

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

דוח תקופתי לשנת 2014



גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

דוח תקופתי לשנת 2014

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

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

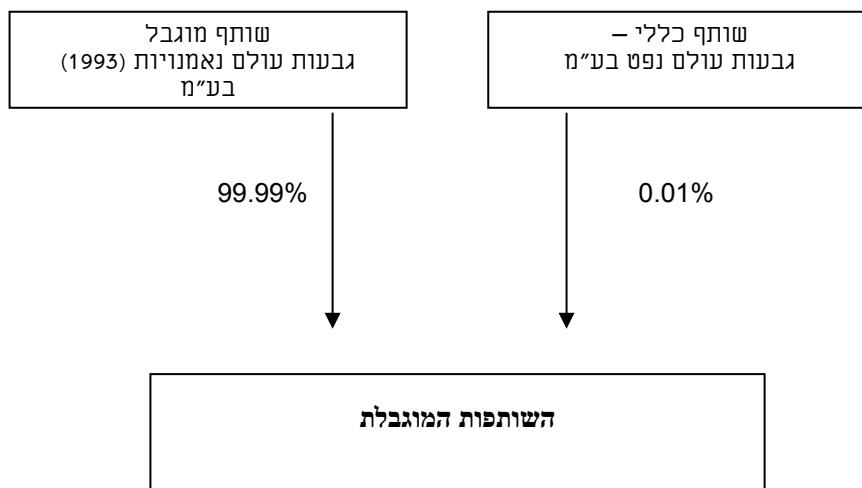
פרק ראשון – תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי התאגיד

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 I/11.
- 1.2** השותפות נוסדה על פי הסכם שותפות מוגבלת שנחתם ביום 8 ביוני 1993 בין גבעות עולם נאמניות (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, 2.5.06 ו- 17.9.07.
- 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.
- 1.4** החל מיום 8.1.95 מכהן עו"ד יונתן קורן כמפקח. למפקח ישנן סמכויות פיקוח מסוימות הקבועות בהסכם הנאמנות ובהסכם השותפות המוגבלת. על פי הסכם הנאמנות זכאי המפקח למנות את הדירקטורים של הנאמן. המפקח מינה עצמו כדירקטור יחיד של הנאמן.

תרשים מבנה האחזקות בשותפות המוגבלת:



2.1

השותפות המוגבלת הוקמה לצורך ביצוע פעולות חיפוש והפקה של נפט וגז בישראל. בהתאם להנחיות הבורסה, התחייבה השותפות המוגבלת לבצע אך ורק פרויקטים של 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 בעתיד¹.

עיקר פעילותה של השותפות כיום הינה בפיתוח שדה הנפט "מגד" שבחזקת ראש העין I/11, אשר בשטחו בוצעו על ידי 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.

