הבאר להפקה מסחרית וביצוע קידוח מגד 8) נבחנות על ידי השותף הכללי, בין היתר, האפשרויות העומדות בפני השותפות למימון פיתוח שדה מגד בצורה האופטימלית.

השותפות פועלת לגיוס הון נוסף באפיקים שונים לרבות בחינת האפשרויות השונות לקבלת הלוואות מגורמים מממנים ובחינה של מספר פניות שנעשו לשותפות מצד משקיעים פוטנציאליים בארץ ובחו"ל.

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**  
**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2015 (באלפי דולר)**

**ביאור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):**

**ד. מימון (המשך):**

ליתר פירוט בדבר תוכניות המימון של השותפות ראה ביאור 13 להלן.

ה. על-פי דוח שהוכן על-ידי Netherland and Sewell & Associates, Inc. (להלן: "NSAI") בחודש מרץ 2016, ואשר הוכן על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), עתודות הנפט (crude oil) בשדה מגד נכון ליום 31 בדצמבר 2015 המסווגות Proved Reserves הינן כ-4,705 MMBL וכמות העתודות המסווגות Proved Reserves + Probable Reserves הינן כ-12,548 MMBL. ההערכות הנ"ל בדבר עתודות הנפט הינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות של NSAI, אשר לגביהם לא קיימת כל וודאות. 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 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.

**ביאור 4 - מזומנים ושווי מזומנים:**

<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2015</u>	
99	884	מזומנים בבנק
977	-	פקדונות לזמן קצר
<u>1,076</u>	<u>884</u>	

**ביאור 5 - פקדונות בבנק לזמן קצר:**

הפקדונות נושאים ריבית בשיעור 0.25% לשנה. הפקדונות ליום 31 בדצמבר 2015 כוללים סך של 1,055 אלפי דולר המשמשים כבטחון, ראה ביאור 11ג19.

**ביאור 6 - מכשיר פיננסי נגזר:**

המכשיר הנגזר נמדד בשווי הוגן, החלק שהוכר ברווח או הפסד מסתכם בשנת 2015 להפסד בסך של כ-185 אלפי דולר. המכשיר נפרע בשנת החשבון. מדידת השווי ההוגן מסווגת ברמה 1 של מדרג השווי ההוגן.

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**  
**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2015 (באלפי דולר)**

**ביאור 7 - חייבים ויתרות חובה:**

**הרכב:**

<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2015</u>	
162	83	חייבים ממימוש עסקת גידור
118	8	מוסדות
56	16	מקדמות לספקים
348	287	הוצאות מראש
15	10	צד קשור נאמנויות
7	1	אחרים
<u>706</u>	<u>405</u>	

**ביאור 8 - מלאי:**

<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2015</u>	
143	56	נפט גולמי
1,976	1,948	חומרים וחלפים
<u>2,119</u>	<u>2,004</u>	

**ביאור 9 - פקדונות בבנק לזמן ארוך:**

<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2015</u>	
1,046	1,540	פקדונות בבנק משועבדים*
-	803	יתרות מזומנים בבנק מוגבלות בשימוש**
<u>1,046</u>	<u>2,343</u>	

\* ראה ביאור 19ג.

\*\* ראה ביאור 19גב.



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

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2015 (באלפי דולר)**

**ביאור 10 - הלוואה לזמן ארוך לצד קשור:**

בחודש יוני 2015 העמידה השותפות הלוואה לנאמן בסך 1,430 אלפי ש"ח ובחודש דצמבר 2015 תוספת להלוואה בסך 200 אלפי ש"ח (סך הכל: 424 אלפי דולר).

סך של 1,300 אלפי ש"ח שימש לפרעון הלוואות בנקאיות של הנאמן וסך של 330 אלפי ש"ח שימש לצורך מימון פעילותו השוטפת של הנאמן.

שיעור הריבית יקבע בהתאם לגובה ריבית רעיונית לפי סעיף 3(י) לפקודת מס הכנסה, כפי שתחול במועדים השונים בתקופת הלוואה.

הנאמן התחייב לפרוע את קרן הלוואה בתשלום אחד במועד המוקדם מבין המועדים הבאים:

- א. גיוס הון מבעלי היחידות.
- ב. חלוקת רווחים שתבצע השותפות.
- ג. כל מועד אחר שבהם יגיעו כספים בדרכים אחרות לידי הנאמן.
- ד. כל שינוי חקיקה או הוראה שיפוטית שתאפשר את פרעון הלוואה.

השותף הכללי נתן את הסכמתו להלוואה והסכים להיות אחראי לכך כי במידה ולא יעלה בידי הנאמן לגייס הון נוסף בסכום מספיק להחזר הלוואות ואם מתן הלוואות לנאמן מכספי השותפות יחשב כמשיכת השקעתו בהון השותפות כאמור אזי מתחייב השותף הכללי לערוב להחזר הלוואות למלווה.

**ביאור 11 - נכסי נפט וגז:**

**הרכב:**

יתרה מופחתת	הפחתה שנצברה	עלות	שיעור הפחתה %	
5,219	3,582	9,071	*5.2	<b>ליום 31 בדצמבר 2015:</b>
6,405	1,734	8,139	10-15	הוצאות פיתוח באר "מגד 5"
<u>11,624</u>	<u>5,586</u>	<u>17,210</u>		ציוד ומתקנים**
				<b>ליום 31 בדצמבר 2014:</b>
5,695	3,376	9,071	*5.3	הוצאות פיתוח באר "מגד 5"
7,062	1,051	8,113	10-15	ציוד ומתקנים**
<u>12,757</u>	<u>4,427</u>	<u>17,184</u>		

\* מופחת לדוח על רווח או הפסד בשיעור שנקבע מדי שנה על בסיס כמות הפקת נפט בפועל ביחס לסך העתודות המוכחות כפי שהוערכו על ידי מומחה.

\*\* ציוד המשמש בעיקר לפעילות הפקה וכולל ציוד בסך 3,364 אלפי דולר שטרם הופעל.

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**  
**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2015 (באלפי דולר)**

**ביאור 12 - תעודות התחייבות:**

<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2015</u>	
4,773	-	תעודות התחייבות
(2,681)	-	בניכוי חלויות שוטפות
<u>2,092</u>	<u>-</u>	

ביום 13 באפריל 2014 אישר דירקטוריון השותף הכללי להנפיק בהנפקה פרטית לעשרים ושניים משקיעים סדרה של 25 מיליון ש"ח ערך נקוב תעודות התחייבות של השותפות (סדרה א) רשומות על שם, בנות 1 ש"ח ערך נקוב כל אחת (להלן: "תעודות ההתחייבות"). תמורת ההנפקה הינה בסך של 25 מיליון ש"ח, ובניכוי עמלות עומדת על 24,312,500 ש"ח.

ביום 31 במרץ 2015 נפרעו תעודות ההתחייבות על ידי הלוואה שהתקבלה מצד קשור (ראה ביאור 13 להלן).

**ביאור 13 - הלוואות לזמן ארוך מצדדים קשורים:**

**א. הרכב:**

<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2015</u>	
-	4,350	הלוואה מנאות דקלים בשקלים (סעיף ג להלן)
-	1,201	הלוואות מהשותף הכללי בשקלים (סעיף ד להלן)
-	5,551	
-	(2,350)	בניכוי חלויות שוטפות
-	<u>3,201</u>	

**ב. מועדי הפרעון לפי שנים:**

<u>31.12.2015</u>	
2,350	בשנה הראשונה (חלויות שוטפות)
2,440	בשנה השנייה
507	בשנה השלישית
254	בשנה הרביעית
<u>5,551</u>	

**ג. הלוואה מנאות דקלים:**

1. ביום 11 במרץ 2015 אישר דירקטוריון השותף הכללי עסקה לקבלת הלוואה על ידי השותפות בסך 20,000,000 ש"ח ממלון 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 (להלן: "ההלוואה" או "העסקה"). מטרת ההלוואה החדשה מבעלי השליטה הינה לשמש לצורך ביצוע פדיון מוקדם מלא של תעודות ההתחייבות הקיימות (ביאור 12 לעיל) ולהימנע ממצב של עילה לפרעון מוקדם של תעודות ההתחייבויות.

בין הצדדים הוסכם כי תנאי ההלוואה יהיו מבוססים על תנאי ההלוואה המקורית כפי שנקבעו בשטר הנאמנות, למעט התנאים המפורטים להלן, אשר יחולו ביחס להלוואה בתנאים המטיבים עם השותפות, חלף התנאים הקבועים בשטר הנאמנות.

ביאור 13 - הלוואות לזמן ארוך מצדדים קשורים (המשך):

ג. הלוואה מנאות דקלים (המשך):

1. (המשך):

תנאי ההלוואה:

א. ההלוואה תישא ריבית שנתית בשיעור של 8.25%.

ב. קרן ההלוואה תיפרע ב-32 תשלומים חודשיים שווים. הריבית בגין היתרה הבלתי מסולקת של קרן ההלוואה תשולם מדי חודש. קרן ההלוואה והריבית בגינה יהיו בש"ח והן לא תהיינה צמודות לבסיס הצמדה כלשהו.

ג. השותפות תהיה רשאית, בכל עת ולפי שיקול דעתה הבלעדי, לפרוע את ההלוואה בפירעון מוקדם מבלי שתידרש לתשלום נוסף כלשהו בגין הפירעון המוקדם.

2. השותפות התחייבה לעמוד בהתניות הפיננסיות הללו:

א. הון עצמי מתואם מינימאלי

ההון העצמי המתואם (ההון העצמי בתוספת ההתחייבות בגין התמלוגים לשותף הכללי) של השותפות לא יפחת מסך של שישה מיליון דולר. מובהר כי במקרה בו לא תעמוד השותפות בהתחייבות זאת ולא תיקנה את האמור במשך תקופה רצופה בת שני רבעונים, יהווה הדבר עילה להעמדה לפירעון מידי.

ב. יחס הון עצמי מתואם לסך הדוח על המצב הכספי

היחס בין ההון העצמי המתואם לבין סך הדוח על המצב הכספי של השותפות לא יפחת מ-25%.

ג. יחס מכירה

היחס בין ערך המכירה נטו (סכום החשבוניות שהוציאה השותפות בגין מכירת נפט בחודש הרלוונטי, כפול 58%) לבין התשלום הרבעוני הצפוי בגין ההלוואה (קרן וריבית), כשהוא מחולק לשלוש, לא יפחת מ-1.3.

ד. יחס כיסוי

היחס בין תזרים ההכנסות נטו לבין התשלום הרבעוני הצפוי בגין ההלוואה (קרן וריבית) לא יפחת מ-1.3, כאשר אי עמידה ביחס הכיסוי במשך שני רבעונים רצופים יהווה הפרה של ההסכם ועילה להעמדה לפירעון מידי של ההלוואה.

"תזרים הכנסות נטו" משמעו הכנסות השותפות הרבעוניות ממכירת נפט ממגד 5, בניכוי:

(1) תמלוגים ששולמו למדינה בגין אותו רבעון;

(2) תמלוגים ששולמו בפועל לשותף הכללי בגין אותו רבעון;

(3) עלות הפקת הנפט בגינו התקבלו ההכנסות האמורות

(4) הוצאות הנהלה וכלליות בגין אותו רבעון.

ביום 30.03.2016 קיבלה הנהלת השותפות את אישורה של נאות דקלים (המלווה) לשינוי זמני של יחס הכיסוי ויחס המכירה: יחס המכירה לא יפחת משיעור של 1.15 ויחס הכיסוי יחושב לפי תשלום צפוי של 2 חדשים בגין תעודות ההתחייבות חלף התשלום הרבעוני.

**ביאור 13 - הלוואות לזמן ארוך מצדדים קשורים (המשך):**

**ג. הלוואה מנאות דקלים (המשך):**

**3. הקשר בין המלווה (נאות דקלים) לשותף הכללי:**

ההלוואה תועמד כאמור על ידי נאות דקלים, חברה פרטית בשליטת ה"ה נוגה בן-דוד, עודד בן דוד ואיתן בן דוד (שלושת האחרונים הינם אחים). מר נגה בן דוד הינו דירקטור בשותף הכללי, ומר עודד בן דוד הינו דירקטור חליף של מר נוגה בן דוד.

בני משפחת בן דוד הנ"ל הינם מבעלי השליטה בשותף הכללי, מכוח אחזקותיהם במניות חברת נפט ב.ד. בע"מ המחזיקה 46% ממניות חברת ראש העין חיפושי נפט בע"מ המחזיקה כ- 73.3% ממניות השותף הכללי.

כבטחון למילוי מלא ומדויק של כל תנאי ההלוואה רשמה השותפות לטובת נאות דקלים שעבודים (ביאור 2ג19 להלן).

השותפות קיבלה את אישור המפקח ואת אישור רשות המיסים להלוואה.

בשל קשיי תזרים של השותפות נאותה חברת נאות דקלים לתת לשותפות אורכה לפרעון ההחזרים החודשיים של ההלוואה לחודשים אפריל-מאי 2015 בסך כולל של 1,292 אלפי ש"ח (כ-331 אלפי דולר) לתקופה של כ-24 חודשים.

**ד. הלוואות מהשותף הכללי:**

בשל הירידה החדה במחירי הנפט ונוכח הצרכים הכספיים של השותפות העמיד השותף הכללי בחודש ינואר 2015 הלוואה בסך 1,117 אלפי ש"ח (לאחר שמכר יחידות השותפות לנגה בן דוד (דירקטור בשותף הכללי), ואיתן בן דוד (אח של נגה ובעל מניות בנפט בן דוד בע"מ המחזיקה בשרשור במניות בשותף הכללי)). קרן ההלוואה תפרע ב-10 תשלומים חודשיים שווים החל מחודש נובמבר 2016. בחודש דצמבר 2015 נתן השותף הכללי הלוואה מזכה נוספת בסך של 3,570 אלפי ש"ח (לאחר שמכר את כל היחידות שנתרו ברשותו לחברת נאות דקלים). קרן ההלוואה תפרע ב-36 תשלומים חודשיים שווים החל מחודש נובמבר 2016. ההלוואות הועמדו בתנאים מזכים לשותפות. לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 1 במרץ 2016 קיבלה השותפות הודעה מהשותף הכללי לפיה הוא נאות להעמיד הלוואה מזכה נוספת בסכום של מיליון דולר לשותפות. השותף הכללי גייס את הסכום הנדרש על ידי הקצאה של 1,111 מניות רגילות של החברה לחברת ראש העין חיפושי נפט בע"מ (בעלת מניות בשותף הכללי). ההלוואה ניתנה כהלוואה בתנאים מזכים ללא ריבית ו/או הצמדה למדד או מטבע כלשהו. יחד עם זאת נקבע כי ככל והשותף הכללי יידרש לנכות או לשלם מס (לרבות מס בגין הריבית הרעיונית שתחול באותה התקופה) בגין העמדת ההלוואה או כל חלק ממנה, יחול הניכוי והמס האמור על השותפות כך שלאחר הניכוי יתקבל בידי השותף הכללי במועד התשלום, סכום נטו, השווה לסכום שהיה מתקבל בידי השותף הכללי, אילולא היה נדרש הניכוי.

**ביאור 14 - ספקים ונותני שרותים:**

**הרכב:**

<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2015</u>	
996	649	ספקים בארץ
168	378	ספקים בחו"ל
271	61	המחאות לפרעון
<u>1,435</u>	<u>1,088</u>	סה"כ חובות פתוחים

**ביאור 15 - זכאים ויתרות זכות:**

<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2015</u>	
861	746	מדינת ישראל (ראה ביאור 16 ג להלן)
432	209	עובדים ומוסדות בגין שכר
-	35	ריבית לשלם לצדדים קשורים
<u>405</u>	<u>262</u>	אחרים
<u><u>1,698</u></u>	<u><u>1,252</u></u>	

**ביאור 16 - 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)** השותפות המוגבלת תשלם לשותף הכללי תמלוגים בשיעור אחיד קבוע השווה ל-20.455% מהכמויות על פי הבאר או מהשווי על פי הבאר של נפט ו/או גז ו/או חומרים אחרים בעלי ערך אחרים שיופקו וינוצלו מנכסי נפט בהם יש או יהיה בעתיד לשותפות אינטרס, לפני נכוי תמלוגים מכל סוג אך לאחר הפחתת הנפט אשר ישמש לצרכי ההפקה עצמה.

באסיפה הכללית מיום 5 ביוני 2006 התחייב השותף הכללי להימנע מלמשוך את הכספים המגיעים לו כתמלוגים עד שסכום הרווחים שיחולקו לבעלי היחידות יגיע לסכום "החזר השקעה" המוגדר בהסכם השותפות כ"סך כל הכספים שהוכנסו להון השותפות המוגבלת על ידי השותפים מעת לעת כשהם מחושבים בדולרים של ארה"ב לפי השער היציג שהתפרסם על ידי בנק ישראל בתאריכים השונים בהם הוכנסו הסכומים להון השותפות המוגבלת". נכון ליום 31 בדצמבר 2015 סכום החזר ההשקעה הינו - 84,314 אלפי דולר.

בשנת הדוח נזקף לזכות השותף הכללי, בגין תמלוגים שהוא זכאי להם ושלא שולמו על ידי השותפות, סך של כ-1,584 אלפי דולר בגין מכירת הנפט בשנת 2015 (ב-2014 כ-3,034 אלפי דולר). סכום זה סווג כהתחייבות לזמן ארוך. לדעת הנהלת השותפות לא ניתן להעריך את מועד הפירעון של ההתחייבות האמורה. נכון ליום 31 בדצמבר 2015 יתרת ההתחייבות עמדה על סך של כ-15,839 אלפי דולר (ב-31 בדצמבר 2014 כ-14,255 אלפי דולר).

**(2)** השותף הכללי ינהל את השותפות המוגבלת וכן יהיה המפעיל בפעולות חיפושי נפט בשטחים שבהם יש לשותפות המוגבלת אינטרס ויהיה זכאי להתמנות כמפעיל בשטחים שבהם יהיה לה אינטרס בעתיד. השותף הכללי יהיה זכאי לגבי שטח שבו הוא משמש כמפעיל ל"דמי מפעיל" (לרבות גם ממשותפים אחרים, אם יהיו) בשיעור של 7.5% מההוצאות בגין פעולות חיפושי נפט אך לא פחות מ-22,000 דולר ארה"ב (לא כולל מע"מ) לחודש (החישוב הני"ל נעשה על בסיס חודשי). במקרה של תגלית, אם תהיינה לשותפות הוצאות בקשר עם עבודות בניה ו/או התקנה של מתקנים להפקת נפט בסכום העולה על מיליון דולר, יקבעו דמי המפעיל בגין הוצאות אלו במשא ומתן בין הצדדים ובאישור המפקח בכתב ומראש, ובלבד ששיעור דמי המפעיל לא יעלה על 7.5% מההוצאות.

ביאור 16 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):

א. (המשך):

(2) (המשך):

במהלך האסיפה הכללית מיום 2 במרץ 2010 השותף הכללי הסכים לתיקון הסכם השותפות המוגבלת (ולחתום על הסכם מתקן לעניין זה) אשר יובא לאישור האסיפה הכללית של בעלי היחידות לפיו יחול שינוי בדמי המפעיל של השותף הכללי לגבי הקידוחים הבאים שיתבצעו בחזקת ראש העין או ברישיון מכבי ושהינם קידוחי פיתוח או קידוחים לקביעת גבולות שדה הנפט ואשר לפיו בחלופה שלפיה דמי המפעיל נקבעים כאחוז מההוצאות לא יעלה שיעור דמי המפעיל על 4.5%.

ב- 29 באוקטובר 2004 נתקבלה החלטת בעלי היחידות הקובעת כי מתוך דמי המפעיל ישא השותף הכללי בכל עלות שכרם של הדירקטורים בשותף הכללי (הן שכר דירקטורים והן שכר אחר). בכל יתר ההוצאות הכרוכות בניהול השותפות המוגבלת תשא השותפות המוגבלת.

השותף הכללי זכאי לדמי מפעיל כמצויין לעיל על פעולות חיפוש נפט לרבות קדיחות נסיון לשם מציאת נפט או לשם קביעת גדלו או לקביעת גבולות שדה הנפט, בעוד על פעולות שאינן עונות להגדרות אלו ייתכן ואינו זכאי לדמי מפעיל. הסיווגים של פעולות אם כפעולות "חיפושי" (לרבות קביעת גבולות) או כפעולות שהינן, בגדר פעולות "פיתוח" או "הערכה" עשויים להיות לא ברורים דיים. עוד יצוין, כי מבדיקה ראשונית ולא ממצה שעשה השותף הכללי, עלה כי ההגדרות של הסיווגים הללו בתעשיית הנפט אינן אחידות ובחלק מהסיווגים ישנה חפיפה וכפילות. כמו כן, חלק מהפעולות עשויות ליפול למספר סיווגים במקביל, דבר העשוי להקשות על קביעת דמי המפעיל. בעקבות ייעוץ משפטי שקיבל השותף הכללי ולאור אי הבהירות האמורה החליט השותף הכללי כי בשלב זה, ועד להסדרת הנושא במו"מ או בדרך אחרת מול השותף המוגבל דמי המפעיל שישולמו יעמדו על 22,000 דולר בחודש בלבד. עם זאת השותפות מבצעת הפרשה חשבונאית בדוחות הכספיים (ללא תשלום בפועל, כאמור) בגין השלמת דמי המפעיל עד גובה 4.5% מסכומי ההוצאות האמורים.

נכון ליום הדוח על המצב הכספי, יתרת ההפרשה עומדת על סך של 877 אלפי דולר (2014 : 839 אלפי דולר).

(3) **מתווה ההסדר בין השותף הכללי לשותף המוגבל:**

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 9 במרץ 2016 הודיעה השותפות כי סוכם מתווה הסדרה בין נציגים של השותף הכללי לבין המפקח ונציגים נוספים מהשותף המוגבל שהשתתפו במשא ומתן.

עיקרי מתווה ההסדרה נוגעים לשיעור תמלוגי העל שתשלם השותפות לחברה ומועדי תשלומם, תנאי ההסדרה של התמלוג שנצבר לזכות השותף הכללי, מינוי מפעיל חדש וביטול דמי המפעיל לשותף הכללי עם מינויו, וגיוס כספים באמצעות הנפקת זכויות לבעלי היחידות. פרטי המתווה אושרו בדירקטוריון והאסיפה הכללית של השותף הכללי וכפופים לאישור האסיפה הכללית של בעלי היחידות.

**ביאור 16 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):**

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. הסכם להעברת זכויות ברישיון ראש העין:**

על פי הסכם העברת הזכויות קיבלה על עצמה השותפות המוגבלת את החבויות וההתחייבויות כלפי משרד האנרגיה והתשתיות בקשר עם קוים סייסמיים שנתקבלו מן המשרד שלקחו על עצמם המעבירים ואחרים מטעמם. על פי התחייבויות אלו, במידה ותהיה תגלית נפט בשטח בו עוברים הקוים הסייסמיים האמורים, יהיה על המתחייבים לשלם סכום כפול מהעלות של הקוים הסייסמיים הנ"ל וזאת מתוך 50% מכמות הנפט שתופק. קביעתו של משרד האנרגיה והתשתית בנוגע לעלות יצירת המידע תהיה סופית וללא עוררין.

ביום 1 בספטמבר 1993 נתקבלה מאת משרד האנרגיה הערכה לפיה סה"כ העלות הנומינלית של הקוים האמורים הינה 1,456 אלפי ש"ח (סכום ההתחייבות בדולר נכון ליום 31 בדצמבר 2015 הינו כ- 746 אלפי דולר). עם זאת, הערכה זו אינה בגדר קביעה. קביעתו של משרד האנרגיה והמים בנוגע לעלות יצירת המידע לענין ההתחייבויות הנ"ל תעשה, אם בכלל, רק בעתיד. כמו כן יודגש כי למיטב ידיעת השותפות תגלית הנפט של השותפות (שדה מגד) איננה בשטח בו עוברים הקוים הסייסמיים שהתקבלו, כך שכלל לא ברור אם נוצרו התנאים המוקדמים לכניסתה לתוקף של התחייבות זו. ההתחייבות הנ"ל נכללת במסגרת "מדינת ישראל" בסעיף "זכאים ויתרות זכות". בשנת 2005 קיבל השותף הכללי על עצמו התחייבות נוספת בקשר לקוים סייסמיים נוספים שהתקבלו. לגבי העלות של קוים סייסמיים אלו טרם נתקבלה הערכה ולא בוצעה הפרשה בגינה.

ד. על פי הסכם השותפות המוגבלת, התקשרה השותפות בחוזה לביטוח אחריותם של נושאי משרה בשותף הכללי בשל כל פעולה שעשו בתוקף היותם נושאי משרה בשותף הכללי. גבול האחריות לפי פוליסת הביטוח הינו עד 15 מיליון דולר. התקשרות זו עומדת בגבולות אישור האסיפה הכללית מיום 23 באוגוסט 2015 להתקשרויות בפוליסות ביטוח נוי"מ.

ה. 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 שבשנת הדיווח ניהל חלק מהפעולות בבאר מגד 6 הינו דירקטור ובעל מניות במילניום.

על פי החלטת דירקטוריון השותף הכללי מיום 30 בנובמבר 2005 מילניום 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 (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.

ביאור 16 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):

ו. 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 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, 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 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 השר. בכוונת השותפות לפעול יחד עם המפעיל, ככל שימונה, מול הממונה לקבלת האישור האמור. לפרטים על התראה שהתקבלה הממונה על ענייני הנפט ראו ביאור 33 לעיל.

ז. חתימה על הסכם קידוחים:

ביום 23 בספטמבר 2012 חתמה השותפות על הסכם עם חברת קידוחים הרשומה ברומניה בשם S.C. DAFORA GROUP S.A. (להלן - "הקבלן") לקידוח באר מגד 6 (עם אופציה לקידוחים נוספים). לאחר סיום קידוח מגד 6 השותף הכללי חתם על תיקון להסכם (שיעמוד בתוקף עד לסוף שנת 2014) לפיו הופחתו באופן משמעותי תעריפי התשלום בגין תקופות ההשבתה של מגדל הקידוח. בחודש ינואר 2015 שולם התעריף המופחת האמור. בחודש פברואר 2015 לא שולם כל תשלום בהסכמת הקבלן. ביום 31 במרץ 2015 השותפות קיבלה הודעה חד צדדית מהקבלן כי ביום 31 במרץ 2015 יסתיים הסכם הקידוח שנחתם בין הצדדים. כמו כן דרש הקבלן כי בתוך 7 ימים תשלם השותפות את עלות החזרת מגדל הקידוח (demobilization) בסכום של 950 אלפי דולר וכן תשלום בגין תקופת ההמתנה עבור חודש מרץ 2015. מאז קבלת דרישת התשלום השותפות בסיוע אנשי המקצוע מחברת RISING OIL ניהלה מגעים עם קבלן הקידוח בנסיון לפתור את חילוקי הדעות האמורים במהלך תקופה זו שילמה השותפות ביום 28 במאי 2015 "דמי רצינות" בסך 120 אלף דולר לקבלן כאשר סוכם כי סכום זה יופחת מכל תשלום עתידי לקבלן בין אם יוחלט על החזרת המגדל או על המשך פעילות הקידוח עם הקבלן.



**ביאור 16 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):**

**ז. (המשך):**

ביום 8 בנובמבר 2015 אישר דירקטוריון השותף הכללי תיקון להסכם הקידוח עם הקבלן לפיו הופחתו משמעותית התשלומים בגין תקופת ההשבתה של המגדל (רטרואקטיבית החל ממרץ 2015 ועד מרץ 2016 בהתאם לתיקון להסכם השותפות תשלם סך של 320 אלף דולר, בשלב זה, בגין תקופת ההמתנה עד חודש אוקטובר 2015), בגין החזרת המגדל (ככל והשותפות תקבל החלטה לבצע זאת), התעריף היומי לתקופות הקידוחים ושאר התעריפים המוזכרים בהסכם הקידוח (תעריפים מופחתים אלו יהיו בתוקף לשני הקידוחים הבאים).

לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי שילמה השותפות סך של 320 אלף דולר, כמו כן השותפות הודיעה לקבלן כי אין בכוונתה לשלם תשלומים נוספים בגין תקופת ההמתנה. לאחר שהקבלן דרש להמשיך לקבל תשלומי המתנה הורתה השותפות לקבלן ביום 17 בפברואר 2016 לבצע החזרה (DMOB) מיידי של המגדל וכי החל מיום 1 במרץ 2016 בכוונת השותפות לגבות 1,000 דולר לכל יום שבו יוותר המגדל באתר מגד 8. נכון למועד פרסום הדו"ח השותפות לא קיבלה תגובה של קבלן הקידוח לדרישה זו ומגדל הקידוח עודנו באתר מגד 8.

**ח. אחסון הנפט המופק:**

בחודש מאי 2013 השותפות חתמה על הסכם שכירות של מיכל אחסון נפט. במיכל האחסון ניתן לאחסן עד ל-125,000 חביות נפט. השותפות משכירה בשכירות משנה (החל מחודש אפריל 2015) חלק מנפח המיכל שאינה עושה בו שימוש. כמו כן בהסכמת המשכיר ושוכר המשנה השותפות מכרה את הנפט שהזרימה לתחתית המיכל מסיבות תפעוליות בחודש אפריל 2015 בכמות של כ-11.5 אלפי חביות. עוד סוכם כי כאשר יזרים שוכר המשנה את הנפט שלו מהמיכל יעשה המשכיר את מירב המאמצים להזרמת הנפט הנדרש לתחתית המיכל במקום השותפות. תקופת ההסכם הינה לשבע שנים מהשלמת עבודות ההכנה הנדרשות ולשותפות קיימת אופציה להארכה נוספת (באותם תנאים של ההסכם הנוכחי) של שלוש שנים נוספות. בהסכם צוין כי למרות האמור במידה והזיכיון של המשכיר מהמדינה לא יוארך הסכם השכירות יפקע ביום 25 במרץ 2017. בהתאם להסכם השכירות השותפות העמידה ערבות בסך כ-1,046 אלפי דולר להבטחת התחייבותה על פי ההסכם. לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודש פברואר 2016 הוקטנה הערבות בסכום של 2 מיליון ש"ח בתמורה להסכמתה של השותפות להארכת מועד הערבות המופחתת עד לחודש נובמבר בשנת 2017.

**ט. הסכמים למכירת הנפט המופק מאתר מגד 5:**

השותפות חתמה על הסכם למכירת הנפט המופק. ההסכם בתוקף עד ליום 31 בדצמבר 2017. השותפות מוכרת נפט 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. לרוכש זכות ראשונים לרכוש את הנפט שיופק ממגד 6 בהתאם למחירים והתנאים הקבועים בהסכם. כל צד יוכל לסיים את ההסכם בסוף כל שנה קלנדארית בהודעה מראש של 60 יום.

**ביאור 16 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):**

**י. תביעות:**

(1) ביום 4 באוקטובר 2013 התקבל אצל המפקח כתב תביעה (ת.א 10-13-6082) מטעם חמישה בעלי יחידות נגד המפקח ונגד גבעות עולם נאמנויות (1993) בע"מ (להלן - "המשיבים"). בכתב התביעה מבוקש כי בית המשפט ייתן צו עשה המחייב את המשיבים לכנס אסיפה כללית של בעלי היחידות אשר על סדר יומה יהיה החלפת המפקח של השותפות. ביום 15 במרץ 2015 התקבל פסק הדין הדוחה את התביעה.

(2) ביום 10 במרץ 2015 החברה להגנת הטבע הגישה עתירה לבג"ץ (בג"ץ 1775/15) נגד השותפות ונגד ממונה על ענייני הנפט, משרד התשתיות הלאומיות האנרגיה והמים, המשרד להגנת הסביבה, הועדה המחוזית לתכנון ולבנייה מחוז מרכז, ועדת הנפט המחוזית מחוז מרכז, הרשות הממשלתית למים וביוב והרשות לשמירת הטבע והגנים הלאומיים (להלן "המשיבים"). בעתירה מבוקש כי בית המשפט העליון יוציא צו על תנאי המופנה אל המשיבים והמורה להם להתייצב וליתן טעם-

מדוע לא יפעלו חלק מהמשיבים, כל אחד בתחמומו, לעצור לאלתר את המשך פעילות הפקת הנפט מקידוח מגד 5 ומקידוח מגד 6, וכן מדוע לא יורו חלק מהמשיבים לשותפות להכין ולהגיש להם תכנית בהתאם לחוק התכנון והבנייה, התשכ"ה-1965, להסדרת פיתוחו והפקתו של שדה מגד בכללותו, לרבות מאגר קליטה (טרמינל) ולרבות כלל הקידוחים והמתקנים שיהיו בו בעתיד. השותפות פעלה להגשת תגובה לעתירה במועד שנקבע. לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 16 במרץ 2016 התקיים דיון בתיק ובית המשפט החליט להמתין לקבלת עמדת המדינה עד ליום 31 ביולי 2016 בה, בין היתר, תעדכן המדינה את בית המשפט בהתפתחויות לגבי החלטת הממונה (ראה ביאור 3 לעיל) וכן על החלטת הוועדה המחוזית שקצבה לשותפות מועדים להגשת התוכניות לבאר מגד 5 ומגד 6. לאור השלב המוקדם בו נמצאים ההליכים, אין ביכולת יועציה המשפטיים של השותפות, בשלב זה, להעריך את סיכוייה.

**(3) דיונים משפטיים הנוגעים לניהול השותפות:**

(א) ביום 20 באפריל 2015 קיבלה השותפות המרצת פתיחה שהוגשה על ידי מר טוביה לוסקין (דירקטור ובעל מניות בעקיפין בשותף הכללי) וחברות בבעלותו נגד מר שמואל בקר, מר נגה בן דוד (דירקטורים ובעלי מניות בעקיפין בשותף הכללי) ונגד חברת ראש העין חיפושי נפט בע"מ (בעלת מניות בשותף הכללי) ונגד השותף הכללי (גבעות עולם נפט בע"מ) (להלן ביחד: "המשיבים"). בהמרצת הפתיחה בית המשפט התבקש ליתן סעדים בעניינים הנוגעים לכיבוד הסמכויות המקצועיות של מר לוסקין, זכויות החתימה שלו, לזכותו לקבלת מידע, למינוי דירקטור רביעי, לדירקטור החליף, עריכת הפרוטוקולים, תשלום שכר לדירקטורים ההלוואה מנאות דקלים ולחילופין להורות על היפרדות בין הצדדים. מאז פתיחת ההליך הגישו הצדדים וכן השותפות שהצטרפה כצד להליך בקשות שונות הנוגעות לשותפות.

ביאור 16 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):

י. תביעות (המשך):

(3) (המשך):

(א) (המשך):

ביום 18 באוקטובר 2015 התקבלה החלטת בית המשפט הדוחה את הבקשות השונות הנוגעות לשותפות שהוגשו על ידי הצדדים.

ביום 21 באוקטובר 2015 הגיש מר לוסקין לבית המשפט העליון ערעור על ההחלטה למחיקת המרצת הפתיחה ועל דחיית הבקשות שהגיש. המשיבים בערעור הינם שמואל בקר, נגה בן דוד, והשותף הכללי והשותפות (כמשיבים פרמליים).

בית המשפט התבקש ליתן סעדים זמניים וארעיים, אשר יעמדו בתוקפם עד להכרעת בית המשפט בערעור בנושאים שונים הנוגעים לשותפות.

ביום 5 בנובמבר 2015 התקבלה החלטת בית המשפט העליון על דחיית כל הבקשות לסעדים זמניים שהוגשו במסגרת הערעור ועל העברת הערעור לדיון בפני הרכב. ביום 1 בפברואר 2016 נמחק הערעור בהסכמת הצדדים.

(ב) ביום 12 בנובמבר 2015 הגישה השותפות בקשה דחופה ביותר למתן סעדים זמניים (במסגרת המרצת פתיחה שהגישה השותפות בעניין זכויות החתימה בשותפות) להענקת זכויות חתימה למנכ"ל השותפות וכן בעניין תשלומים עליהם סרב מר לוסקין לחתום. לאחר הגשת הבקשה האמורה הודיע מר לוסקין כי מעתה והלאה ועד להודעה אחרת, בכל מקרה שיחשוב שמדובר בתשלום שלא כדין, יחתום על התשלום לאחר שיאושר בדירקטוריון ותוך שמירה על טענותיו בעניין. לאחר שמר לוסקין חתם על התשלומים האמורים בהתאם להבהרה זו הגישה השותפות בקשה למחיקת הסעדים הזמניים תוך הבהרה כי בשל נסיון העבר וההתחייבות המסוייגת של מר לוסקין מבקשת השותפות להמשיך בהליך העיקרי במסגרת המרצת הפתיחה. ביום 23 בנובמבר 2015 החליט בית המשפט לקבל את בקשת השותפות למחיקת הבקשה לסעדים זמניים כאמור.

(ג) ביום 24 בדצמבר 2015 קיבלה השותפות המרצת פתיחה שהוגשה על ידי מר טוביה לוסקין וחברות בבעלותו נגד מר שמואל בקר, מר נגה בן דוד, חברת ראש העין חיפושי נפט בע"מ (בעלת מניות בשותף הכללי), השותף הכללי ונגד השותפות (להלן ביחד: "המשיבים").

בהמרצת הפתיחה בית המשפט התבקש ליתן סעדים הצהרתיים כדלקמן:

- 1) שהוראות תקנון השותף הכללי המקנות זכויות למר לוסקין או לדירקטורים בשותף הכללי הינן בעלות תוקף ועל המשיבים לכבדן ובכלל זאת ההוראה לפיה החלטות בעניינים מקצועיים יתקבלו בהתאם לשיקול דעתו היחיד והמוחלט של מר לוסקין, הוראה בתקנון המקנה זכות ווטו לדירקטורים וההוראה בדבר זכויות החתימה;
- 2) שהסכמי בעלי המניות שנחתמו בין מר לוסקין למר בקר ומר בן דוד (באמצעות חברות שבעלותם) המקנים זכויות למר לוסקין או לדירקטורים הינם בעלי תוקף ועל המשיבים לכבדם;

**ביאור 16 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):**

**י. תביעות (המשך):**

(3) (המשך):

ג) (המשך):

- (3) שהחלטות הדירקטוריון מיום 18 במרץ 2013 ומיום 13 באוגוסט 2014 בדבר זכויות החתימה עומדות בתוקף ואין אפשרות לשנותן ללא הסכמת מר לוסקין ;
- (4) שהחלטות הדירקטוריון מיום 9 ביולי 2015 ומיום 8 בנובמבר 2015 בכל הנוגע לזכויות מר לוסקין בעניינים מקצועיים, סמכויות הווטו וזכויות החתימה- בטלות ;
- (5) שהחלטות האסיפה הכללית של בעלי המניות בשותף הכללי מיום 12 ביולי 2015 בכל הנוגע לזכויות מר לוסקין בעניינים מקצועיים, סמכויות הווטו וזכויות החתימה- בטלות ;
- (6) כי בהתאם להוראות תקנון השותף הכללי החלטה על מינוי דירקטור בלתי תלוי צריכה להתקבל פה אחד על ידי כל חברי הדירקטוריון ;
- (7) שהחלטה על מינוי מר מנחם גרנית לדירקטור בלתי תלוי נעשתה בניגוד לתקנון ובטלה ;
- (8) כל סעד אחר שימצא לנכון.

ד) לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, ביום 17 בפברואר 2016 קיבלה השותפות המרצת פתיחה שהוגשה על ידי מר שמואל בקר, מר נגה בן דוד וחברת ראש העין חיפושי נפט בע"מ (בעלת מניות בשותף הכללי), נגד מר טוביה לוסקין וחברות בבעלותו. בהמרצת הפתיחה בית המשפט התבקש ליתן צו עשה להפרדה בין בעלי המניות בחברה (חברת השותף הכללי גבעות עולם נפט בע"מ). בית המשפט הנכבד התבקש לעשות שימוש בסמכויות הנתונות לו על פי הוראות חוק החברות, התשנ"ט-1999, תקנות סדר הדין האזרחי, התשמ"ד-1984, פסיקת בית המשפט העליון, ועל פי כל דין, ולהורות על ביצוע התמחרות להפרדת בעלי המניות בחברה.

**יא. 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 נושאת השותפות.

**ביאור 17 - התחייבויות נטו בגין הטבות לעובדים:**

**תכניות הטבה לאחר סיום העסקה:**

<u>31.12.2014</u>	<u>31.12.2015</u>
653	298
<u>(434)</u>	<u>(170)</u>
<u>219</u>	<u>128</u>

ערך נוכחי של מחויבויות ממומנות

בניכוי שווי הוגן של נכסי התכנית

התחייבות נטו בגין תכנית הטבה מוגדרת

**ביאור 18 - הון השותפות:**

**א. ההרכב:**

31 בדצמבר 2014	31 בדצמבר 2015			הון השותפות בניכוי קרן הון והפסד נצבר
	סך הכל	משקיעים אחרים*	השותף הכללי	
84,314	84,314	100	8	84,206
(85,293)	(89,965)		(9)	(89,956)
(979)	(5,651)	100	(1)	(5,750)

\* מייצג את זכות ההשתתפות (Working Interest) של חברת מילניום בשיעור של 1% בחזקה I/11 ראש העין (ולא זכות בהון השותפות עצמה), לפרטים ראה ביאור 16ה'.

**ב.** נכון לתאריך הדוח על המצב הכספי כמות יחידות ההשתתפות בשותפות הינה 10,569,031,651 יחידות (31.12.2014 : זהה).

**ביאור 19 - 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. טרם ביצוע קידוח, על המחזיקים ברישיונות להגיש ערבות בנקאית בסכום שיקבע הממונה, כאשר גובה הערבות לגבי רישיונות נפט יבשתיים בסכום שלא יפחת מסך של 250 אלפי דולר, אלא אם מצא הממונה כי התקיימו נסיבות חריגות המצדיקות לדרוש ערבות בסכום נמוך יותר. 2. 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. ערבויות בגין חזקות חדשות תופקדנה עם קבלת החזקה. בחזקות קיימות יש להפקיד את הערבות תוך 45 יום מהמועד שהממונה ידרוש את הפקדתה. 3. 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.