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

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

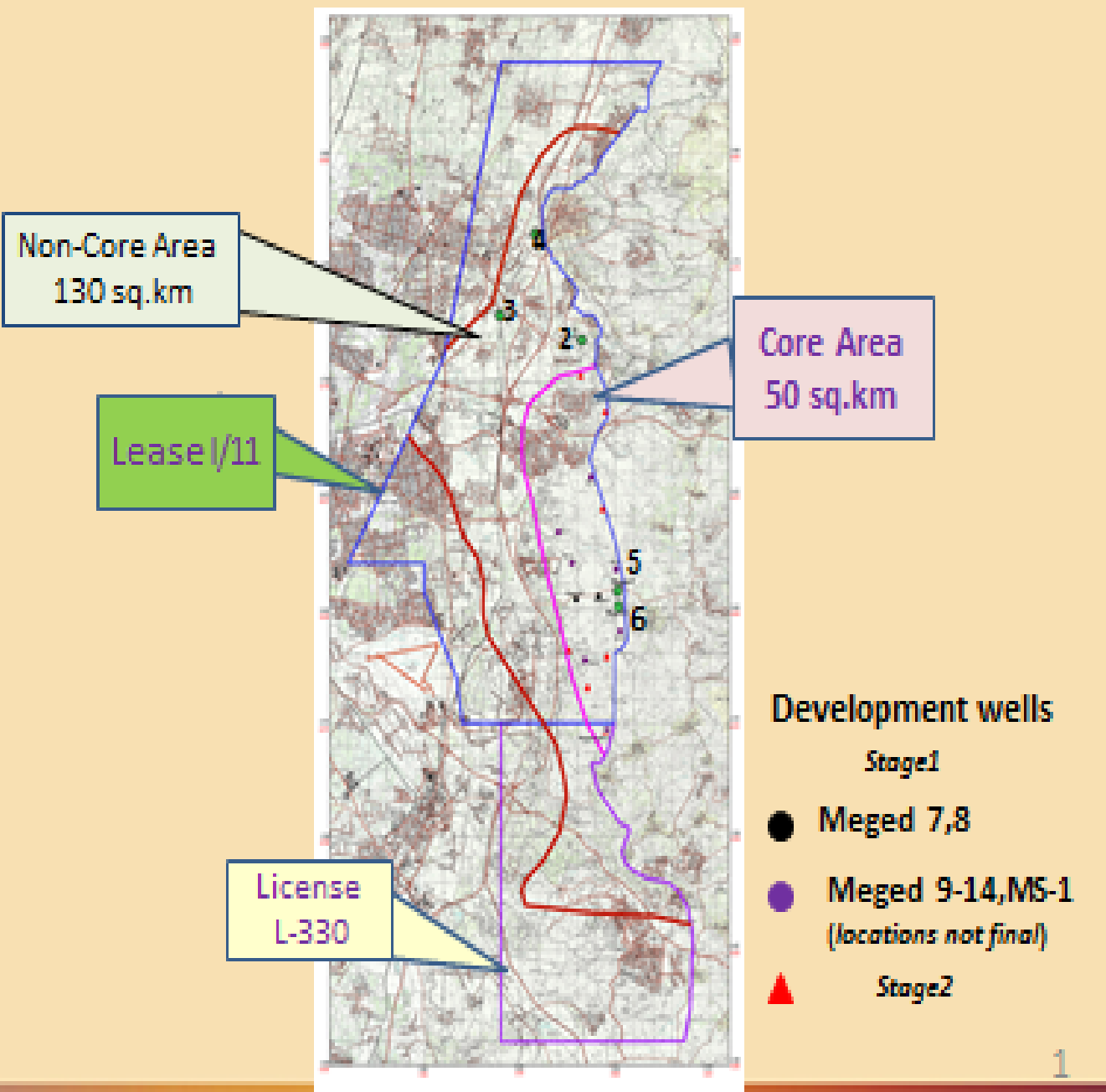
לפרטים על נכס הנפט של השותפות בהתאם למתכונת שבתוספת האחת עשרה לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידים), התש"ל-1970 (להלן- "**תקנות הדיווח**") ראו בסעיף 8 להלן. לפרטים לגבי רשיון מכבי/330 ראו סעיף 8 (ב) להלן.

2.2

במפה להלן מסומנים שטחי חזקת ראש העין I / 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).

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

MEGED OIL FIELD



3 השקעות בהון התאגיד ועסקאות במניותיו

3.1 ביום 28 בפברואר 2013 פורסם על ידי השותפות תשקיף מדף (להלן: "תשקיף המדף"). ביום 26.2.2015 הוארך תוקף תשקיף המדף ב-12 חודשים נוספים – עד ליום 27.2.2016.

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.

4.1 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 בחיובה 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 המוגבלת², 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.

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 לעשיית 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 שעבדים על נכסי השותפות הכוללים התחייבויות כאמור והכל לצורכי מימון (בין צרכי מימון מדיים 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 I/11 או בכל שטח אחר שבו תהיה לשותפות תגלית. הוראות פסקה זו יחולו על 82% מהרווחים בלבד.

² בהסכם השותפות המוגבלת נקבע כי השותפות המוגבלת תחלק רווחים אחת לשנה.

השותף הכללי והשותף המוגבל קיבלו מאת עו"ד חיים אינדיג ביום 14 בנובמבר 2004 חוות דעת משפטית המאזכרת בדו"ח זה בהסכמתו. חוות הדעת דנה בשאלות הבאות:-

(א) מה הם "הרווחים הראויים לחלוקה על ידי השותפות המוגבלת על פי דין כרווחים" (כמשמעות הדבר בסעיף 9.3 להסכם השותפות המוגבלת).

(ב) האם ומתי תיחשב חלוקת רווחים על ידי השותפות המוגבלת למשיכת חלק מהשקעתו של השותף המוגבל בשותפות, כמשמעות הדבר בסעיף 63(ב) לפקודת השותפויות (נוסח חדש) התשל"ה-1975.