מבקשי רישיונות נפט חדשים ביבשה יפעלו בהתאם לאמור בהנחיות להגשת בקשות לרישיונות חיפוש נפט ביבשה אשר פורסמו על ידי משרד התשתיות הלאומיות, האנרגיה והמים ואשר קובעות בין היתר כי על הזוכה ברישיון ביבשה להגיש ערבות בנקאית בגובה 10% מעלות תוכנית העבודה המוצעת. מחזיקי רישיונות נפט קיימים ביבשה, אשר לא הפקידו ערבות בהתאם לכך, יפקידו במשרדי אגף הנפט ערבות בנקאית בסך של 500 אלפי דולר (250 אלפי דולר יופקדו עד ליום 30 בנובמבר 2014 והיתרה תופקד עד ליום 31 במרץ 2015). מצא הממונה כי התקיימו נסיבות חריגות המצדיקות זאת, רשאי הוא לדרוש סכום ערבות שונה. תוקפה הראשוני של הערבות הבנקאית לרישיונות חדשים ביבשה יהיה לתקופה של 3 חודשים לאחר תום תקופת הרישיון. תוקף הערבות הבנקאית והערבות הנוספת לרישיונות קיימים יהיה לתקופה של שנה מהמועד שנרבע בהנחיות, והערבויות יעודכנו בהתאם למפורט בהנחיות לתקופה שיקבע הממונה.

במקרה של אי עמידה בהוראות ההנחיה, הממונה יהיה רשאי לחלט ערבות שהומצאה וכן יהיה רשאי לראות בכך אי עמידה בתוכנית העבודה.

ביאור 19 - מגבלות חקיקה (המשך):

**א. הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט (המשך):**

נכון ליום 31 בדצמבר 2015 הפקידה השותפות ערבות בהיקף של 1.5 מליון דולר בגין חזקת ראש העין. בפרסום הנ"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 ואולם הממונה קבע כי תוכן התמצית והאופן שבו תוגש יקבעו בהנחיות עתידיות שיפורסמו בענין זה, ואלו טרם פורסמו.

**ב. תיקון פקודת השותפויות (מס' 5), התשע"ה-2015 (להלן: "התיקון לפקודה"):**

ביום 23 בפברואר 2015 פורסם ברשומות התיקון לפקודה, אשר נועד להרחיב את מנגנוני הממשל התאגידי בשותפות מוגבלת שיחידות השתתפות שלה או בזכויות השותף המוגבל בה, רשומות למסחר בבורסה או שהוצעו לציבור על פי תשקיף (להלן: "שותפות ציבורית").

במסגרת התיקון לפקודה הוחלו, בין היתר, הוראות הקבועות בחוק החברות בנוגע לאורגנים המכהנים בחברה ציבורית, בשינויים המתחייבים מכך שמדובר בשותפות ולא בחברה וכן בשינויים נוספים הקבועים בתיקון לפקודה, בנוגע לנושאים הבאים: הסדרת סמכויות דירקטוריון השותף הכללי, אופן מינוי יו"ר הדירקטוריון, כינוס ישיבות הדירקטוריון ואופן ניהולן, חובת מינוי ועדת ביקורת, חובת מינוי ועדת תגמול, חובת מינוי מנהל כללי, וחובת מינוי דירקטורים ודירקטורים חיצוניים.

כמו כן, נקבעו הוראות בדבר מינוי מפקח, תנאיו ותקופת כהונתו; הוראות בנוגע לכינוס אסיפות כלליות של מחזיקי יחידות ההשתתפות; כללים בדבר מדיניות תגמול לנושאי משרה בשותף הכללי ובשותפות ציבורית; החלת הוראות חוק החברות בעניין שמירת ההון וחלוקה על השותפות הציבורית, בעניין מכירה כפויה של מניות ובעניין מיזוג של שותפויות.

התיקון נכנס לתוקפו כאמור ביום 23 באפריל 2015 ומאז כניסתו לתוקף פועלת השותפות לביצוע ההתאמות הנדרשות בכללי הממשל התאגידי הקיימים, בהתאם לתקופות התחולה שנקבעו בו.

**ג. שעבודים וערבויות:**

1. להבטחת התחייבויות השותפות המוגבלת לספקים, למדינה ולנותני שירותים שונים שועבדו פקדונות בבנקים המשמשים להבטחת ערבויות בנקאיות שניתנו על ידי הבנקים בסך כולל של 2,595 אלפי דולר, ראה ביאורים 5 ו-9 לעיל.

2. כמו כן העמידה השותפות את השעבודים הבאים לחברת נאות דקלים בקשר עם הלוואה שניתנה על ידה (ביאור 13 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 הבנק של שותפות (הכוונה לחשבונות מיוחדים שפתחה השותפות לצורך יישום שטר הנאמנות) בהם יופקדו הכנסות השותפות מקידוח מגד 5 (וכן מקידוח מגד 6, ככל שיגיע לשלב הפקה מסחרית) וכן כריות ביטחון לתשלומי הלוואה;

(ג) שעבוד, הנחות בדרגה רק לזכויות משכיר מיכל אחסון הנפט של השותפות ובהחרגת מלאי קבוע מסויים, של מלאי הנפט של השותפות המאוחסן במיכל האחסון;

(ד) זכויות השותפות, כפי שיהיו מעת לעת, לקבלת הכנסות בגין מכירת נפט ממגד 5 וממגד 6.

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

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2015 (באלפי דולר)**

**ביאור 20 - צדדים קשורים ובעלי עניין:**

**א. בסעיפי הדוח על המצב הכספי נכללות יתרות של צדדים קשורים כדלהלן:**

31.12.2014	31.12.2015	ביאור
-	424	10 הלוואה לזמן ארוך
14,255	15,839	16א התחייבות בגין תמלוגים לשותף הכללי
839	877	16א זכאים ויתרות זכות
-	424	יתרת החובה השוטפת של בעל עניין הגבוהה ביותר לתקופה של 12 חודשים לפני תאריך הדוח על המצב הכספי

**ב. סעיפי רווח או הפסד נכללו:**

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015	
540	562	270	הוצאות לצדדים קשורים
23	30	40	דמי מפעיל לשותף הכללי (בעל השליטה בשותפות)
68	118	162	בטוח דירקטורים בשותף הכללי
3,717	3,034	1,584	תשלומים לקרובים לצד קשור לשותפות*
			תמלוגים לשותף הכללי

\* בשנת 2013 תשלומים לחברה בבעלות קרוב משפחה של דירקטור בשותף הכללי. החברה האמורה חדלה להעניק שירותים לשותפות בחודש ינואר 2015. בחודש דצמבר 2014 בן של דירקטור בשותף הכללי הועסק בשותפות, לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי, בחודש פברואר 2016 הופסקה עבודתו בשותפות.

**ביאור 21 - היבטי מיסוי:**

**א.** השותפות המוגבלת אושרה ביום 28 בספטמבר 1993 על ידי נציב מס הכנסה לעניין תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפושי נפט), התשמ"ט 1988 (להלן: "התקנות"). תוקף התקנות הוארך מדי שנה ולאחרונה עד 30 ביוני 2015. טרם פורסמה הארכה של תוקף התקנות.

**ב.** בהתאם לאישור שניתן על ידי נציבות מס הכנסה בחודש יוני 2009 לצורך פרסום תשקיף המדף שפורסם על ידה בחודש יוני 2009, הותנה האישור הנ"ל בקיום התנאים הבאים:

- בתוך חמש שנים, מלוא תמורת ההנפקה המיידית תשמש לחיפושי נפט ולפיתוח נכסי נפט בישראל ברישיונות שפורטו בתשקיף המדף (להלן: "נכסי הנפט") ו/או בכל זכות נפט או היתר מוקדם שתקבל השותפות בהתאם להסכם השותפות המוגבלת.
- השותפות לא תהא רשאית ליתן הלוואות מתמורת ההנפקה המיידית ומתמורת מימוש כתבי האופציה (סדרה 6) שיונפקו בהנפקה המיידית.

ביאור 21 - היבטי מיסוי (המשך):

ב. (המשך):

3) מדיניות ההשקעה של השותפות מכספי תמורת ההנפקה המיידית ומכספי מימוש כתבי האופציה (סדרה 6) הינה כמפורט דלקמן:

כספי תמורת ההנפקה המיידית וכן הכספים שיתקבלו ממימוש כתבי האופציה (סדרה 6) שיונפקו בהנפקה המיידית ישמשו למטרות שפורטו בתשקיף. עד לשימוש בכספים האמורים למטרות האמורות מתעתד השותף הכללי להשקיע את הכספים האמורים בפקדונות לטווח קצר.

4) אישור זה יעמוד בתוקפו בכפוף לכך כי בכל שנה ממועד קבלת תמורת ההנפקה, מעל 50% מהוצאות השותפות יהיו "הוצאות חיפוש ופיתוח" כהגדרתן בתקנות.

כמו כן, סך ההוצאות שהוצאו לניהול פעילותה השוטפת של השותפות בחיפושי נפט (בסעיף זה "הוצאות התפעול"), ייבחנו באופן מצטבר על פני 3 שנים, כך שסכום הוצאות התפעול לא יעלה על שליש מכלל הוצאות החיפוש והפיתוח (כאשר הן כוללות את הוצאות התפעול) כהגדרתן בתקנות. הוצאות התפעול העולות על שליש כאמור לעיל, לא ייחשבו כהוצאות חיפוש ופיתוח (להלן: "תנאי יחס ההוצאות").

לשם חישוב הוצאות התפעול ייבחנו הוצאות התפעול מדי שנה, והוצאות התפעול העולות על שליש בשנה השוטפת, לא ייחשבו כהוצאות חיפוש ופיתוח ויידחו לשנה העוקבת עד לבחינה מצטברת בתום שלוש שנים כאמור.

מוסכם, כי אי עמידת השותפות בתנאי יחס ההוצאות, לאחר שהוצאות השותפות הותרו בניכוי בידי מחזיקי יחידות ההשתתפות, יביא לחיוב השותף הכללי בתשלום סכום המס שנחסך בידי מחזיקי יחידות ההשתתפות בתוספת הפרשי הצמדה וריבית לפי סעיף 159 א לפקודה, משנת המס שבה הותרה ההוצאה בניכוי. השותפות עומדת בהתנייה.

5) פקיד השומה רשאי לבחון את הוצאות השותפות ועמידת השותפות בתנאי סעיף 4 לעיל.

6) אין באישור זה כדי לקבוע כי הוצאות אחרות של השותפות, לרבות הוצאות הקמת מערך הפקה והולכה הינן הוצאות חיפוש ופיתוח כהגדרתן בתקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסת בעלי זכויות נפט), התשט"ז - 1956 (להלן: "תקנות הנפט"), נושא אשר ייבחן על ידי פקיד השומה.

7) השותפות מתחייבת שלא תיקח הלוואות בסכום העולה על 3% מהסכום שיגוייס מהמשקיעים בשותפות אלא בתיאום ואישור מראש מרשות המיסים.

ג. טרם הושלם הליך הביקורת של שלטונות מס הכנסה בקשר עם דוחות השותפות לצורכי מס לשנים 2013-2014. לאחר גמר ביצוע הביקורת כאמור לעיל ועם קביעת גובה ההכנסה והוצאה לצרכי מס למחזיק זכאי תונפק תעודה למחזיק זכאי בהתאם.

ד. בהתאם לסעיף 19 לחוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, התשע"א-2011, לעניין סעיף 63(א) לפקודה יחושב חלקו של כל שותף בשנת המס מההכנסה החייבת של השותפות או מהפסדיה. מכיוון שהשותפים נושאים בתוצאות המס של הכנסות והוצאות השותפות, הדוחות הכספיים אינם כוללים מסים על הכנסה.



**ביאור 21 - היבטי מיסוי (המשך):**

ה. סוגיות המס הקשורות בפעילות השותפות המוגבלת טרם נידונו 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.

**ו. חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע התשע"א-2011 (קודם: חוק מיסוי רווחי נפט התשע"א-2011):**

בחודש אפריל 2011 התקבל בכנסת חוק מיסוי רווחים ומשאבי טבע, התשע"א-2011 (להלן: "החוק"). יישומו של החוק מביא לשינוי בכללי המיסוי החלים על הכנסות השותפות, הכוללים בין היתר, הנהגת היטל רווחי נפט וגז לפי מנגנון שנקבע בחוק וביטול ניכוי האזילה. החוק כולל הוראות מעבר לגבי מיזמים מפיקים או כאלה שיחלו בהפקה עד שנת 2014.

עיקרי הוראות החוק כלהלן:

1. הנהגת היטל רווחי נפט וגז בשיעור שיקבע כאמור להלן. שיעור ההיטל יחושב לפי מנגנון מוצע מסוג R פקטור, על פי היחס בין ההכנסות המצטברות נטו מהפרויקט 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 של 50% עד הגעת היחס ל-3.2. כמו-כן, נקבע ששיעור ההיטל כאמור, יופחת החל בשנת 2016 במכפלה של 0.64 בהפרש בין שיעור מס החברות הקבוע בסעיף 126 לפקודת מס הכנסה לגבי כל שנת מס לבין שיעור המס 18%. בהתאם לשיעור מס החברות שנקבע החל משנת 2016 ואילך השיעור המקסימאלי יעמוד על 45.52%. בנוסף נקבעו הוראות נוספות לענין ההיטל, בין היתר, ההיטל יוכר כהוצאה לצורך חישוב מס הכנסה; גבולות ההיטל לא ייכללו מתקני יצוא; ההיטל יחושב ויוטל ביחס לכל מאגר בנפרד (Ring Fencing); תשלום על ידי בעל זכות נפט המחושב כשיעור מהנפט המופק, יהיה חייב מקבל התשלום בתשלום היטל בהתאם לגובה התשלום שקיבל, וסכום זה יופחת מסכום היטל שבו חב בעל זכות הנפט.

כמו כן, בחוק נקבעו כללים לאיחוד או להפרדה של מיזמי נפט לעניין החוק.

ההוראות בדבר הטלת היטל רווחי נפט וגז הינן בתחילה מיום 10 באפריל 2011 והן כוללות הוראות מעבר לגבי מיזמים שהחלו בהפקה מסחרית עד ליום 1 בינואר 2014.

2. החוק כולל הוראות בדבר מיסוי שותפויות נפט החל משנת 2011, ראה פסקה ב לעיל.

ביאור 21 - היבטי מיסוי (המשך):

ז. **תשלום מס מכח מיסוי רווחים ממשאבי טבע, התשע"א 2011:**

על-פי הוראות סעיף 19 לחוק הנ"ל, השותף הכללי חייב להגיש לפקיד השומה דו"ח המאושר על-ידי רואה חשבון על הכנסתה החייבת של השותפות או הפסדי ובעת הגשת הדוח על השותף הכללי לשלם את המס הנובע ממנו, 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).

על-פי הוראות סעיף 19 כאמור, המס אותו על השותף הכללי לשלם בעת הגשת הדוח, יחושב לפי שיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים הינם חבר בני אדם ושיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהינם יחידים, אשר לעניין זה יראו את הכנסתם החייבת של היחידים כאילו חלק עליה שיעור המס המרבי, למעט אם הוכח לפקיד השומה כי שיעור המס החל על אותו יחיד נמוך מהשיעור האמור.

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 כאמור.

השותף הכללי סבור כי הואיל וסכום המס ששולם כאמור לעיל על ידי השותפות וכל סכום נוסף שישולם לפקיד השומה בעקבות שומה סופית שתוצא על ידו, ככל שיהיה, הינו על חשבון מס שחייבים בו המחזיקים הזכאים, ייחשב התשלום האמור, לכל דבר וענין כחלק מהחזר ההשקעה לבעלי היחידות כאשר התאריך הקובע בגין החזר זה הינו יום 31 בדצמבר של כל שנה בה ישולם מס כאמור.

לאחר הגשת הדוח ותשלום המס הסופי ובדיקתו על ידי פקיד השומה, יוציא הנאמן תעודה בה תצוין ההכנסה החייבת המיוחסת לכל יחידת השותפות וכן סכום המס ששולם על ידי השותף הכללי עבור מחזיקי היחידות בגין כל יחידת השותפות של השותפות.

הואיל ואין בידי השותף הכללי נתונים מלאים בדבר שיעור חלקם היחסי של המחזיקים הזכאים שהם חבר חבר בני אדם ואלה שהינם יחידים לצורך חישוב שיעור המס כאמור. תשלום המס שיבוצע על ידי השותף הכללי יהיה על פי שיעור מס שהינו ממוצע משוקלל.

לפיכך כל מחזיק זכאי ידרש לעשות את ההתאמות הנדרשות במסגרת הדוח השנתי שלו המוגש לשלטונות המס בין חבות המס הנגזרת בגין חלקו כמחזיק זכאי בשותפות לבין תשלום המס ששולם על ידי השותף הכללי והמיוחס לחלקו ובהתאם לשלם או לקבל החזר לפי העניין.

הצעת חוק מודל מיסוי עסקאות ייצוא:

ביום 26 במרץ 2014, פרסם משרד האוצר את תזכיר הצעת חוק מיסוי רווחי נפט (תיקון) התשע"ד-2014 (להלן: "התזכיר"). יצוין, כי ביום 23 בנובמבר 2014 אושר התזכיר בוועדת השרים לענייני חקיקה וזאת לאחר מספר תיקונים ושינויים שנערכו בו על ידי משרד האוצר.

הליכי החקיקה בכנסת ביחס לתזכיר טרם הושלמו.

עיקרי ההצעות נשוא התזכיר נוגעות לשיטה שבאמצעותה יחושב המיסוי על עסקאות ייצוא שבשלב זה אינן רלוונטיות לשותפות.

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

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2015 (באלפי דולר)**

ביאור 22 - פירוטים נוספים לדוחות על ההפסד הכולל:

א. עלות הפקה ואחסנת נפט:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015	
715	(111)	87	קיטון (גידול) במלאי נפט
2,584	2,041	1,519	עלויות הפקה
570	691	773	עלות אחסון
<u>3,869</u>	<u>2,621</u>	<u>2,379</u>	<b>סה"כ</b>

מלאי הנפט נמכר באופן שוטף ומוערך לפי תמחור עלות ההפקה לחבית. נכון ליום 31 בדצמבר 2015 קיימת יתרת מלאי נפט של 8,299 חביות בסך כ-56 אלפי דולר בספרי השותפות. ביום 31 בדצמבר 2014 היתה יתרת מלאי של 12,640 חביות בסך כ-143 אלפי דולר בספרי השותפות.

ב. הוצאות חיפושי נפט וגז:

לשנה שהסתיימה ביום			
*31.12.2013	*31.12.2014	31.12.2015	
13,704	8,597	1,885	אחזקה וקידוח
1,220	1,338	1,061	משכורות
232	272	156	אחזקת רכב
366	177	155	אגרות רשיונות וארנונה
226	376	131	אבטחה ובטיחות
165	161	101	משרדיות
20	38	89	ביטוחים
260	184	83	נסיעות ואירוח
530	315	-	דמי מפעיל
733	136	82	יועצים ומשפטיות
3,271	2,241	23	קניות ושימוש בציוד
<u>20,727</u>	<u>13,835</u>	<u>3,766</u>	<b>סך עלויות נטו</b>

\*סווג מחדש

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

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2015 (באלפי דולר)**

ביאור 22 - פירוטים נוספים לדוחות על ההפסד הכולל (המשך):

ג. הוצאות הנהלה וכלליות:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015	
474	656	490	משכורות ונלוות
304	377	338	יעוץ משפטי
163	247	270	דמי מפעיל
287	240	178	שירותים מקצועיים
78	92	108	אחזקת רכב
227	320	67	שכירות, אחזקה ומשרדיות
38	42	52	ביטוחים
-	-	28	אחרות
22	38	14	מיסים ואגרות
19	20	12	תקשורת
114	55	8	פרסום ויחסי ציבור
<u>1,726</u>	<u>2,087</u>	<u>1,565</u>	

ד. הוצאות (הכנסות) מימון:

לשנה שהסתיימה ביום			
31.12.2013	31.12.2014	31.12.2015	
26	52	53	הוצאות מימון:
	686	499	עמלות בנק וריבית בגין הפרשה לנטישה
-	-	166	ריבית בגין הלוואות ותעודות ההתחייבות
-	-	306	הפסד מפרעון מוקדם בשל תעודות התחייבות
99	-	350	קנס בשל פרעון מוקדם של תעודות התחייבות
<u>125</u>	<u>738</u>	<u>1,374</u>	הפרשי שער
(127)	(16)	(29)	הכנסות מימון:
(25)	(637)	(254)	בגין פקדונות
<u>(152)</u>	<u>(653)</u>	<u>(283)</u>	הפרשי שער
<u>(27)</u>	<u>85</u>	<u>1,091</u>	סה"כ

**ביאור 22 - פירוטים נוספים לדוחות על ההפסד הכולל (המשך):**

**ה. הפסד ליחידת השתתפות :**

חישוב ההפסד הבסיסי ליחידת השתתפות ליום מבוסס על ההפסד המיוחס למחזיקי יחידות ההשתתפות מחולק בממוצע המשוקלל של מספר יחידות ההשתתפות שבמחזור. מספר יחידות ההשתתפות ששימשו בחישוב ההפסד ליחידת השתתפות משקף את המספר המשוקלל של יחידות ההשתתפות לאחר שהובאו בחשבון בתוקף למפרע, יחידות השתתפות שהונפקו כהטבה במסגרת הנפקת זכויות. להלן הנתונים ששימשו בחישוב ההפסד ליחידת השתתפות:

<b>לשנה שהסתיימה ביום</b>		
<b>31.12.2013</b>	<b>31.12.2014</b>	<b>31.12.2015</b>
<u>10,569,032</u>	<u>10,569,032</u>	<u>10,569,032</u>
<u>(11,694)</u>	<u>(10,655)</u>	<u>(4,711)</u>

מספר יחידות ההשתתפות המשוקללות (באלפי יחידות)  
ההפסד ששימש בחישוב ההפסד ליחידת השתתפות  
(באלפי דולר)

הפסד לשנה - חלקו של השותף המוגבל

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)**  
**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2015 (באלפי דולר)**

**ביאור 23 - מכשירים פיננסיים:**

**א. שווי הוגן של מכשירים פיננסיים:**

השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים המוצגים במאזני השותפות המוגבלת לימים 31 בדצמבר 2015 ו-2014 תואם או קרוב לערכם בספרים.