על פי חוות הדעת "רווחים ראויים לחלוקה על פי דין כרווחים" משמעותם רווחים של השותפות המוגבלת, כפי שיקבעו את שיעורם רואי החשבון של השותפות המוגבלת, בכפוף למגבלה כי חלוקת הרווחים לא תפגע ביכולתה של השותפות לפרוע התחייבויותיה ובכפוף לכך שחלוקת הרווחים לא תחשב כמשיכה או קבלה על ידי השותף המוגבל של השקעתו כמשמעות הדבר בסעיף 63(ב) לפקודת השותפויות (נוסח חדש) התשל"ה-1975.

בחוות הדעת מומלץ כי שעה שיצטברו לשותפים רווחים, יפנה השותף המוגבל (הנאמן) לבית המשפט (בהתאם לסעיף 12(ג) לחוק הנאמנות, התשל"ט-1979, או באופן אחר) בבקשה כי יתן הוראות ביחס לספקות המתעוררים כמפורט בחוות הדעת.

בהקשר זה יציין כי ביום 27.7.05 התיר בית המשפט המחוזי בתל אביב (כבוד השופטת ענת ברון) בה.פ. 812/05 וב-ה.פ. 814/05 לנאמנים של שותפויות אחרות (דלק קידוחים שותפות מוגבלת ואבנר חיפוש נפט וגז שותפות מוגבלת) להסכים לביצוע חלוקת רווחיהן של השותפויות המוגבלות האמורות במידה שחלוקות אלה מקיימות את המבחנים לחלוקה מותרת הקבועים בסעיף 302 לחוק החברות. למיטב ידיעת השותף הכללי לא הוגש ערעור על החלטה זו והשותפויות האמורות מחלקות רווחים לבעלי יחידות ההשתתפות. עוד צוין בהחלטה כי ניתן לקבוע כי החקיקה בדבר חלוקת הון ראוייה בחברה בע"מ היא בעלת תכלית זהה לאיסור החל על השותף המוגבל למשוך חלק מהונה של השותפות המוגבלת, ולכן ראוי לאמץ את המבחנים הקבועים בסעיף 302 לחוק החברות גם לענין סעיף 63(ב) לפקודת השותפויות.

על פי סעיף 20 לחוק יסוד השפיטה התשמ"ד-1984 מאחר והחלטה זו לא ניתנה על ידי בית המשפט העליון אין להחלטה זו תוקף מחייב אלא תוקף מנחה בלבד.

בהתאם לסעיף 65(גד) לפקודת השותפויות (תיקון מס' 5 שיכנס לתוקף ביום 23.4.2015), 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 בחביותיה הקיימות והצפויות בהגיע מועד קיומן). כמו כן נקבע כי אין בהוראות החלות על סמכות הדיקטוריון לחלק רווחים בהתאם לאמור לעיל, כדי לפגוע בחובת השותפות לחלק את רווחיה בהתאם לתנאים הקבועים בהסכם השותפות המוגבלת, ובלבד שניתנה לדיקטוריון 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.

בהקשר לאמור לעיל, יציין 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 שיהיו 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, חלקף 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.

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, לפרטים ראו באור 17 (ז) בדוחות הכספיים בחלק ג להלן.

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
2008	2,550,411	0.000433	5,885,821,337
2009	49,610,366	0.01004	4,940,132,448
2010	49,274,983	0.00492	10,022,976,352
2011	12,577,743	0.001190	10,569,031,650

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
2012	(4,400,903)	(0.000416)	10,569,031,650
2013	39,000,000	0.0037	10,569,031,650
2014	40,000,000	0.0038	10,569,031,650

5. פרק שני – מידע אחר

5.1 מידע כספי

<u>נתונים לגבי תחום הפעילות (אלפי דולר)</u>	<u>2014</u>	<u>2013</u>
	\$	\$
הכנסות ממכירת נפט	13,500	21,608
בניכוי תמלוגים למדינה	(1,842)	(2,232)
בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי	(3,034)	(3,717)
הכנסות נטו	8,624	15,659
עלויות והוצאות:		
עלות הפקת הנפט (ללא פחת והפחתות)	(2,621)	(3,869)
פחת והפחתות נכסי נפט	(742)	(1,029)
הוצאות חיפושי נפט וגז	(14,214)	(20,898)
הוצאות הנהלה וכלליות	(2,088)	(1,732)
הכנסות אחרות	757	134
סה"כ הוצאות	(18,908)	(27,394)
הכנסות (הוצאות) מימון נטו	(85)	27
סה"כ הוצאות לאחר מימון	(18,993)	(27,367)
מימוש נכסים	(286)	14
רווח/ (הפסד) נקי לשנה	(10,655)	(11,694)

סך הנכסים ליום 31.12.2014 היה 22,561 אלפי \$, ליום 31.12.2013 28,687 אלפי \$.