**ב. מדיניות ניהול סיכונים:**

פעילויות השותפות המוגבלת חושפות אותה לסיכונים פיננסיים שונים, כגון: סיכון שוק (לרבות סיכון מטבע וסיכון בגין שיעור ריבית), סיכון אשראי וסיכון נזילות. תוכנית ניהול הסיכונים הכוללת של השותפות המוגבלת מתמקדת בפעולות לצמצום למינימום השפעות שליליות אפשריות על הביצועים הפיננסיים של השותפות המוגבלת.

ניהול הסיכונים מבוצע על ידי וועדה מיוחדת המוקדדת על הסיכונים בשותפות המוגבלת בהתאם למדיניות שאושרה על ידי דירקטוריון השותף הכללי. הוועדה מונה שלושה מהדירקטורים בשותף הכללי וכן את סמנכ"ל הכספים של השותפות. הדירקטוריון מספק עקרונות לניהול הסיכונים הכולל, כמו גם את המדיניות הספציפית לחשיפות מסוימות לסיכונים, כגון: סיכון שער חליפין, סיכון שיעור ריבית, סיכון אשראי, וכן שימוש במכשירים פיננסיים נגזרים ומכשירים פיננסיים לא נגזרים, והשקעות עודפי נזילות.

**ג. 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 לסיכונים מטבע בעיקר בגין התחייבויותיה השוטפות ובגין התקשרויות הנקובות במט"ח.

בנוסף, היות ופעילויות חיפושי נפט מתנהלות בדרך כלל בדולר ארה"ב, 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 ברווח ובהון השותפות.

**2) סיכון ריבית**

נכון ליום 31 בדצמבר 2015 מחזיקה השותפות המוגבלת בפקדונות שקליים ובפיקדונות במט"ח לזמן קצר ובריבית משתנה. נכון לאותו מועד הלוואות שקיבלה השותפות נושאת ריבית קבועה (ראה ביאור 13). הפקדונות בריבית משתנה חושפים את השותפות לסיכון תזרים מזומנים בגין שינויים בשיעורי ריבית.

**ביאור 23 - מכשירים פיננסיים (המשך):**

**ג. סיכוני שוק (המשך):**

3 סיכון מחיר הנפט

ההכנסה היחידה של השותפות נובעת ממכירת נפט. מחיר המכירה של הנפט נגזר מהמחיר העולמי. בשנת הדיווח חלה ירידה משמעותית של מחירי הנפט דבר המשליך בצורה ישירה על הכנסות השותפות. השותפות ביצעה עיסקה לגידור מחיר הנפט (המחיר שגודר הינו עד לחודש מאי 2015) במטרה להתמודד חלקית עם הירידות החדות במחיר הנפט (ראה ביאור 6).

**ד. 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. מדיניות השותפות המוגבלת היא להשקיע את עודפי המזומנים לתקופות קצרות ובאפיקים סולידיים. הפקדונות מופקדים במוסד פיננסי מהדרג הגבוה ביותר בישראל. הערך בספרים של הנכסים הפיננסיים מייצג את חשיפת האשראי המירבית.

**ה. סיכון נזילות:**

סיכונים 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 לצפתם. דירקטוריון השותף הכללי בוחן תחזית תזרימי המזומנים על בסיס חודשי לתקופה של 12 חודשים לרבות בגין מחויבויות הכרוכות בהסכמים הקשורים לנכסי נפט וגז כמו גם מידע בדבר יתרות המזומנים והפקדונות.

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

**באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2015 (באלפי דולר)**

ביאור 23 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ה. 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:

ניתוח מועדי המימוש של המכשירים הפיננסיים המאזניים \*

סה"כ	3-5 שנים	1-3 שנים	מעל 3 חודשים ועד שנה	עד שלושה חודשים	
<b>31.12.2015</b>					
3,540	-	2,343	1,197	-	פקדונות בבנקים
421	-	-	-	421	לקוחות
405	-	-	43	362	חייבים ויתרות חובה
<u>4,366</u>	<u>-</u>	<u>2,343</u>	<u>1,240</u>	<u>783</u>	

סה"כ	3-5 שנים	1-3 שנים	מעל 3 חודשים ועד שנה	עד שלושה חודשים	
<b>31.12.2014</b>					
4,123	-	1,046	2,100	977	פקדונות בבנקים
675	-	-	-	675	לקוחות
706	-	-	-	706	חייבים ויתרות חובה
<u>5,504</u>	<u>-</u>	<u>1,046</u>	<u>2,100</u>	<u>2,358</u>	

סה"כ	מעל 5 שנים	3-5 שנים	1-3 שנים	מעל 3 חודשים ועד שנה	עד שלושה חודשים	מועדי פרעון חזויים
התחייבות ליום 31.12.15 :						
5,551	-	761	2,440	1,796	554	הלוואה מצד קשור
1,088	-	-	-	-	1,088	ספקים ונותני שירותים
1,252	-	-	-	-	1,252	זכאים ויתרות זכות
877	-	-	-	877	-	דמי מפעיל לשותף הכללי
<u>8,768</u>	<u>-</u>	<u>761</u>	<u>2,440</u>	<u>2,673</u>	<u>2,894</u>	<b>סה"כ</b>

התחייבות ליום 31.12.14 :						
4,733	-	-	2,092	2,011	670	תעודות התחייבות
1,435	-	-	-	-	1,435	ספקים ונותני שירותים
1,698	-	-	-	-	1,698	זכאים ויתרות זכות
839	-	-	-	839	-	דמי מפעיל לשותף הכללי
<u>8,745</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>2,092</u>	<u>2,850</u>	<u>3,803</u>	<b>סה"כ</b>

\* הניתוח אינו כולל התחייבות לזמן ארוך לשותף הכללי בגין תמלוגי על היות ולדעת הנהלת השותפות לא ניתן לאמוד את מועד הפרעון של ההתחייבות האמורה. ראה גם ביאור 16.א.



**ביאור 24 - כנסים של בעלי יחידות ההשתתפות:**

בחודשים אפריל 2014, יוני 2015 ואוגוסט 2015 קיימה השותפות כנסי משקיעים לפרטים על החלטות שהתקבלו באסיפות כלליות ראו ביאור 25 להלן.

**ביאור 25 - אסיפות כלליות:**

א. ביום 23 באוגוסט 2015 אישרה האסיפה הכללית את מינויים של מר נחמיה זיסמן והגב' שלומית ברוט כדירקטורים חיצוניים ואת מינויו של עו"ד דוד איידלברג לתפקיד המפקח כמו כן אישרה האסיפה תיקון להסכם השותפות המוגבלת באופן שיאפשר לשותפות להעניק לנושאי משרה בשותפות, לרבות חברת השותף הכללי, כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור מאחריות, וכן יאפשר לשותפות לרכוש פוליסות לביטוח אחריות של נושאי משרה וכן התקשרות בפוליסת ביטוח אחריות נושאי משרה כעסקת מסגרת.

ב. ביום 26 באוקטובר 2015 אישרה האסיפה הכללית החלטות מיוחדות לתיקון הסכם הנאמנות ולתיקון הסכם השותפות. במסגרת ההחלטות כאמור הוחלט, בין היתר:

לאפשר לשותפות להעניק לנושאי המשרה בשותפות, לרבות חברת השותף הכללי, וכן המפקח והדירקטור בחברת הנאמן כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור מאחריות, וכן לאפשר לשותפות לרכוש פוליסות לביטוח אחריות של נושאי משרה כאמור, להעניק כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור לנושאי המשרה בשותפות, לרבות חברת השותף הכללי, להתקשר בפוליסת ביטוח אחריות נושאי משרה כעסקת מסגרת, לבטל את הסעיף הקיים בהסכם השותפות המוגבלת המקנה לשותף הכללי ועובדיו זכויות לפטור, שיפוי וביטוח.

**ביאור 26 - אירועים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי:**

- א. על קבלת התראה בכתב מהמונה על ענייני הנפט, ראו ביאור 3ג.
- ב. על קבלת סכום של 2 מיליון ש"ח מתוך הערבות למיכל האחסון בתמורה להסכמת השותפות להארכת מועד הערבות המופחתת עד לסוף שנת 2017, ראו ביאור 16ח.
- ג. על מתווה ההסדרה שבין השותף הכללי לשותף המוגבל ראו ביאור 16א3 לעיל.
- ד. על ההחלטה שהתקבלה בבג"ץ בעתירה שהוגשה נגד השותפות ראו ביאור 16י2 לעיל.
- ה. על המרצת פתיחה להיפרדות בין בעלי המניות בשותף הכללי ראו ביאור 16י3 לעיל.
- ו. על הקצאת מניות בשותף הכללי והעמדת התמורה כהלוואה לשותפות ראו ביאור 13ד לעיל.

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

**דוח תקופתי לשנת 2015**

**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: 55-001318-9  
כתובת: רח' השקד 9 שוהם  
טלפון: 03-6284901 פקסמיליה: 03-6284920  
תאריך המאזן: 31/12/2015  
תאריך הדו"ח: 30/3/2016

תקנה 9ד: דו"ח מצבת התחייבויות לפי מועדי פרעון  
לפרטים בדבר מצבת התחייבויות השותפות ליום 31.12.2015 ראו דו"ח מידי נפרד המפורסם בסמוך לדו"ח זה.

דוחות רווח והפסד לתקופות של שלושה חודשים

שנסתיימו ביום האחרון של כל רבעון

לשנת 2015 באלפי דולר

Q1	Q2	Q3	Q4	סה"כ	
1,867	2,588	1,805	1,631	7,891	הכנסות ממכירת נפט
(210)	(285)	(222)	(222)	(939)	בניכוי תמלוגים ששולמו למדינה
(396)	(459)	(367)	(362)	(1,584)	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
1,261	1,844	1,216	1,047	5,368	הכנסות נטו
					<b>עלויות והוצאות:</b>
605	631	521	622	2,379	עלות הפקת הנפט ואחסון (ללא פחת והפחתות)
181	180	185	322	1,260	פחת והפחתות נכסי נפט
861	987	1,215	1,082	3,766	הוצאות חיפוי נפט
299	415	465	399	1,565	הוצאות הנהלה וכלליות
(109)	208	58	(139)	18	הוצאות (הכנסות) אחרות
(576)	(577)	(1,228)	(1,239)	(3,620)	הפסד מפעולות
69	21	191	2	283	הכנסות מימון
(668)	(444)	(68)	(194)	(1,374)	הוצאות מימון
(599)	(423)	123	(192)	(1,091)	הכנסות (הוצאות) מימון - נטו
(1,175)	(1,000)	(1,105)	(1,431)	(4,711)	<b>הפסד לתקופה</b>

תקנה 10 ג':

שימוש בתמורת ניירות ערך תוך התייחסות  
ליעדי התמורה עפ"י התשקיף

בשנת הדיווח לא ביצעה השותפות הנפקה מכח תשקיף המדף.

כל כספי השותפות יועדו להשקעות בחיפוי נפט ולהשקעות בפתוח שדה הנפט "מגד".  
במהלך שנת הדיווח ביצעה השותפות פעולות לתיקון בעיית אובדן הלחץ בבאר ונמשכו מבחני  
ההפקה ארוכי הטווח במקטע 8b בקידוח מגד 5.

בשנת 2015 הוציאה השותפות הוצאות חיפוי נפט בסכום של 4,270 אלפי \$. הוצאות  
ההנהלה והכלליות בתקופה זו היו 1,582 אלפי \$.

תקנה 20:

מסחר בבורסה – ני"ע שנרשמו למסחר – מועדי וסיבות הפסקת מסחר

ביום 28.12.2014 הושעה המסחר ביחידות ההשתתפות של השותפות בשל עילת 1 אגורה,  
לפרטים ראו בסעיף 20.14 בחלק הראשון לעיל.

תקנה 21(א):

תגמולים לבעלי עניין ונושאי משרה

על פי הסכם השותפות המוגבלת השותף הכללי ינהל את השותפות המוגבלת וכן יהיה  
המפעיל בפעולות חיפוי נפט בשטחים שבהם יש לשותפות המוגבלת אינטרס ויהיה זכאי  
להתמנות כמפעיל בשטחים שבהם יהיה לה אינטרס בעתיד. השותף הכללי יהיה זכאי לגבי  
שטח שבו הוא מפעיל ל"דמי מפעיל" (לרבות גם ממשותפים אחרים, אם יהיו) בשיעור של  
7.5% מההוצאות בגין פעולות חיפוי נפט אך לא פחות מסכום כולל (לגבי כל השטחים) של  
22,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ) לחודש.

השותף הכללי פועל על פי פרשנות של ההוראה האמורה בדבר חישוב דמי המפעיל, ואשר  
על פיה הסכום של 22,000 דולר לחודש הינו דמי המפעיל המינימליים לחודש וחישוב דמי  
המפעיל המגיעים לשותף הכללי נועד להתבצע מדי חודש בחודשו על בסיס הוצאות חיפוי  
הנפט שהוצאו באותו חודש קלנדר.

במהלך האסיפה הכללית מיום 2.3.2010 השותף הכללי הסכים לתיקון הסכם השותפות  
המוגבלת (ולחתום על הסכם מתקן לעניין זה) אשר יובא לאישור האסיפה הכללית של בעלי  
היחידות לפיו יחול שינוי בדמי המפעיל של השותף הכללי לגבי הקידוחים הבאים שיתבצעו  
בחזקת ראש העין או ברשיון מכבי ושהינם קידוחי פיתוח או קידוחים לקביעת גבולות שדה  
הנפט ואשר לפיו בחלופה שלפיה דמי המפעיל נקבעים כאחוז מההוצאות לא יעלה שיעור דמי  
המפעיל על 4.5%. לפרטים נוספים ראו באור 16א(2) לדוחות הכספיים בחלק ג' לעיל.

ביום 13.8.2014 קיבל דירקטוריון השותפות החלטה להשוות את שכר שלושת הדירקטורים  
(טוביה לוסקין, שמואל בקר ונגה בן דוד) כך שיהיה בגובה השכר העדכני שאותו מקבלים  
שמואל בקר ונגה בן דוד (4,667 דולר לחודש), טוביה לוסקין התנגד להחלטה וטען  
שהחלטה אינה חוקית ועומדת בניגוד להסכמים הקיימים. כמו כן בין הדירקטורים שמואל  
בקר ונגה בן דוד מצד אחד וטוביה לוסקין מצד שני קיימים חילוקי דעות לגבי עמידתם  
והתאמתם של סמכויות מסוימות שהוענקו למר טוביה לוסקין בתקנון השותף הכללי  
ובהסכמים בין בעלי המניות בשותף הכללי (לפרטים ראו סעיף 13.2 בתשקיף המדף מיום  
28.2.2013) בכללי הממשל התקין הנדרשים מתאגיד ציבורי, ומהשותפות לאור החוק לתיקון  
פקודת השותפויות מס' 5 (ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית).

השותף הכללי יהיה זכאי לקבל מן השותפות תמלוגים בשיעור אחד קבוע השווה ל- 20.455% מתפוקת הנפט לפרטים ראו בתקנה 22 להלן.

לפרטים בדבר מיתווה ההסדר בין השותף הכללי לשותף המוגבל בו סוכם, בין היתר, על הפחתת התמלוג לשותף הכללי ועל ביטול דמי המפעיל כאחוז מהוצאות החיפושים עם מינוי מפעיל לשותפות ראו בסעיף 1(ח) בדו"ח הדירקטוריון לעיל.  
השותפות נושאת בהוצאות רכב של הדירקטורים (שמואל בקר, נגה בן דוד וטוביה לוסקין).

ביום 18.8.2015 החליט דירקטוריון השותף הכללי להעניק למר אבי מעוז (מנכ"ל השותפות) עבור כהונתו גם כמנכ"ל השותף הכללי 1% מכל הכספים (נטו) שיתקבלו לזכות השותף הכללי מההפקה של הידרוקרבונים משטח רשיון ראש העין.

במכתב מיום 9.2.96 הודיע השותף הכללי לגיאולוג הראשי לשעבר של השותפות וסמנכ"ל המו"פ, 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 (בשל מצבה הכספית השותפות נאלצה לסיים את עבודתו של מר שטיינגולץ בחודש פברואר 2016).

במכתב מיום 13 ביוני 1999 הודיע השותף הכללי למר יגאל פלברט (סמנכ"ל הכספים לשעבר בשותפות) כי הוא יהיה זכאי לקבל 1% מכל הכספים (נטו) שיתקבלו לזכות השותף הכללי מההפקה של הידרוקרבונים משטח רשיון ראש העין. זכות זו תיפסק רק כאשר ואם יפסיק מרצונו את העסקתו בשותפות (עבודתו של מר פלברט בשותפות הסתיימה בחודש פברואר 2015).

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			
	אחרות	שכירות	אחרות	הוצאות רכב	שכר ו/או שכר דירקטורים	שיעור החזקה בהון השותפות	היקף משרה	תפקיד	שם
939,717	---	---		84,421	855,296	-----	80%	מנכ"ל	אבי מעוז
573,363	---	---	1080	68,222	504,061	---	100%	מנהל כספים	אביעד אודיש
392,214			470	9,300	382,444	0.05%	100%	סמנכ"ל הכספים עבור חודשיים	יגאל פלברט
599,170			4,820	80,813	513,537	0.01%	100%	סמנכ"ל לוגיסטיקה	דרור ברודר
618,100			2,412	55,039	560,649	0.04%	100%	סמנכ"ל מו"פ	ולדימיר שטיינגולץ

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 1.1.2015 לתקופה של חודשיים (הסכומים אינם מבוקרים):-

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	שם
140,000	---	---		10,000	130,000	-----	80%	מנכ"ל	אביגדור מעוז
84,236	---	---	90	10,000	74,146	---	100%	מנהל כספים	אביעד אודיש
85,732	----	----	90	10,000	75,642	0.01%	100%	סמנכ"ל לוגיסטיקה	דרור ברודר
322,720	----	----	90	10,000	312,630	0.04%	100%	סמנכ"ל מו"פ	ולדימיר שטיינגולץ

תקנה 21א

השליטה בתאגיד

בעלי השליטה בתאגיד הינם (בשרשור) נפט ב.ד. בע"מ (חברה בבעלות משפחת בן דוד (לפרטים ראו סעיף 8 בחלק הראשון לעיל), ש.ל.ב. השקעות בע"מ (חברה בבעלות שמואל בקר ו-28 בעלי מניות נוספים לפרטים ראו סעיף 8 בחלק הראשון לעיל) וטי אוייל וגז בע"מ (חברה בבעלות טוביה לוסקין).

תקנה 22:

עסקאות עם בעל שליטה

בהתאם להוראות הקבועות בהסכם השותפות המוגבלת (לפרטים ראו סעיף 7.6 בתשקיף המדף של השותפות) שולמו לבעלי העניין בשנת הדיווח שכר וטובות הנאה כדלקמן- דמי מפעיל בסך 270 אלפי דולר לטובת גבעות עולם נפט בע"מ. בטבלאות להלן מובאים התשלומים לבעלי העניין ששולמו על ידי השותף הכללי לדירקטורים מתוך דמי המפעיל האמורים בשנת הדיווח:

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
252,982	---	---	612	71,820	180,550	-----	-----	דירקטור בשותף הכללי	טוביה לוסקין
297,187	-	-	---	23,008	274,179	-----	-----	דירקטור בשותף הכללי	שמואל בקר
353,734	---	---	----	79,607	274,127	0.03%	-----	דירקטור בשותף הכללי	נגה בן דוד
65,839				----	65,839	-----	----	דירקטור בלתי תלוי בגין ארבעה חודשים	מנחם גרנית

כמו כן שילמה השותפות לדירקטורים החיצוניים שלומית ברוט ונחמיה זיסמן סך של כ- 101 אלפי ש"ח בשנת 2015 עבור תקופה של כארבעה חודשים.

\* בהתאם להסכם השותפות המוגבלת הוצאות הרכב של הדירקטורים משולמות על ידי השותפות.



השותף הכללי יהיה זכאי לקבל מן השותפות תמלוגים מהכמויות על פי הברא או מהשווי על פי הברא 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 יהיה בשיעור אחיד קבוע השווה ל- 20.455% מתפוקת הנפט ו/או גז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים. באסיפה הכללית מיום 5.6.06 התחייב השותף הכללי להימנע מלמשוך את הכספים המגיעים לו כתמלוגים עד שסכום הרווחים שיחולקו לבעלי היחידות יגיע לסכום "החזר ההשקעה" כהגדרתו בסעיף 9.1.12 להסכם השותפות המוגבלת, העומד על כ-84.3 מיליון דולר. לפרטים על מתווה ההסרה המשנה בין היתר, את שיעור התמלוגים ומועד חלוקתם ראו בסעיף 1(ח) בדו"ח הדירקטוריון לעיל.

לדעת השותף הכללי לא ניתן להעריך בשלב זה את מועד הפירעון של "החזר ההשקעה", כאמור. הדירקטורים של השותף הכללי מבטחים בפוליסת ביטוח דירקטורים ונושאי משרה המשולמת על ידי השותפות. דמי הביטוח בגין פוליסת הביטוח לשנה שהסתיימה ב-31.3.2015 היו 29,500 דולר עבור כיסוי ביטוחי של 15 מיליון דולר. דמי הביטוח בגין פוליסת הביטוח לשנה שתסתיים ב-31.3.2016 היו 32,450 דולר עבור כיסוי ביטוחי של 15 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.

#### מידע נוסף בעניין קרוב משפחה של בעלי עניין בשותפות שהועסק ע"י השותפות

להלן מובאים פרטים על העסקתו של מר אמיר בן דוד בעל תואר בהנדסה מהטכניון ע"י השותפות כעובד שכיר. אמיר בן דוד חזר לעבוד בשותפות (לאחר שעבד בה כמנהל תחום גז בשנים 2011-2013) בחודש דצמבר 2014. עבודתו של אמיר בן דוד הופסקה ביום 29.2.2016 לאחר שוועדת הביקורת לא הסכימה לאשר את המשך העסקתו, ובשל הקיצוצים שנקטה השותפות. ביום 12.3.2016 מונה אמיר בן דוד לדירקטור במקומו של אביו מר נגה בן דוד. כמו כן לאור מצוקת כח האדם בשותפות הגיע מנכ"ל השותפות עם מר אמיר בן דוד להסכמה כי ישמש גם כיועץ לענייני תפעול ופיתוח - ללא קבלת שכר על תפקיד זה. להלן נתונים על עלות העסקתו:

שם העובד	תפקיד	תאריך תחילת העסקה	עלות העסקתו הכוללת בשנת 2015 בש"ח	עלות העסקתו הכוללת בשנת 2014 בש"ח	עלות העסקתו הכוללת בשנת 2013 בש"ח	עלות העסקתו הכוללת בשנת 2012 בש"ח
אמיר בן דוד	עוזר מנכ"ל תפעול ופיתוח	16.12.2014	611,700	22,724	92,173	276,519

אמיר בן דוד החל את עבודתו בשותפות ביום 23.10.2011 (עלות העסקתו בשנת 2011 עמדה על 54,712 ₪). העסקתו של אמיר בן דוד (עד לשנת 2013) אושרה ע"י הדירקטורים בשותף הכללי שמואל בקר, נגה בן דוד וטוביה לוסקין.

העסקתו של אמיר בן דוד כעוזר מנכ"ל תפעול ופתוח, החל מחודש דצמבר 2014 בשותפות אושרה על ידי מר אבי מעוז מכח הסמכות הנתונה לו כמנכ"ל השותפות. בהסכם ההעסקה של אמיר בן דוד צויין כי לצורך חישוב הבונוס לעובדים (לפרטים ראו סעיף 10 בחלק הראשון לעיל) תלקח בחשבון גם תקופת העסקתו הקודמת בשותפות). העלות הכוללת בגין העסקתו בשנת 2014 עמדה על 22,724 ₪.

ביום 26.12.2012 אישר דירקטוריון השותף הכללי (לאחר שקיבל את המלצת הוועדה על תקן וועדת הביקורת) התקשרות בהסכם לקבלת שירותי מחשוב ותקשורת לשותפות עם חברה בבעלותו של שמעון שחר (מר שחר הינו חתנו של מר טוביה לוסקין). בהתאם להסכם תקבל החברה האמורה סכום חודשי של 19,000 ₪ בתוספת מע"מ (כנגד חשבונית) בתמורה למתן מענה מלא ומיידי לכל צרכי המחשוב והתקשורת של השותפות במשך 24 שעות ביממה (במשרדים ובאתרי הקידוח). כל שינוי של ההסכם כפוף לקבלת אישור מוקדם של וועדת הביקורת.

ביום 25.11.2013 אישר דירקטוריון השותף הכללי (לאחר שקיבל את המלצת הוועדה על תקן וועדת הביקורת) לאשר הגדלה של 15% בסכום המשולם לחברה כאמור, וכן לאשר תשלום הוצאות נסיעה לחברה בהתאם למספר קילומטרים שתעביר לשותפות בגין נסיעות שתבצע לצורך מתן שירותים לשותפות (התשלום יבוצע עפ"י טבלאות חסך). העדכונים האמורים נכנסו לתוקף החל מיום 1.1.2014.

בשנת 2013 שולם לחברה סכום של כ- 68 אלפי דולר ובשנת 2014 סכום של 84 אלפי דולר. החברה האמורה חדלה לספק שירותים לשותפות החל מחודש ינואר 2015.

המפקח 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 באסיפה 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 באסיפה כללית של בעלי היחידות או שההוצאות הינן במסגרת סכום ומסוגים שאושרו לכך על ידי אסיפה כללית כאמור.

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 2015 שולם למפקח יונתן קורן מנכ"ס הנאמנות סכום של כ- 22 אלפי דולר, ולמפקח דוד איידלברג סך של 15 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

1. שם בעל העניין: גבעות עולם נפט בע"מ  
מס' חברה ברשם: 51-181865-0
2. שם בעל העניין: מלון נאות דקלים בע"מ מס' ח"פ 511444663  
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. מוחזק בתאריך 29/3/2016: 63 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.0001%.
3. שם בעל העניין: נגה בן דוד מס' ת.ז. 3800224  
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2016: 362,229,200 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 3.43%.
4. שם בעל העניין: עווד בן דוד מס' ת.ז. 3800224  
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2016: 67,399,606 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.64%.
5. שם בעל העניין: נחמיה זיסמן מס' ת.ז. 050312222  
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2016: 27,359,474 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.26%.
6. שם בעל העניין: שלומית ברוט מס' ת.ז. 033659525  
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2016: 1,600,000 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.01%.
7. שם בעל העניין: דרור ברודר מס' ת.ז. 02272819  
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2016: 1,100,000 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.01%.
8. שם בעל העניין: דוד בן דוד מס' ת.ז. 025144569  
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2015: 666,230 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.006%.
9. שם בעל העניין: דוד בן דוד מס' ת.ז. 025144569  
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2015: 30,000,000 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.04%.

תקנה 24א יחידות קיימות  
נכון לתאריך הדו"ח קיימות 10,569,031,650 יחידות בנות - 1. ע.ג.

מס' יחידות חדשות	מספר יחידות	כתובת	שם	תאריך	
				11/02/2009	
13		רח' רמבן 11 י-ם	שמואל בקר	11/02/2009	1ט
7		רח' דרשך החורש 76 רמות ב' י-ם	נגה בן דוד	11/02/2009	1ט
23,467		רח' מטודלה 25 י-ם	מוריס גולדברג	11/02/2009	####
655		מבוא תמנע 4/9 רמת אשכול י-ם	עמנואל פישר	11/02/2009	####
9		רח' רמבן 11 י-ם	גבעות עולם נפט	11/02/2009	####
312		רח' טולקובסקי 3 א' ת"א 69358	יהודה בר לב	11/02/2009	####
1,337		רח' הגדנע 6 פ"ת 49231	מקסים קושלין	11/02/2009	####
7		משוב נחלים 49950	יעקוב חיימוביץ	11/02/2009	####
4,420		רח' קיבוץ גלילות 5 י-ם	יצחק ואן ויינברגר	11/02/2009	####
3		רח' ברקן 22 חולון 58210	אסתר קוטיקוב	11/02/2009	####
6,400		רח' טבריה 6/1 י-ם 94543	בנימין סיימון	11/02/2009	####
1,567		ת"ד 2467 אילת 88124	יורי פירנר	11/02/2009	####
21,333		שד' אשכול 20/24 י-ם	זכריה דור שב	11/02/2009	####
11		מצפה נבו 60/5 מעלה אדומים	בנימין פרידמן	11/02/2009	####
601		רח' מאפו 10 ת"א 63577	שושנה קרונברג	11/02/2009	####
26,773		רח' הנישאים 1/19 הוד השרון	רותם אפרים	11/02/2009	####
238		רח' לה גרדיה 76 ת"א	אבינעם שרעבי	11/02/2009	####
33,333		רח' הזמיר 8/2 אלעד	משה מנצור	11/02/2009	####
6,061		ת"ד 7112 ת"א 61070	שריג דמארי	11/02/2009	####
222		רח' הזמיר 30/50 נהריה 22260	דימיטרי טורקוב	11/02/2009	####
40		רח' סעדיה גאון 8 י-ם	דוד אמיני	11/02/2009	####
2,552,119,080		רח' לילנבלום 4 ת"א	החברת לרישום של בנק לאומי	11/02/2009	####
736		שד' אשכול 20/24 י-ם	זכריה דור שב	16/11/09	####
2040282990		רח' לילנבלום 4 ת"א	החברת לרישום של בנק לאומי	16/11/09	####
2,115,771		רח' לילנבלום 4 ת"א	החברת לרישום של בנק לאומי	18/11/09	פ'1 פ,2
16,330		שד' אשכול 20/24 י-ם	זכריה דור שב	14.2.2012	מ,2
900'000		רח' דנגור 1 רמת גן	החברת לרישום של בנק לאומי	14.2.2012	מ,3
45,000		הרב דסלר 23 בניברק	מעדיה נעמה	19/07/2011	מ'1
1134221353		רח' לילנבלום 4 ת"א	החברת לרישום של בנק לאומי	30/05/2010	
212,248		רח' דנגור 1 רמת גן	החברת לרישום של בנק לאומי	27/04/2010	
170,872		רח' בעל שם טוב 18 בני ברק	נדף יוסף	17/02/2010	
12,800		שד' אשכול 20/24 י-ם	זכריה דור שב	17/02/2010	
218		מבוא תמנע 4/9 רמת אשכול י-ם	עמנואל פישר	17/02/2010	
1,870,409,123		רח' אחד העם 13 תל אביב	החברת לרישום של בנק לאומי	17/02/2010	
1,456,481,709		רח' אחד העם 13 תל אביב	החברת לרישום של בנק לאומי	01/09/2010	
39,795		רח' דנגור 1 רמת גן	החברת לרישום של בנק לאומי	01/09/2010	
32,038		בעל שם טוב 18 בני ברק	נדף יוסף	01/09/2010	
131,790,670		רח' אחד העם 13 תל אביב	החברת לרישום של בנק לאומי	03/10/2010	
332,859,382		רח' אחד העם 13 תל אביב	החברת לרישום של בנק לאומי	27/12/2010	
475,448,054		רח' אחד העם 13 תל אביב	החברת לרישום של בנק לאומי	11/01/2011	
39,795		רח' דנגור 1 רמת גן	החברת לרישום של בנק לאומי	11/01/2011	
32,038		בעל שם טוב 18 בני ברק	נדף יוסף	11/01/2011	
571,674,840		רח' אחד העם 13 תל אביב	החברת לרישום של בנק לאומי	11/01/2011	

תקנה 25א:

המען הרשום של התאגיד:

רח' השקד 9 שוהם טל: 03-6284901  
פקסמיליה: 03-6284920. כתובת דואר אלקטרוני: givot@givot.co.il

תקנה 26:

הדירקטורים של התאגיד

ביום 21.3.2016 אישרה האסיפה הכללית של חברת השותף הכללי שינויים בתקנון השותף הכללי לרבות סעיף הקובע כי כל עוד לא יקבע אחרת על ידי האסיפה הכללית בהחלטה רגילה לא יעלה מספר חברי הדירקטוריון על שבעה (לא כולל לפחות שני דח"צים שימונו על ידי האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות). לשינויים נוספים בתקנון הנוגעים לביטול זכויות ההכרעה של טוביה לוסקין בעניינים מקצועיים ולזכויות חתימה ראו בסעיף 10.5 בחלק הראשון לעיל ובתקנה 26 להלן. יצוין כי מר לוסקין טען כי ההחלטות אינן חוקיות.

להלן רשימת הדירקטורים של השותף הכללי – גבעות עולם נפט בע"מ:

- 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 בשותף הכללי – גבעות עולם נפט בע"מ.
  6. השכלתו: עו"ד, תואר ראשון במשפטים (LL B).
  7. 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 עניין 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.
  8. 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 עניין 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 במשפטים . ניהול עסקים נכסים ומלונאות.
8. התאריך שבו החלה כהונתו: 16/1/2014.

- ד. 1. טוביה לוסקין מס' ת.ז. 304264807
2. שנת לידה: 1951.
  3. המען: אפרת.
  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: B.Sc GEOLOGY M.Sc GEOPHYSICS .
  - נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: מנכ"ל, דירקטור בחברת גבעות עולם נפט בע"מ: טי-אוויל וגז בע"מ: נפט הר קדם בע"מ .
  8. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 7/6/93.

- ה. 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.
  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 ואחיין של עודד בן דוד (דירקטורים חליפים).
  7. השכלתו: הנדסת תעשייה וניהול .
  - נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: עוזר מנכ"ל תפעול ופיתוח בשותפות, עסקאות בתחום הנדלן ואחראי תחום גז בשותפות.
  9. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 1/3/2016.

- ו. 1. מנחם גרנית מס' ת.ז. 10241115
2. שנת לידה: 1949.
  3. המען: ט' באייר 4 עפרה 90627.
  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 מתמטיקה ומחשבים ומוסמך הנהלת עסקים.

נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: מנכ"ל בית התכנה עפרה מחשבים, יו"ר אגודה שיתופית תפ"א עצמונה בע"מ, יו"ר החוויה הישראלית בע"מ ומנהל יחידת תנופה ודירקטור באגודה שיתופית תפ"א עצמונה בע"מ, החוויה הישראלית בע"מ, גזר עצמונה בע"מ.  
8. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 24/8/2015.

ז. 1. נחמיה זיסמן מס' ת.ז. 050312222  
2. שנת לידה: 1950.  
3. המען: יברבוים 6 ראשון לציון.  
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: בוגר כלכלה מורחבת.  
נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: מנהל ודירקטור בחברת אבן חן בע"מ.  
8. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 24/8/2015.

ח. 1. שלומית ברוט מס' ת.ז. 033659525  
2. שנת לידה: 1977.  
3. המען: נהר הירדן 234 יקר 4484300.  
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. השכלתו: בוגרת משפטים.  
נסיונה העסקי בחמש השנים האחרונות: בעלת משרד עורכי דין.  
8. התאריך שבו החלה כהונתה כדירקטור: 24/8/2015.

תקנה 26 א: נושאי משרה בכירה בתאגיד

א. 1. מר אביגדור מעוז, ת.ז. **053993176**  
2. שנת לידה: 1956.  
3. המען: עיר דוד 26 ירושלים.  
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: מנכ"ל השותפות.  
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: תיכונית.  
נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: יו"ר דירקטוריון ודירקטור בחברות פרטיות, דירקטור בחברת עמיגור בע"מ, יזם ויועץ (מר מעוז כהן כמנכ"ל משרד השיכון וכמנכ"ל משרד הפנים בשנים 1999-2004).  
8. התאריך שבו החלה כהונתו: דצמבר 2014.

ב. 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.  
נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: חשב השותפות ורו"ח במשרד פרטי.  
8. התאריך שבו החלה כהונתו: 3/2/2015.

- ג. 1. מר דרור ברודר, ת.ז. 02272819
2. שנת לידה: 1967.
3. המען: יגאל ידין 41/30 מודיעין.
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: מנהל לוגיסטיקה ואדמיניסטרציה.
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: תיכונית, קורס מנהלי עבודה – המכון לפיריון העבודה והייצור שנים 98 עד 2000, קורס מנהלי רכש בכירים EPI – שנת 2006/7 לשכת המסחר והתעשייה.
- נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: סמנכ"ל רכש לוגיסטיקה באוקיאנה מחקרים ימיים בע"מ.
8. התאריך שבו החלה כהונתו: 7/12/2011.

- ד. 1. דוד בן דוד מספר ת.ז. 025144569
2. שנת לידה: 1973
3. המען: רחוב ניסים אלוני 1 תל אביב
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 בכלכלה וחשבונאות.
- נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: אחראי על בקרה פנימית ובקרה תהליכית בבית אבות לאנוסי משהד בישראל בע"מ.
- תאגידים אחרים שבהן הוא משמש כדירקטור: אין
8. התאריך שבו החלה כהונתו: 25.10.2015

#### 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. לשינויים נוספים בתקנון הנוגעים לביטול זכויות ההכרעה של טוביה לוסקין בעניינים מקצועיים חתימה ולהרכב הדירקטוריון ראו בסעיף 10.5 בחלק הראשון לעיל ובתקנה 26 לעיל. יצוין כי מר לוסקין טען כי ההחלטות אינן חוקיות.

ההחלטה האחרונה שהתקבלה בדירקטוריון השותפות ביום 21.2.2016 בעניין זכויות החתימה והתחייבות בשותפות קובעת כי:

- א. מורשי החתימה בחשבונות הבנקים של השותפות הינם: הדירקטורים, המנכ"ל ומנהל הכספים.
- ב. לכל פעולה בנקאית בסכום העולה על חמישים אלף (50,000) דולר תידרש חתימה של המנכ"ל ושני דירקטורים. שתי החתימות של שני הדירקטורים תהיינה אחת מכל קבוצה כדלהלן:
  - קבוצה א': שמואל בקר, נגה בן דוד ומנחם גרנית.
  - קבוצה ב': טוביה לוסקין, שלומית ברוט ונחמיה זיסמן.
- ג. לכל פעולה בנקאית עד לסכום של חמישים אלף (50,000) דולר תידרש חתימה של המנכ"ל וסמנכ"ל הכספים.
- ד. לכל התחייבות בשם השותפות בסכום העולה על מאה אלף (100,000) דולר תידרש חתימה של המנכ"ל ושני דירקטורים. שתי החתימות של שני הדירקטורים תהיינה אחת מכל קבוצה כדלהלן:
  - קבוצה א': שמואל בקר, נגה בן דוד ומנחם גרנית.
  - קבוצה ב': טוביה לוסקין, שלומית ברוט ונחמיה זיסמן.
- ה. המנכ"ל לבדו מוסמך לחייב את השותפות בכל התחייבות עד לסכום של 100,000 דולר.
- ו. לכל התחייבות בשם השותפות עד לסכום של 5,000 דולר נדרשת חתימת המנכ"ל או מנהל הכספים או סמנכ"ל הלוגיסטיקה.
- ז. לכל התחייבות בשם השותפות מסכום של 5,001 דולר ועד לסכום של 20,000 דולר נדרשת חתימת מנהל הכספים ביחד עם סמנכ"ל הלוגיסטיקה או חתימת המנכ"ל לבדו.



תקנה 27:

רואה החשבון של התאגיד  
BDO זיו-האפט, רואי חשבון  
דרך מנחם בגין 48 תל אביב.

תקנה 28:

שינויים בהסכם השותפות ובהסכם הנאמנות

במהלך האסיפה הכללית מיום 2 במרץ 2010 הודיע השותף הכללי כי יסכים לתיקון הסכם השותפות המוגבלת (ולחתום על הסכם מתקן לעניין זה) אשר יובא לאישור האסיפה הכללית של בעלי היחידות לפיו יחול שינוי בדמי המפעיל של השותף הכללי לגבי הקידוחים הבאים שיתבצעו בחזקת ראש העין או ברשיון מכבי ושהינם קידוחי פיתוח או קידוחים לקביעת גבולות שדה הנפט ואשר לפיו בחלופה שלפיה דמי המפעיל נקבעים כאחוז מההוצאות לא יעלה שיעור דמי המפעיל על 4.5%.

לפרטים על מתווה ההסדרה בין השותף הכללי לשותף המוגבל שיובא לאישור האסיפה הכללית ראו סעיף 1(ח) בדו"ח הדירקטוריון לעיל.

בתשקיף המדף שפרסמה השותפות מוזכרים מספר תיקונים נוספים להסכם הנאמנות והסכם השותפות המוגבלת וכן לעסקאות בעלי ענין שטרם אושרו לפרטים ראו סעיפים 6.12, 7.11.8, 14.2.3, ו-14.3.6 בתשקיף המדף.

לפרטים על החלטות האסיפה הכללית על שינויים בהסכם השותפות המוגבלת והסכם הנאמנות ראו בתקנה 29(א) להלן.

תקנה 29(א): המלצות מנהלים בפני האסיפה הכללית

- א. ביום 23 באוגוסט 2015 אישרה האסיפה הכללית את מינויים של מר נחמיה זיסמן והגב' שלומית ברוט כדירקטורים חיצוניים ואת מינויו של עו"ד דוד איידלברג לתפקיד המפקח כמו כן אישרה האסיפה תיקון להסכם השותפות המוגבלת באופן שיאפשר לשותפות להעניק לנושאי משרה בשותפות, לרבות חברת השותף הכללי, כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור מאחריות, וכן יאפשר לשותפות לרכוש פוליסות לביטוח אחריות של נושאי משרה וכן התקשרות בפוליסת ביטוח אחריות נושאי משרה כעסקת מסגרת.
- ב. ביום 26 באוקטובר 2015 אישרה האסיפה הכללית החלטות כדלקמן:
- o החלטה מס' 1 - החלטה מיוחדת לתיקון הסכם הנאמנות באופן שייקבע מניין חוקי של 25% לקיום אסיפה ואת העדפת החלופה של קיום אסיפה נדחית באותו יום.
  - o החלטה מספר 2 - החלטה מיוחדת לתיקון הסכם הנאמנות באופן שימנע מהמפקח מתן אישורים בנושאים שיש להם חשיבות מהותית למחזיקי היחידות ללא קבלת אישור מוקדם של האסיפה הכללית.
  - o החלטה מספר 3 - החלטה מיוחדת לתיקון הסכם הנאמנות בעניין זכות תביעה ישירה של מחזיקי יחידות בהתאם להוראות תיקון מס' 5 לפקודת השותפויות.
  - o החלטה מספר 4 - החלטה מיוחדת לתיקון הסכם הנאמנות לגבי כינוס אסיפה כללית של מחזיקי היחידות, בהתאם להוראות תיקון מס' 5 לפקודת השותפויות.
  - o החלטה מספר 5 - החלטה מיוחדת לתיקון הסכם הנאמנות בעניין שכר הדירקטור מטעם הנאמן.
  - o החלטה מס' 6 - החלטה רגילה לאישור הוצאה עודפת שהוציא המפקח.

- o החלטה מס' 7 – החלטה מיוחדת לתיקון הסכם השותפות המוגבלת באופן שיאפשר לשותפות להעניק לנושאי המשרה בשותפות, לרבות חברת השותף הכללי, וכן המפקח והדירקטור בחברת הנאמן כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור מאחריות, וכן יאפשר לשותפות לרכוש פוליסות לביטוח אחריות של נושאי משרה כאמור, .
- o החלטה מס' 8 – בכפוף לאישור החלטה מס' 7, הענקת כתבי התחייבות לשיפוי וכתבי פטור לנושאי המשרה בשותפות, לרבות חברת השותף הכללי.
- ג. ביום 26 באוקטובר 2015 אישרה האסיפה הכללית החלטות כדלקמן (המשך):
- o החלטה מס' 9: בכפוף לאישור החלטה מס' 7, התקשרות בפוליסת ביטוח אחריות נושאי משרה כעסקת מסגרת.
- o החלטה מס' 10: בכפוף לאישור החלטות מס' 7 עד 10 הנ"ל, ביטול סעיף 11 הקיים בהסכם השותפות המוגבלת המקנה לשותף הכללי ועובדיו זכויות לפטור, שיפוי וביטוח. כל ההצעות שעל סדר היום אושרו על ידי האסיפה מלבד הצעת החלטה מספר 6 שלא אושרה על ידי האסיפה.
- ד. לאחר תאריך המאזן ביום 21 בינואר 2016, אישרה האסיפה הכללית שינוי בהסכם הנאמנות בעניין אישור תשלום הוצאות למפקח וכן החלטה למינוי משרד רואי החשבון זיו האפט BDO לרואה החשבון המבקר של השותפות. כמו כן דחתה האסיפה את מדיניות התגמול שהובאה לאישור האסיפה.

תקנה 29(א)(2): שינוי ההון הרשום או המונפק של התאגיד

לא נרשמו יחידות למסחר בשנת הדיווח.

תקנה 29א(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 באור 25 בדוחות הכספיים לעיל..

על פי הסכם השותפות המוגבלת דמי הביטוח שישולמו בגין ביטוח כאמור של השותף הכללי עובדיו ומנהליו לא יעלו על סכום שייקבע על ידי המפקח. ביום 24 בינואר 2013 קבע המפקח (עו"ד יונתן קורן) כי דמי הביטוח לא יהיו גבוהים מסכום של כ- 46,500 דולר ארה"ב לשנה עבור כיסוי ביטוחי של 20 מליון דולר. דמי הביטוח בגין פוליסת הביטוח לשנה שהסתיימה ב- 31.3.2015 הם 29,500 דולר, וגובה הכיסוי הינו 15 מליון דולר.

תאריך: י' בניסן התשע"ה  
30 במרץ 2016

---

אביגדור מעוז  
מנכ"ל

---

גבעות עולם נפט בע"מ – בשם  
גבעות עולם חיפושי נפט  
שותפות מוגבלת 1993

תפקידם:

שמות החותמים:

יו"ר הדירקטוריון

1. שמואל בקר

דירקטור

2. אמיר בן דוד

מנכ"ל

3. אביגדור מעוז

## פרק חמישי הצהרות מנהלים

שנת 2015

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 שווי 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). לדיווח מידי שפרסמה החברה בעניין זה ראו דיווח מיום 6 בינואר 2015 (מידע זה מהווה הכללה על דרך ההפניה).

## תוספת תשיעית

### 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 2015 (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.

30 במרץ 2016

---

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, אביגדור מעוז, מנכ"ל של גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות"), מצהיר כי:

1. בחנתי את הדוח התקופתי של השותפות לשנת 2015 (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.

30 במרץ 2016

תאריך

---

אביגדור מעוז, מנכ"ל

**נספח**

**דו"ח חזרבות**

**לשנת**

**2015**

March 31, 2016

Mr. Avi Maoz  
Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993)  
9 Hashaked Street  
P.O. Box 1903  
Shoham 6085102  
Israel

Dear Mr. Maoz:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grants permission to Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) to use our report dated March 31, 2016, 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, 2015, to the Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) 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, 2015, for these properties.

Sincerely,

**NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.**

By: 

Danny D. Simmons, P.E.  
President and Chief Operating Officer

CEI:BCW



March 31, 2016

Mr. Avi Maoz  
Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993)  
9 Hashaked Street  
P.O. Box 1903  
Shoham 6085102  
Israel

Dear Mr. Maoz:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2015, 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, 2015, for these properties. It is our understanding that Givot LP owns a direct interest in these properties. We completed our evaluation on or about the date of this letter. This report has been prepared using price and cost parameters specified by Givot LP, as discussed in subsequent paragraphs of this letter. These parameters provide for real growth of oil and gas prices. Monetary values shown in this report are expressed in United States dollars (\$) or thousands of United States dollars (M\$). For your reference, the March 30, 2016, exchange rate was 3.79 Israeli Shekels (ILS) 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 2007 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 2007 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 use by Givot LP 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, 2015, to be:

Category	Oil Reserves (MBBL)		Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes (M\$)	
	Gross (100%)	Working Interest	Discounted at 0%	Discounted at 10%
Proved	4,705.3	4,658.3	59,258.2	41,618.6
Probable	7,843.0	7,764.6	175,641.6	73,429.2
Proved + Probable	12,548.4	12,422.9	234,899.8	115,047.8
Possible	17,135.7	16,964.3	531,565.5	239,309.8
Proved + Probable + Possible	29,684.0	29,387.2	766,465.3	354,357.6

*Totals may not add because of rounding.*

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, 2015, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (M\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved	42,958.7	36,145.4	30,154.9	25,042.4	20,726.7
Probable	102,907.3	67,053.7	45,145.2	31,112.5	21,781.0
Proved + Probable	145,866.0	103,199.1	75,300.1	56,154.9	42,507.7
Possible	163,375.6	108,871.7	77,396.6	57,895.4	45,121.2
Proved + Probable + Possible	309,241.5	212,070.8	152,696.6	114,050.3	87,628.9

*Totals may not add because of rounding.*

The oil volumes shown include crude oil only. Oil volumes are expressed in thousands of barrels (MBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Gas 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.

The estimates of reserves shown in this report are for proved, probable, and possible reserves. The proved reserves are inclusive of proved developed producing, proved developed non-producing, and proved undeveloped reserves. Reserves categorization conveys the relative degree of certainty; reserves subcategorization is based on development and production status. The 2007 PRMS project maturity sub-class for these reserves is "on production". Two naturally fractured reservoir intervals, Zone 1 and Zone 8B, were tested in the Meged 5 oil well; in determining reserves we considered performance from both intervals. A drainage area of

approximately 800 acres per zone per well was used for the reserves estimates. Results from the Meged 6 well, which was drilled in 2014 but has not yet been completed, are incorporated in this report. Volumes from the additional reservoir intervals tested in the Meged 5 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 royalties, capital costs, abandonment costs, operating expenses, the 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 net production and royalties, operating costs, and net revenue per production unit.

As requested, this report has been prepared using oil prices specified by Givot LP. Oil prices are shown in the following table:

<u>Period Ending</u>	<u>Oil Price (\$/Barrel)</u>	<u>Period Ending</u>	<u>Oil Price (\$/Barrel)</u>
12-31-2016	39.40	12-31-2028	86.60
12-31-2017	50.70	12-31-2029	88.50
12-31-2018	63.80	12-31-2030	91.00
12-31-2019	67.70	12-31-2031	92.60
12-31-2020	74.20	12-31-2032	94.30
12-31-2021	76.70	12-31-2033	96.00
12-31-2022	78.90	12-31-2034	97.60
12-31-2023	80.90	12-31-2036	99.30
12-31-2024	83.80	12-31-2037	101.20
12-31-2025	86.00	12-31-2038	103.20
12-31-2026	86.90	12-31-2039	105.40
12-31-2027	84.40	Thereafter	107.40

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. As requested, operating costs are not escalated for inflation.

Capital costs used in this report were provided by Givot LP and are based on actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for workovers, new development wells, and production equipment. Based on our understanding of future development plans and our knowledge of similar operations, 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 which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but for which the applied project or projects are not yet considered mature enough for commercial development because of one or more contingencies. These resources are subclassified as development pending. The oil resources are contingent upon acquisition of additional technical data, through development drilling, that demonstrate producing rates and volumes sufficient to sustain economic viability. Associated gas resources 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. Because of the early stage of development of this project, we did not perform an economic analysis of 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, 2015, 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	4,252	11,340	27,149
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	6,756	17,372	39,377

<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 temperatures 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 approximate probability that the quantities of contingent resources actually recovered will equal or exceed the estimated amounts is generally inferred to be 90 percent for the low estimate, 50 percent for the best estimate, and 10 percent for the high estimate. The estimates of contingent resources included herein have not been adjusted for development risk.

## GENERAL INFORMATION

This report does not include any value that could be attributed to interests in undeveloped acreage beyond those tracts for which undeveloped reserves have been estimated. For the purposes of this report, we did not perform

any field inspection of the properties, nor did we examine the mechanical operation or condition of the wells and facilities. We have not investigated possible environmental liability related to the properties; however, we are not currently aware of any possible environmental liability that would have any material effect on the reserves and 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. 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 on Tables VII through IX. 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. This sensitivity analysis could lead to the conclusion that the reserves or contingent resources are not economic.

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, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and our access to relevant data was not limited. 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 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Table X. The contingent resources and a substantial 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.

Netherlands, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on January 10, 2016, by Mr. Avi Maoz, Chief Executive Officer of Givot LP, to perform this assessment. It is our understanding that Givot Olam Oil Ltd. is the general partner of Givot LP. 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 evaluation has been led by Mr. Chad E. Ireton and Mr. Shane M. Howell. Mr. Ireton is a Petroleum Engineer and Mr. Howell is a Vice President 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 petroleum engineering consulting at NSAI since 2012 and has over 11 years of prior industry experience. Mr. Howell is a Licensed Professional Geoscientist (Texas Registration No. 11276). He has been practicing petroleum geoscience consulting at NSAI since 2005 and has over 7 years of prior industry experience.

Sincerely,

**NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.**

Texas Registered Engineering Firm F-2699

By:



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

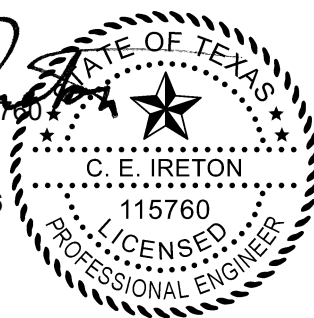
By:



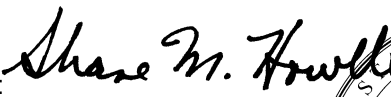
Chad E. Ireton, P.E. 115760  
Petroleum Engineer

Date Signed: March 31, 2016

CEI:BCW

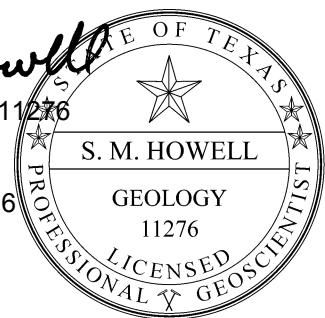


By:



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

Date Signed: March 31, 2016



## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

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 World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

### Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total 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 development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. 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

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

#### 1.1 Petroleum Resources Classification Framework

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

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

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

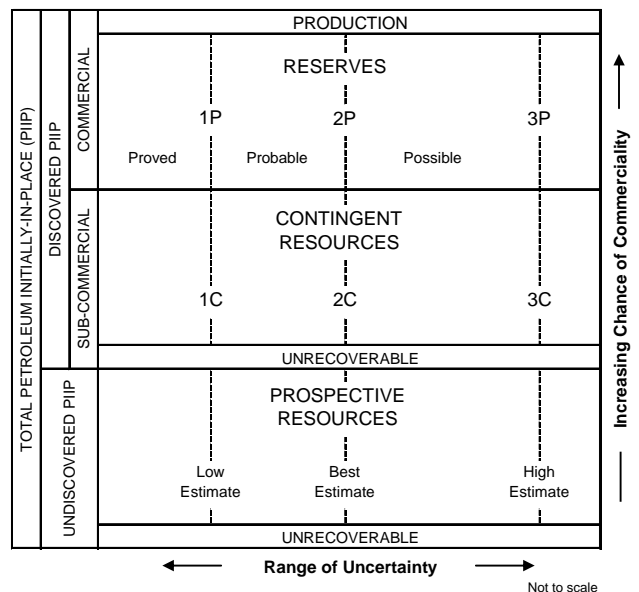


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

**TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE** is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

**DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE** is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

**PRODUCTION** is the cumulative quantity of petroleum that has 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 Production Measurement, section 3.2).

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

**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 further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) 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 development and production status.

**CONTINGENT RESOURCES** are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. 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 level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

**UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE** is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

**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 discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

**UNRECOVERABLE** is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).



## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

### 1.2 Project-Based Resources Evaluations

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

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

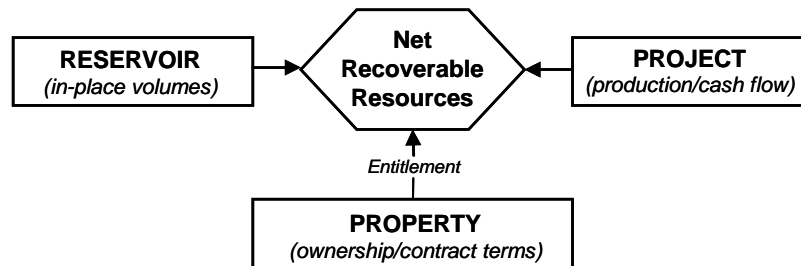


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant'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.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level 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 that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be 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 resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

### 2.0 Classification and Categorization Guidelines

#### 2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

##### 2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

##### 2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are 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.

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial 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.

### 2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

#### 2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

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

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

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 (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

#### 2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

## PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. 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 Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

**Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes**

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
<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: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status.</p> <p>To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and 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 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are 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 producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.</p>
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	<p>The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%.</p> <p>The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.</p>

**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

<b>Class/Sub-Class</b>	<b>Definition</b>	<b>Guidelines</b>
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget.  The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order 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, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class).  The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
<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 due to one or more contingencies.	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 level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status.  The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status.  The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

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

**Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines**

Status	Definition	Guidelines
<b>Developed Reserves</b>	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which 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 which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production.  In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

**PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS**

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Status	Definition	Guidelines
<b>Undeveloped Reserves</b>	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(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>	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which 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 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 lowest known hydrocarbon (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 (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8).</p> <p>Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive.</li> <li>• 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>	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate 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 Petroleum Resources Management System Approved by  
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

Category	Definition	Guidelines
<b>Possible Reserves</b>	Possible Reserves are those additional reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate 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 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 Probable where data control and interpretations of available data are progressively less certain. Frequently, this may be in areas where geoscience and engineering data are unable to clearly define the area and vertical reservoir limits of commercial production from the reservoir by a defined 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 and commercial 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 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 (HKO) elevation and there exists the potential for an associated gas cap, Proved oil Reserves 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>

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at  
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.



REVENUE, COSTS, AND TAXES  
TOTAL PROVED RESERVES  
MEGED FIELD, ISRAEL  
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)  
AS OF DECEMBER 31, 2015

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 Discounted at 0% (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 10% (M\$)	
			State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)						Total (M\$)
12-31-2016	2	9,104.7	1,138.1	0.0	0.0	1,138.1	11,819.1	0.0	4,964.6	(8,817.1)	(8,406.8)
12-31-2017	4	32,191.8	4,024.0	0.0	0.0	4,024.0	29,580.7	0.0	10,445.6	(11,858.5)	(10,278.8)
12-31-2018	4	60,371.4	7,546.4	0.0	0.0	7,546.4	0.0	0.0	14,670.5	38,154.4	30,065.1
12-31-2019	4	45,291.4	5,661.4	0.0	0.0	5,661.4	0.0	0.0	10,907.8	28,722.2	20,575.2
12-31-2020	4	35,315.1	4,414.4	5,732.0	0.0	10,146.4	0.0	0.0	8,287.7	16,880.9	10,993.3
12-31-2021	4	26,147.4	3,268.4	16,423.9	0.0	19,692.4	0.0	0.0	6,455.1	0.0	0.0
12-31-2022	4	19,364.6	2,420.6	11,784.7	0.0	14,205.3	0.0	0.0	5,159.4	0.0	0.0
12-31-2023	4	13,963.2	1,745.4	8,046.9	0.0	9,792.3	0.0	0.0	4,170.9	0.0	0.0
12-31-2024	3	9,389.8	1,173.7	4,866.9	0.0	6,040.6	0.0	1,485.0	3,349.2	(1,485.0)	(660.5)
12-31-2025	3	6,016.5	752.1	2,486.5	0.0	3,238.6	0.0	0.0	2,778.0	0.0	0.0
12-31-2026	3	3,869.6	483.7	953.1	0.0	1,436.8	0.0	0.0	2,432.9	0.0	0.0
12-31-2027	3	21,625.4	2,703.2	13,368.9	0.0	16,072.1	247.5	0.0	5,305.8	0.0	0.0
12-31-2028	1	14,955.5	1,869.4	8,913.8	0.0	10,783.3	0.0	2,970.0	4,172.3	(2,970.0)	(902.3)
12-31-2029	1	10,347.6	1,293.5	5,638.9	0.0	6,932.3	0.0	0.0	3,415.3	0.0	0.0
12-31-2030	1	7,214.6	901.8	2,075.6	0.0	2,977.4	0.0	0.0	2,904.5	1,332.7	334.6
12-31-2031	1	4,985.5	623.2	1,019.5	0.0	1,642.7	0.0	0.0	2,559.2	783.6	178.8
12-31-2032	1	3,452.9	431.6	695.8	0.0	1,127.4	0.0	0.0	2,325.5	0.0	0.0
12-31-2033	1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,485.0	0.0	(1,485.0)	(280.1)
Total		323,607.1	40,450.9	82,006.5	0.0	122,457.4	41,647.3	5,940.0	94,304.2	59,258.2	41,618.6

Period Ending	Levy Rate (%)	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 Tax <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\$)
12-31-2016	0.0	0.0	(8,817.1)	25.0	0.0	(8,817.1)	(8,604.6)	(8,406.8)	(8,222.0)	(8,048.9)
12-31-2017	0.0	0.0	(11,858.5)	25.0	0.0	(11,858.5)	(11,021.6)	(10,278.8)	(9,615.8)	(9,021.1)
12-31-2018	0.0	0.0	38,154.4	25.0	4,369.7	33,784.7	29,905.2	26,621.9	23,821.9	21,417.4
12-31-2019	0.0	0.0	28,722.2	25.0	7,180.6	21,541.7	18,160.0	15,431.4	13,208.0	11,380.1
12-31-2020	0.0	0.0	16,880.9	25.0	4,220.2	12,660.7	10,165.0	8,245.0	6,750.2	5,573.7
12-31-2021	0.0	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	(1,485.0)	25.0	0.0	(1,485.0)	(980.9)	(660.5)	(452.7)	(315.3)
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	(2,970.0)	25.0	0.0	(2,970.0)	(1,614.0)	(902.3)	(517.6)	(304.1)
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	0.0	0.0	1,332.7	25.0	333.2	999.5	492.6	251.0	131.7	71.1
12-31-2031	0.0	0.0	783.6	25.0	195.9	587.7	275.9	134.1	67.3	34.8
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2033	0.0	0.0	(1,485.0)	25.0	0.0	(1,485.0)	(632.3)	(280.1)	(128.7)	(61.1)
Total		0.0	59,258.2		16,299.6	42,958.7	36,145.4	30,154.9	25,042.4	20,726.7

<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> The estimates of the oil levy 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)  
 AS OF DECEMBER 31, 2015

Period Ending	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	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes
		State (M\$)	Partly Interested (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)
12-31-2016	1,275.0	159.4	0.0	0.0	159.4	0.0	0.0	439.2	676.4	644.9
12-31-2017	11,322.2	1,415.3	0.0	0.0	1,415.3	12,546.3	0.0	3,030.7	(5,670.1)	(4,914.8)
12-31-2018	47,943.8	5,993.0	0.0	0.0	5,993.0	43,381.7	0.0	10,198.4	(11,629.3)	(9,163.7)
12-31-2019	80,995.6	10,124.5	0.0	0.0	10,124.5	41,367.2	0.0	16,236.6	13,267.4	9,504.1
12-31-2020	102,699.0	12,837.4	70,966.6	0.0	83,804.0	1,749.3	0.0	18,783.8	(1,638.1)	(1,066.8)
12-31-2021	79,337.9	9,917.2	31,509.6	0.0	41,426.9	0.0	0.0	14,038.1	23,873.0	14,133.4
12-31-2022	60,354.0	7,544.2	4,517.8	0.0	12,062.0	0.0	0.0	10,381.3	37,910.7	20,403.7
12-31-2023	46,260.1	5,782.5	4,268.8	0.0	10,051.3	0.0	0.0	7,760.3	28,448.5	13,919.2
12-31-2024	36,714.6	4,589.3	4,561.5	0.0	9,150.8	0.0	(1,485.0)	5,945.9	23,102.9	10,276.1
12-31-2025	29,070.2	3,633.8	4,688.7	0.0	8,322.5	0.0	0.0	4,587.5	16,160.2	6,534.6
12-31-2026	20,583.5	2,572.9	4,047.6	0.0	6,620.5	0.0	0.0	3,214.6	10,748.4	3,951.1
12-31-2027	(7,652.6)	(956.6)	(10,511.4)	0.0	(11,468.0)	(247.5)	0.0	(1,230.5)	5,293.5	1,769.0
12-31-2028	(8,206.0)	(1,025.7)	(7,533.6)	0.0	(8,559.3)	0.0	1,485.0	(1,286.0)	154.3	46.9
12-31-2029	(7,149.7)	(893.7)	(5,159.6)	0.0	(6,053.3)	0.0	2,970.0	(1,096.4)	(2,970.0)	(820.3)
12-31-2030	25,712.1	3,214.0	4,832.6	0.0	8,046.6	247.5	4,455.0	3,834.6	9,128.4	2,291.9
12-31-2031	19,131.6	2,391.4	3,912.4	0.0	6,303.9	0.0	0.0	2,803.9	10,023.8	2,288.0
12-31-2032	14,244.2	1,780.5	2,923.2	0.0	4,703.8	0.0	0.0	2,050.0	7,490.4	1,554.3
12-31-2033	12,995.7	1,624.5	2,657.6	0.0	4,282.1	0.0	(1,485.0)	3,665.7	6,532.9	1,232.4
12-31-2034	9,540.7	1,192.6	1,951.1	0.0	3,143.7	0.0	0.0	3,155.2	3,241.9	555.9
12-31-2035	7,016.8	877.1	1,434.9	0.0	2,312.0	0.0	0.0	2,787.5	1,917.3	298.9
12-31-2036	5,077.6	634.7	1,038.4	0.0	1,673.1	0.0	0.0	2,522.5	882.0	125.0
12-31-2037	3,748.5	468.6	766.6	0.0	1,235.1	0.0	0.0	2,331.2	182.1	23.5
12-31-2038	2,771.9	346.5	232.4	0.0	578.8	0.0	0.0	2,193.0	0.0	0.0
12-31-2039	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,485.0	0.0	(1,485.0)	(158.1)
Total	593,786.6	74,223.3	121,105.2	0.0	195,328.5	99,044.6	7,425.0	116,347.0	175,641.6	73,429.2

Period Ending	Levy <sup>(3)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes	Corporate Income Tax Rate <sup>(4)</sup> (%)	Corporate Income Tax <sup>(4)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
		Discounted at 0% (M\$)			Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2016	0.0	676.4	25.0	0.0	676.4	660.1	644.9	630.8	617.5
12-31-2017	0.0	(5,670.1)	25.0	0.0	(5,670.1)	(5,270.0)	(4,914.8)	(4,597.8)	(4,313.4)
12-31-2018	0.0	(11,629.3)	25.0	(4,155.8)	(7,473.6)	(6,615.4)	(5,889.1)	(5,269.7)	(4,737.8)
12-31-2019	0.0	13,267.4	25.0	3,316.9	9,950.6	8,388.5	7,128.1	6,101.1	5,256.7
12-31-2020	0.0	(1,638.1)	25.0	(409.5)	(1,228.6)	(986.4)	(800.1)	(655.0)	(540.9)
12-31-2021	0.0	23,873.0	25.0	5,968.2	17,904.7	13,690.7	10,600.0	8,301.0	6,568.6
12-31-2022	638.3	37,272.3	25.0	9,318.1	27,954.2	20,357.2	15,045.1	11,269.7	8,546.1
12-31-2023	6,495.1	21,953.4	25.0	5,488.3	16,465.0	11,419.4	8,056.0	5,772.0	4,194.7
12-31-2024	5,716.9	17,386.0	25.0	3,975.3	13,410.8	8,858.2	5,965.1	4,088.1	2,847.2
12-31-2025	4,617.2	11,543.0	25.0	2,885.8	8,657.3	5,446.1	3,500.7	2,294.8	1,531.7
12-31-2026	3,216.9	7,531.5	25.0	1,882.9	5,648.6	3,384.2	2,076.4	1,302.0	832.8
12-31-2027	1,620.0	3,673.5	25.0	918.4	2,755.1	1,572.0	920.7	552.2	338.5
12-31-2028	505.0	(350.7)	25.0	0.0	(350.7)	(190.6)	(106.5)	(61.1)	(35.9)
12-31-2029	0.0	(2,970.0)	25.0	0.0	(2,970.0)	(1,537.1)	(820.3)	(450.1)	(253.4)
12-31-2030	4,859.7	4,268.7	25.0	1,067.2	3,201.5	1,578.0	803.8	421.9	227.6
12-31-2031	3,631.8	6,392.1	25.0	1,598.0	4,794.0	2,250.4	1,094.2	549.4	284.0
12-31-2032	2,571.1	4,919.3	25.0	1,229.8	3,689.5	1,649.5	765.6	367.7	182.2
12-31-2033	1,756.6	4,776.3	25.0	822.8	3,953.5	1,683.3	745.8	342.6	162.7
12-31-2034	1,138.0	2,103.9	25.0	526.0	1,577.9	639.8	270.6	118.9	54.1
12-31-2035	676.6	1,240.6	25.0	310.2	930.5	359.3	145.1	61.0	26.6
12-31-2036	312.2	569.9	25.0	142.5	427.4	157.2	60.6	24.4	10.2
12-31-2037	64.5	117.6	25.0	29.4	88.2	30.9	11.4	4.4	1.8
12-31-2038	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2039	0.0	(1,485.0)	25.0	0.0	(1,485.0)	(471.8)	(158.1)	(55.6)	(20.5)
Total	37,820.0	137,821.6		34,914.3	102,907.3	67,053.7	45,145.2	31,112.5	21,781.0

(1) For the purposes of the report, we have not attributed any part of the revenues to services.  
 (2) 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.  
 (3) The estimates of the oil levy are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993).  
 (4) 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 RESERVES  
MEGED FIELD, ISRAEL  
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)  
AS OF DECEMBER 31, 2015

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 Discounted at 0% (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 10% (M\$)
			State (M\$)	Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)					
12-31-2016	2	10,379.6	1,297.5	0.0	0.0	1,297.5	11,819.1	0.0	5,403.8	(8,140.7)	(7,761.8)
12-31-2017	4	43,514.0	5,439.3	0.0	0.0	5,439.3	42,127.1	0.0	13,476.3	(17,528.6)	(15,193.5)
12-31-2018	6	108,315.2	13,539.4	0.0	0.0	13,539.4	43,381.7	0.0	24,869.0	26,525.1	20,901.4
12-31-2019	8	126,287.0	15,785.9	0.0	0.0	15,785.9	41,367.2	0.0	27,144.4	41,989.7	30,079.3
12-31-2020	9	138,014.1	17,251.8	76,698.6	0.0	93,950.4	1,749.3	0.0	27,071.6	15,242.8	9,926.5
12-31-2021	9	105,485.4	13,185.7	47,933.6	0.0	61,119.3	0.0	0.0	20,493.1	23,873.0	14,133.4
12-31-2022	9	79,718.6	9,964.8	16,302.5	0.0	26,267.3	0.0	0.0	15,540.6	37,910.7	20,403.7
12-31-2023	9	60,223.3	7,527.9	12,315.7	0.0	19,843.6	0.0	0.0	11,931.2	28,448.5	13,919.2
12-31-2024	9	46,104.5	5,763.1	9,428.4	0.0	15,191.4	0.0	0.0	9,295.1	21,617.9	9,615.6
12-31-2025	9	35,086.8	4,385.8	7,175.2	0.0	11,561.1	0.0	0.0	7,365.4	16,160.2	6,534.6
12-31-2026	9	24,453.1	3,056.6	5,000.7	0.0	8,057.3	0.0	0.0	5,647.4	10,748.4	3,951.1
12-31-2027	9	13,972.8	1,746.6	2,857.4	0.0	4,604.0	0.0	0.0	4,075.3	5,293.5	1,769.0
12-31-2028	6	6,749.6	843.7	1,380.3	0.0	2,224.0	0.0	4,455.0	2,886.3	(2,815.7)	(855.4)
12-31-2029	4	3,197.9	399.7	479.3	0.0	879.0	0.0	2,970.0	2,318.9	(2,970.0)	(820.3)
12-31-2030	1	32,926.7	4,115.8	6,908.2	0.0	11,024.1	247.5	4,455.0	6,739.1	10,461.0	2,626.5
12-31-2031	1	24,117.0	3,014.6	4,931.9	0.0	7,946.6	0.0	0.0	5,363.1	10,807.4	2,466.8
12-31-2032	1	17,697.0	2,212.1	3,619.0	0.0	5,831.2	0.0	0.0	4,375.4	7,490.4	1,554.3
12-31-2033	1	12,995.7	1,624.5	2,657.6	0.0	4,282.1	0.0	0.0	3,665.7	5,047.9	952.2
12-31-2034	1	9,540.7	1,192.6	1,951.1	0.0	3,143.7	0.0	0.0	3,155.2	3,241.9	555.9
12-31-2035	1	7,016.8	877.1	1,434.9	0.0	2,312.0	0.0	0.0	2,787.5	1,917.3	298.9
12-31-2036	1	5,077.6	634.7	1,038.4	0.0	1,673.1	0.0	0.0	2,522.5	882.0	125.0
12-31-2037	1	3,748.5	468.6	766.6	0.0	1,235.1	0.0	0.0	2,331.2	182.1	23.5
12-31-2038	1	2,771.9	346.5	232.4	0.0	578.8	0.0	0.0	2,193.0	0.0	0.0
12-31-2039	1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,485.0	0.0	(1,485.0)	(158.1)
Total		917,393.7	114,674.2	203,111.7	0.0	317,785.9	140,691.9	13,365.0	210,651.1	234,899.8	115,047.8

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy <sup>(3)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes					
			Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate <sup>(4)</sup> (%)	Corporate Income Tax <sup>(4)</sup> (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2016	0.0	0.0	(8,140.7)	25.0	0.0	(8,140.7)	(7,944.5)	(7,761.8)	(7,591.2)	(7,431.4)
12-31-2017	0.0	0.0	(17,528.6)	25.0	0.0	(17,528.6)	(16,291.6)	(15,193.5)	(14,213.5)	(13,334.5)
12-31-2018	0.0	0.0	26,525.1	25.0	214.0	26,311.2	23,289.9	20,732.8	18,552.2	16,679.7
12-31-2019	0.0	0.0	41,989.7	25.0	10,497.4	31,492.2	26,548.6	22,559.5	19,309.1	16,636.8
12-31-2020	0.0	0.0	15,242.8	25.0	3,810.7	11,432.1	9,178.6	7,444.9	6,095.2	5,032.8
12-31-2021	0.0	0.0	23,873.0	25.0	5,968.2	17,904.7	13,690.7	10,600.0	8,301.0	6,568.6
12-31-2022	1.7	638.3	37,272.3	25.0	9,318.1	27,954.2	20,357.2	15,045.1	11,269.7	8,546.1
12-31-2023	22.8	6,495.1	21,953.4	25.0	5,488.3	16,465.0	11,419.4	8,056.0	5,772.0	4,194.7
12-31-2024	26.4	5,716.9	15,901.0	25.0	3,975.3	11,925.8	7,877.3	5,304.6	3,635.4	2,531.9
12-31-2025	28.6	4,617.2	11,543.0	25.0	2,885.8	8,657.3	5,446.1	3,500.7	2,294.8	1,531.7
12-31-2026	29.9	3,216.9	7,531.5	25.0	1,882.9	5,648.6	3,384.2	2,076.4	1,302.0	832.8
12-31-2027	30.6	1,620.0	3,673.5	25.0	918.4	2,755.1	1,572.0	920.7	552.2	338.5
12-31-2028	30.8	505.0	(3,320.7)	25.0	0.0	(3,320.7)	(1,804.5)	(1,008.8)	(578.8)	(340.0)
12-31-2029	30.8	0.0	(2,970.0)	25.0	0.0	(2,970.0)	(1,537.1)	(820.3)	(450.1)	(253.4)
12-31-2030	32.0	4,859.7	5,601.3	25.0	1,400.3	4,201.0	2,070.6	1,054.8	553.6	298.7
12-31-2031	33.6	3,631.8	7,175.6	25.0	1,793.9	5,381.7	2,526.3	1,228.4	616.7	318.9
12-31-2032	34.3	2,571.1	4,919.3	25.0	1,229.8	3,689.5	1,649.5	765.6	367.7	182.2
12-31-2033	34.8	1,756.6	3,291.3	25.0	822.8	2,468.5	1,051.0	465.6	213.9	101.6
12-31-2034	35.1	1,138.0	2,103.9	25.0	526.0	1,577.9	639.8	270.6	118.9	54.1
12-31-2035	35.3	676.6	1,240.6	25.0	310.2	930.5	359.3	145.1	61.0	26.6
12-31-2036	35.4	312.2	569.9	25.0	142.5	427.4	157.2	60.6	24.4	10.2
12-31-2037	35.4	64.5	117.6	25.0	29.4	88.2	30.9	11.4	4.4	1.8
12-31-2038	35.4	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2039	35.4	0.0	(1,485.0)	25.0	0.0	(1,485.0)	(471.8)	(158.1)	(55.6)	(20.5)
Total		37,820.0	197,079.8		51,213.9	145,866.0	103,199.1	75,300.1	56,154.9	42,507.7

<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> The estimates of the oil levy 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)  
 AS OF DECEMBER 31, 2015

Period Ending	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 Discounted at 0% (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 10% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)					
12-31-2016	1,668.0	208.5	0.0	0.0	208.5	0.0	0.0	574.5	884.9	843.7
12-31-2017	15,926.2	1,990.8	0.0	0.0	1,990.8	0.0	0.0	4,263.1	9,672.3	8,383.8
12-31-2018	41,916.6	5,239.6	0.0	0.0	5,239.6	0.0	0.0	8,916.4	27,760.7	21,875.0
12-31-2019	53,928.7	6,741.1	48,894.8	0.0	55,635.9	0.0	0.0	10,810.7	(12,517.9)	(8,967.2)
12-31-2020	79,200.7	9,900.1	16,862.0	0.0	26,762.1	3,763.9	0.0	14,486.0	34,188.8	22,264.7
12-31-2021	139,333.1	17,416.6	2,131.8	0.0	19,548.4	42,127.1	0.0	24,653.6	53,003.9	31,379.7
12-31-2022	184,051.6	23,006.4	37,638.5	0.0	60,645.0	42,127.1	0.0	31,658.1	49,621.4	26,706.5
12-31-2023	206,885.6	25,860.7	42,308.1	0.0	68,168.8	42,127.1	0.0	34,705.9	61,883.8	30,278.3
12-31-2024	164,723.9	20,590.5	33,686.0	0.0	54,276.5	8,517.2	0.0	26,676.8	75,253.3	33,472.5
12-31-2025	122,495.7	15,312.0	25,050.4	0.0	40,362.3	0.0	0.0	19,330.6	62,802.8	25,395.0
12-31-2026	91,817.2	11,477.1	18,776.6	0.0	30,253.8	0.0	0.0	14,339.2	47,224.2	17,359.7
12-31-2027	68,462.0	8,557.8	14,000.5	0.0	22,558.2	0.0	0.0	11,008.5	34,895.3	11,661.4
12-31-2028	53,037.6	6,629.7	10,846.2	0.0	17,475.9	0.0	(4,455.0)	8,311.7	31,705.1	9,632.1
12-31-2029	36,757.7	4,594.7	7,691.7	0.0	12,286.4	0.0	0.0	5,636.7	18,834.6	5,201.8
12-31-2030	(9,702.9)	(1,212.9)	(2,159.0)	0.0	(3,371.8)	(247.5)	0.0	(1,447.0)	(4,636.5)	(1,164.1)
12-31-2031	(12,320.9)	(1,540.1)	(2,519.6)	0.0	(4,059.7)	0.0	4,455.0	(1,805.7)	(10,910.4)	(2,490.3)
12-31-2032	(13,417.4)	(1,677.2)	(2,743.9)	0.0	(4,421.0)	0.0	2,970.0	(1,931.0)	(10,035.4)	(2,082.4)
12-31-2033	36,320.6	4,540.1	7,427.6	0.0	11,967.7	247.5	5,940.0	5,134.6	13,030.9	2,458.1
12-31-2034	27,346.5	3,418.3	5,592.4	0.0	9,010.7	0.0	1,485.0	3,802.5	13,048.3	2,237.6
12-31-2035	20,706.1	2,588.3	4,234.4	0.0	6,822.7	0.0	0.0	2,829.9	11,053.5	1,723.2
12-31-2036	15,419.8	1,927.5	3,153.4	0.0	5,080.8	0.0	0.0	2,107.4	8,231.6	1,168.6
12-31-2037	11,710.6	1,463.8	2,394.8	0.0	3,858.6	0.0	0.0	1,570.4	6,281.5	809.3
12-31-2038	8,905.1	1,113.1	2,155.6	0.0	3,268.7	0.0	0.0	1,171.1	4,465.3	523.0
12-31-2039	8,841.6	1,105.2	1,808.1	0.0	2,913.3	0.0	(1,485.0)	2,967.0	4,446.3	473.4
12-31-2040	6,685.3	835.7	1,367.1	0.0	2,202.8	0.0	0.0	2,673.3	1,809.2	175.1
12-31-2041	4,965.1	620.6	1,015.4	0.0	1,636.0	0.0	0.0	2,455.9	873.2	76.8
12-31-2042	3,690.8	461.4	754.8	0.0	1,216.1	0.0	0.0	2,294.9	179.8	14.4
12-31-2043	2,746.0	343.2	227.2	0.0	570.5	0.0	0.0	2,175.5	0.0	0.0
12-31-2044	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,485.0	0.0	(1,485.0)	(98.2)
Total	1,372,100.8	171,512.6	280,594.8	0.0	452,107.4	138,662.4	10,395.0	239,370.6	531,565.5	239,309.8

Period Ending	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 Tax <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\$)
12-31-2016	0.0	884.9	25.0	0.0	884.9	863.6	843.7	825.2	807.8
12-31-2017	0.0	9,672.3	25.0	0.0	9,672.3	8,989.7	8,383.8	7,843.0	7,358.0
12-31-2018	0.0	27,760.7	25.0	9,579.5	18,181.2	16,093.5	14,326.5	12,819.7	11,525.8
12-31-2019	0.0	(12,517.9)	25.0	(3,129.5)	(9,388.4)	(7,914.6)	(6,725.4)	(5,756.4)	(4,959.7)
12-31-2020	0.0	34,188.8	25.0	8,547.2	25,641.6	20,587.0	16,698.5	13,671.1	11,288.3
12-31-2021	38,731.1	14,272.8	25.0	3,568.2	10,704.6	8,185.2	6,337.4	4,962.9	3,927.1
12-31-2022	58,382.5	(8,761.1)	25.0	(2,190.3)	(6,570.8)	(4,785.1)	(3,536.4)	(2,649.0)	(2,008.8)
12-31-2023	53,800.4	8,083.4	25.0	2,020.8	6,062.5	4,204.7	2,966.3	2,125.3	1,544.5
12-31-2024	42,255.9	32,997.4	25.0	8,249.4	24,748.1	16,346.8	11,007.9	7,544.1	5,254.1
12-31-2025	31,326.8	31,476.0	25.0	7,869.0	23,607.0	14,850.6	9,545.8	6,257.7	4,176.6
12-31-2026	23,172.2	24,052.0	25.0	6,013.0	18,039.0	10,807.5	6,631.1	4,158.0	2,659.6
12-31-2027	16,673.9	18,221.3	25.0	4,555.3	13,666.0	7,797.7	4,566.9	2,739.1	1,679.0
12-31-2028	12,645.5	19,059.6	25.0	3,934.7	15,124.9	8,219.1	4,595.0	2,636.1	1,548.6
12-31-2029	8,573.5	10,261.1	25.0	1,822.8	8,438.3	4,367.2	2,330.5	1,278.9	720.0
12-31-2030	(180.5)	(4,456.0)	25.0	(1,114.0)	(3,342.0)	(1,647.3)	(839.1)	(440.4)	(237.6)
12-31-2031	(1,650.8)	(9,259.7)	25.0	(1,793.9)	(7,465.8)	(3,504.6)	(1,704.1)	(855.6)	(442.3)
12-31-2032	(2,377.6)	(7,657.7)	25.0	(1,229.8)	(6,427.9)	(2,873.7)	(1,333.8)	(640.6)	(317.4)
12-31-2033	9,289.4	3,741.5	25.0	935.4	2,806.1	1,194.8	529.3	243.2	115.5
12-31-2034	6,953.3	6,095.1	25.0	1,523.8	4,571.3	1,853.7	783.9	344.5	156.7
12-31-2035	5,227.7	5,825.8	25.0	1,456.5	4,369.4	1,687.4	681.2	286.3	124.8
12-31-2036	3,836.3	4,395.2	25.0	1,098.8	3,296.4	1,212.4	467.2	187.8	78.5
12-31-2037	2,877.7	3,403.8	25.0	851.0	2,552.9	894.2	328.9	126.5	50.7
12-31-2038	2,032.6	2,432.7	25.0	608.2	1,824.5	608.7	213.7	78.6	30.2
12-31-2039	1,348.0	3,098.3	25.0	403.3	2,695.0	856.3	287.0	101.0	37.1
12-31-2040	823.5	985.6	25.0	246.4	739.2	223.7	71.6	24.1	8.5
12-31-2041	397.5	475.7	25.0	118.9	356.8	102.8	31.4	10.1	3.4
12-31-2042	81.8	97.9	25.0	24.5	73.5	20.2	5.9	1.8	0.6
12-31-2043	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2044	0.0	(1,485.0)	25.0	0.0	(1,485.0)	(369.7)	(98.2)	(27.7)	(8.2)
Total	314,220.8	217,344.7		53,969.1	163,375.6	108,871.7	77,396.6	57,895.4	45,121.2

(1) For the purposes of the report, we have not attributed any part of the revenues to services.

(2) 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.

(3) The estimates of the oil levy are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993).

(4) 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 RESERVES  
 MEGED FIELD, ISRAEL  
 GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)  
 AS OF DECEMBER 31, 2015

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 Discounted at 0% (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 10% (M\$)
			State (M\$)	Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)					
12-31-2016	2	12,047.6	1,505.9	0.0	0.0	1,505.9	11,819.1	0.0	5,978.3	(7,255.8)	(6,918.1)
12-31-2017	4	59,440.2	7,430.0	0.0	0.0	7,430.0	42,127.1	0.0	17,739.4	(7,856.3)	(6,809.8)
12-31-2018	6	150,231.9	18,779.0	0.0	0.0	18,779.0	43,381.7	0.0	33,785.3	54,285.8	42,776.5
12-31-2019	8	180,215.7	22,527.0	48,894.8	0.0	71,421.7	41,367.2	0.0	37,955.0	29,471.8	21,112.1
12-31-2020	11	217,214.8	27,151.9	93,560.6	0.0	120,712.5	5,513.2	0.0	41,557.5	49,431.6	32,191.3
12-31-2021	13	244,818.4	30,602.3	50,065.4	0.0	80,667.7	42,127.1	0.0	45,146.8	76,876.9	45,513.1
12-31-2022	15	263,770.2	32,971.3	53,941.0	0.0	86,912.3	42,127.1	0.0	47,198.7	87,532.1	47,110.2
12-31-2023	16	267,108.9	33,388.6	54,623.8	0.0	88,012.4	42,127.1	0.0	46,637.2	90,332.2	44,197.5
12-31-2024	16	210,828.3	26,353.5	43,114.4	0.0	69,467.9	8,517.2	0.0	35,971.9	96,871.3	43,088.1
12-31-2025	16	157,582.5	19,697.8	32,225.6	0.0	51,923.4	0.0	0.0	26,696.0	78,963.1	31,929.6
12-31-2026	16	116,270.3	14,533.8	23,777.3	0.0	38,311.1	0.0	0.0	19,986.6	57,972.6	21,310.8
12-31-2027	16	82,434.8	10,304.4	16,857.9	0.0	27,162.3	0.0	0.0	15,083.9	40,188.7	13,430.4
12-31-2028	16	59,787.2	7,473.4	12,226.5	0.0	19,699.9	0.0	0.0	11,197.9	28,889.4	8,776.7
12-31-2029	14	39,955.6	4,994.4	8,170.9	0.0	13,165.4	0.0	2,970.0	7,955.6	15,864.6	4,381.5
12-31-2030	11	23,223.8	2,903.0	4,749.3	0.0	7,652.2	0.0	4,455.0	5,292.0	5,824.5	1,462.4
12-31-2031	8	11,796.1	1,474.5	2,412.3	0.0	3,886.8	0.0	4,455.0	3,557.4	(103.0)	(23.5)
12-31-2032	6	4,279.6	534.9	875.2	0.0	1,410.1	0.0	2,970.0	2,444.4	(2,545.0)	(528.1)
12-31-2033	2	49,316.3	6,164.5	10,085.2	0.0	16,249.7	247.5	5,940.0	8,800.3	18,078.8	3,410.3
12-31-2034	1	36,887.2	4,610.9	7,543.4	0.0	12,154.3	0.0	1,485.0	6,957.7	16,290.2	2,793.6
12-31-2035	1	27,722.9	3,465.4	5,669.3	0.0	9,134.7	0.0	0.0	5,617.4	12,970.8	2,022.1
12-31-2036	1	20,497.4	2,562.2	4,191.7	0.0	6,753.9	0.0	0.0	4,629.9	9,113.6	1,291.6
12-31-2037	1	15,459.1	1,932.4	3,161.4	0.0	5,093.8	0.0	0.0	3,901.7	6,463.7	832.8
12-31-2038	1	11,677.0	1,459.6	2,387.9	0.0	3,847.6	0.0	0.0	3,364.1	4,465.3	523.0
12-31-2039	1	8,841.6	1,105.2	1,808.1	0.0	2,913.3	0.0	0.0	2,967.0	2,961.3	315.3
12-31-2040	1	6,685.3	835.7	1,367.1	0.0	2,202.8	0.0	0.0	2,673.3	1,809.2	175.1
12-31-2041	1	4,965.1	620.6	1,015.4	0.0	1,636.0	0.0	0.0	2,455.9	873.2	76.8
12-31-2042	1	3,690.8	461.4	754.8	0.0	1,216.1	0.0	0.0	2,294.9	179.8	14.4
12-31-2043	1	2,746.0	343.2	227.2	0.0	570.5	0.0	0.0	2,175.5	0.0	0.0
12-31-2044	1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,485.0	0.0	(1,485.0)	(98.2)
Total		2,289,494.5	286,186.8	483,706.5	0.0	769,893.3	279,354.2	23,760.0	450,021.7	766,465.3	354,357.6

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy <sup>(3)</sup> (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes					
			Corporate Income Tax Rate <sup>(4)</sup> (%)	Corporate Income Tax <sup>(4)</sup> (M\$)	Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)	
12-31-2016	0.0	0.0	(7,255.8)	25.0	0.0	(7,255.8)	(7,080.9)	(6,918.1)	(6,766.0)	(6,623.6)
12-31-2017	0.0	0.0	(7,856.3)	25.0	0.0	(7,856.3)	(7,301.9)	(6,809.8)	(6,370.5)	(5,976.5)
12-31-2018	0.0	0.0	54,285.8	25.0	9,793.4	44,492.4	39,383.3	35,059.4	31,371.9	28,205.4
12-31-2019	0.0	0.0	29,471.8	25.0	7,367.9	22,103.8	18,634.0	15,834.1	13,552.7	11,677.1
12-31-2020	0.0	0.0	49,431.6	25.0	12,357.9	37,073.7	29,765.6	24,143.4	19,766.3	16,321.1
12-31-2021	32.5	38,731.1	38,145.8	25.0	9,536.4	28,609.3	21,875.9	16,937.5	13,263.9	10,495.7
12-31-2022	45.5	59,020.9	28,511.2	25.0	7,127.8	21,383.4	15,572.1	11,508.7	8,620.7	6,537.3
12-31-2023	45.5	60,295.5	30,036.8	25.0	7,509.2	22,527.6	15,624.1	11,022.2	7,897.3	5,739.2
12-31-2024	45.5	47,972.8	48,898.4	25.0	12,224.8	36,673.8	24,224.1	16,312.4	11,179.6	7,786.0
12-31-2025	45.5	35,944.0	43,019.1	25.0	10,754.8	32,264.3	20,296.6	13,046.4	8,552.5	5,708.2
12-31-2026	45.5	26,389.1	31,583.5	25.0	7,895.9	23,687.6	14,191.7	8,707.6	5,460.0	3,492.4
12-31-2027	45.5	18,293.9	21,894.8	25.0	5,473.7	16,421.1	9,369.7	5,487.7	3,291.4	2,017.5
12-31-2028	45.5	13,150.4	15,738.9	25.0	3,934.7	11,804.2	6,414.6	3,586.1	2,057.4	1,208.6
12-31-2029	45.5	8,573.5	7,291.1	25.0	1,822.8	5,468.3	2,830.1	1,510.3	828.8	466.6
12-31-2030	45.5	4,679.2	1,145.3	25.0	286.3	859.0	423.4	215.7	113.2	61.1
12-31-2031	45.5	1,981.0	(2,084.1)	25.0	0.0	(2,084.1)	(978.3)	(475.7)	(238.8)	(123.5)
12-31-2032	45.5	193.5	(2,738.4)	25.0	0.0	(2,738.4)	(1,224.3)	(568.2)	(272.9)	(135.2)
12-31-2033	45.5	11,046.0	7,032.8	25.0	1,758.2	5,274.6	2,245.8	995.0	457.1	217.0
12-31-2034	45.5	8,091.3	8,198.9	25.0	2,049.7	6,149.2	2,493.5	1,054.5	463.3	210.8
12-31-2035	45.5	5,904.3	7,066.5	25.0	1,766.6	5,299.9	2,046.8	826.2	347.3	151.4
12-31-2036	45.5	4,148.5	4,965.1	25.0	1,241.3	3,723.8	1,369.6	527.8	212.2	88.7
12-31-2037	45.5	2,942.3	3,521.4	25.0	880.4	2,641.1	925.1	340.3	130.9	52.4
12-31-2038	45.5	2,032.6	2,432.7	25.0	608.2	1,824.5	608.7	213.7	78.6	30.2
12-31-2039	45.5	1,348.0	1,613.3	25.0	403.3	1,210.0	384.4	128.8	45.3	16.7
12-31-2040	45.5	823.5	985.6	25.0	246.4	739.2	223.7	71.6	24.1	8.5
12-31-2041	45.5	397.5	475.7	25.0	118.9	356.8	102.8	31.4	10.1	3.4
12-31-2042	45.5	81.8	97.9	25.0	24.5	73.5	20.2	5.9	1.8	0.6
12-31-2043	45.5	0.0	0.0	25.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2044	45.5	0.0	(1,485.0)	25.0	0.0	(1,485.0)	(369.7)	(98.2)	(27.7)	(8.2)
Total		352,040.8	414,424.5		105,183.0	309,241.5	212,070.8	152,696.6	114,050.3	87,628.9

<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> The estimates of the oil levy 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, 2015

Year	Gross Production (MBBL)	Average Per Production Unit (\$/Barrel)			Reserves Depletion Rate <sup>(2)</sup> (Percent)	
		Price Received	Royalties Paid <sup>(1)</sup>	Production Costs		Net Revenue
2015	157.5	49.40	5.96	13.57	29.87	1.26
2014	158.1	94.00	11.50	16.40	66.10	1.26
2013	172.7	105.00	13.30	14.50	77.20	1.99

Note: Values in this table have been provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993); these values have not been independently confirmed.

<sup>(1)</sup> Royalties do not include the 2013 General Partner royalties estimated at \$21.75 per barrel, the 2014 General Partner royalties estimated at \$18.90 per barrel, or the 2015 General Partner royalties estimated at \$10.06 per barrel, to be paid at a future date.

<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 OIL PRODUCTION  
MEGED FIELD, ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2015

Meged 5 - Zone 8B					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2016	163.5	3.6	167.1	1.6	168.8
12-31-2017	137.4	6.4	143.8	4.4	148.2
12-31-2018	115.4	8.4	123.8	6.3	130.1
12-31-2019	96.9	9.6	106.6	7.7	114.3
12-31-2020	81.4	10.3	91.7	8.6	100.4
12-31-2021	68.4	10.6	79.0	9.2	88.2
12-31-2022	57.4	10.6	68.1	9.4	77.5
12-31-2023	48.3	10.4	58.7	9.4	68.1
12-31-2024	40.5	10.0	50.6	9.3	59.9
12-31-2025	34.0	9.5	43.6	9.0	52.6
12-31-2026	28.6	9.0	37.6	8.7	46.3
12-31-2027	0.0	32.4	32.4	8.3	40.7
12-31-2028	0.0	28.0	28.0	7.8	35.8
12-31-2029	0.0	24.1	24.1	7.4	31.5
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	27.7	27.7
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	24.4	24.4
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	21.5	21.5
Total	871.9	183.0	1,054.9	180.8	1,235.7

Meged 5 - Zone 1					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2016	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2017	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2018	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2021	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	258.0	(258.0)	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	174.4	(174.4)	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	118.1	(118.1)	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	80.1	285.4	365.5	(365.5)	0.0
12-31-2031	54.4	208.7	263.1	(263.1)	0.0
12-31-2032	37.0	152.6	189.6	(189.6)	0.0
12-31-2033	0.0	136.7	136.7	380.5	517.3
12-31-2034	0.0	98.7	98.7	283.0	381.8
12-31-2035	0.0	71.4	71.4	210.6	282.0
12-31-2036	0.0	51.7	51.7	156.9	208.5
12-31-2037	0.0	37.4	37.4	116.9	154.3
12-31-2038	0.0	27.1	27.1	87.2	114.3
12-31-2039	0.0	0.0	0.0	84.7	84.7
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	62.9	62.9
12-31-2041	0.0	0.0	0.0	46.7	46.7
12-31-2042	0.0	0.0	0.0	34.7	34.7
12-31-2043	0.0	0.0	0.0	25.8	25.8
Total	722.0	519.1	1,241.2	671.8	1,913.0

FORECASTED GROSS OIL PRODUCTION  
MEGED FIELD, ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2015

Meged 6 - Zone 1					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2016	69.9	29.1	99.0	41.1	140.1
12-31-2017	106.4	48.6	155.0	66.9	221.9
12-31-2018	72.0	39.7	111.6	52.2	163.9
12-31-2019	48.8	31.7	80.5	40.6	121.1
12-31-2020	33.1	25.0	58.1	31.5	89.6
12-31-2021	22.5	19.5	42.0	24.4	66.3
12-31-2022	14.7	15.6	30.3	18.8	49.1
12-31-2023	5.3	16.7	22.0	14.5	36.4
12-31-2024	0.0	15.9	15.9	11.1	27.1
12-31-2025	0.0	11.6	11.6	8.6	20.1
12-31-2026	0.0	8.1	8.1	6.9	14.9
12-31-2027	0.0	3.0	3.0	8.1	11.1
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	8.3	8.3
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	3.3	3.3
Total	372.6	264.5	637.1	336.2	973.2

Meged 6 Offset Location - Zones 8B & 1					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2016	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2017	270.0	116.1	386.1	167.8	554.0
12-31-2018	298.0	143.9	442.0	201.8	643.8
12-31-2019	206.4	117.7	324.1	159.2	483.3
12-31-2020	143.2	94.8	237.9	125.3	363.2
12-31-2021	99.5	75.4	174.9	98.4	273.2
12-31-2022	69.2	59.5	128.7	77.1	205.7
12-31-2023	47.5	47.3	94.8	60.3	155.0
12-31-2024	27.3	42.6	69.9	47.1	117.0
12-31-2025	16.9	34.7	51.6	36.7	88.3
12-31-2026	4.9	33.2	38.1	28.6	66.7
12-31-2027	0.2	27.6	27.8	22.7	50.5
12-31-2028	0.0	15.6	15.6	22.6	38.2
12-31-2029	0.0	3.4	3.4	25.5	28.9
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	18.2	18.2
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	7.2	7.2
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	1.2	1.2
Total	1,183.1	811.8	1,994.9	1,099.6	3,094.4



FORECASTED GROSS OIL PRODUCTION  
MEGED FIELD, ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2015

Meged 7 - Zones 8B & 1					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2016	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2017	127.6	54.4	182.0	78.2	260.2
12-31-2018	470.4	208.2	678.7	296.3	974.9
12-31-2019	323.7	171.5	495.2	233.5	728.7
12-31-2020	223.1	138.7	361.8	183.4	545.2
12-31-2021	154.0	110.6	264.6	143.7	408.3
12-31-2022	106.5	87.3	193.8	112.3	306.1
12-31-2023	73.3	68.8	142.0	87.6	229.7
12-31-2024	45.4	58.9	104.2	68.3	172.5
12-31-2025	19.7	56.8	76.6	53.1	129.7
12-31-2026	11.5	44.9	56.3	41.3	97.6
12-31-2027	0.6	40.7	41.2	32.3	73.5
12-31-2028	0.0	26.7	26.7	28.8	55.4
12-31-2029	0.0	8.8	8.8	33.0	41.8
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	28.9	28.9
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	12.1	12.1
12-31-2032	0.0	0.0	0.0	3.1	3.1
Total	1,555.7	1,076.2	2,631.9	1,435.8	4,067.7

Meged 8 - Zones 8B & 1					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2016	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2017	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2018	0.0	259.8	259.8	68.0	327.8
12-31-2019	0.0	224.8	224.8	103.7	328.5
12-31-2020	0.0	162.5	162.5	80.4	243.0
12-31-2021	0.0	117.6	117.6	62.2	179.8
12-31-2022	0.0	85.2	85.2	48.0	133.2
12-31-2023	0.0	61.8	61.8	37.0	98.8
12-31-2024	0.0	44.9	44.9	28.4	73.3
12-31-2025	0.0	32.6	32.6	21.8	54.5
12-31-2026	0.0	7.7	7.7	32.8	40.5
12-31-2027	0.0	0.5	0.5	27.5	28.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	5.3	5.3
Total	0.0	997.7	997.7	515.1	1,512.8

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY  
CONTINGENT RESOURCES  
MEGED FIELD, ISRAEL  
AS OF DECEMBER 31, 2015

Parameter	Reservoir	Net Rock Volume (Acre-feet)			Porosity (Decimal)			Oil Saturation (Decimal)		Oil Recovery Factor (Decimal)		Initial Formation Volume Factor (RB/STB) <sup>(1)</sup>
		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

Parameter	Reservoir	Net Rock Volume (Acre-feet)		Porosity (Decimal)			Oil Saturation (Decimal)		Oil Recovery Factor (Decimal)		Initial Formation Volume Factor (RB/STB) <sup>(1)</sup>
		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

<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.