5.2 ההתפתחויות שחלו בנתונים שבטבלה שבסעיף 5.1 לעיל

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

6.1 הצורך בטכניקות המרצה מיוחדות

במאגרי הנפט שאיתר השותף הכללי יש צורך בטכניקות המרצה (STIMULATION)³ מיוחדות- כגון המרצה בעזרת טכניקת Proppant (להלן: "פרופנט"), טכניקת Acidizing, טכניקת Radial Drilling ו/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. שיטות הקידוח וההמרצה בה יעשה שימוש יקבעו בהתאם לשיקול דעת המפעיל (לפרטים ראו סעיף 6.8 להלן) בהתאם לתנאים הרלוונטיים בכל מקטע. יצוין כי לשיטות ההמרצה שיבחרו כאמור עשויות להיות השלכות מהותיות על עלות המבחנים בכל באר לפרטים נוספים ראו סעיף 9 (ה) (3) 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

הפקת הנפט משדה הנפט מגד שבחזקת ראש העין I/11 תצריך כ-40 קידוחי פיתוח. בשלב הראשון בכוונת 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 לגרור בעקבותיה גם עליה בביקוש לשירותי קידוחי נפט ובמחירים של שירותים אלה. עליה במחירי השירותים במונחי דולרים (שבהם ערוכים תקציבי השותפות) יכולה להגרם גם עקב שינויים בשער המטבע (חלק משמעותי מהשירותים להם נזקקת השותפות נרכשים בדולרים או ביורו האירופי).

6.3 מימון

יכולתה של השותפות לפתח את שדה הנפט האמורה תלויה גם בכך שיהיו בידיה האמצעים הכספיים ו/או יכולתה להשיג את המימון שידרשו לכך. נכון למועד הדו"ח אין בידי השותפות את האמצעים הכספיים הנדרשים לביצוע המבחנים ופעולות ההמרצה בקידוח מגד 6. לפרטים על הדרכים אותן שוקל השותף הכללי לגיוס המימון הנדרש ראו סעיף 1 (י) ו-1 (יא) בדו"ח הדירקטוריון שבחלק השני להלן.

6.4 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.

³ למשמעות מונחים אלו ראו בנספח שבסוף פרק זה.

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 הבטחון, 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 תתקבל הודעה ממשרד התשתיות הלאומיות על היות הבאר מסחרית ו/או על תוכנית להצבת כל מתקן משמעותי בשטח ובכלל זה מתקן לייצור חשמל ו/או כל תוכנית פיתוח תדווח השותפות למשרד הבטחון על התוכניות העתידיות ותפעל לקבלת האישורים הנדרשים מאת משרד הבטחון לצורך המשך פעילותה בשטח, בטרם תחילת קידום התוכניות העתידיות, וויתור של המבטח על זכות שיבוב ותחלוף כלפי משרד הבטחון 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 הבטחון נשמרה הזכות להפסיק זמנית כל עבודה באתר או לסגור את האתר על פי שיקול דעתו (במקרה כזה מנין הזמן המירבי לביצוע התכנית יוארך בהתאמה). השותפות התחייבה בכתב ההתחייבות לשאת באחריות מלאה כלפי משרד הבטחון לכל נזק לגוף או לרכוש העלול להגרם לשותפות לרבות מגדל הקידוח, לעובדיה או מי מטעמה, למשרד או לצד שלישי כלשהו שיגרמו לשותפות ולפועלים מטעמה, במהלך ועקב או כתוצאה מביצוע העבודות על ידי השותפות. כתב ההתחייבות קובע גם הוראות פטור מאחריות למשרד או נציגיו או מי מטעמו בגין כל נזק שיגרם לשותפות ו/או לפועלים מטעמה או לצד ג' כלשהו באופן ישיר או בעקיפין, בכל צורה ובכל נסיבות תוך כדי ועקב או כתוצאה מביצוע העבודות על ידי השותפות ו/או מי מטעמה.

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

בכתב ההתחייבות נקבעו גם הוראות בדבר שיפוי ופיצוי של המשרד על ידי השותפות בגין נזקים שיגרמו לו ותביעות שיוגשו נגדו ואשר השותפות אחראית בגינם על פי כתב ההתחייבות או על פי דין. כמו כן נקבעו הוראות בדבר ביטוחים שעל השותפות לערוך וכן הוטל על השותפות להמציא הצהרה מאת החברה שתבצע את פעולת הקידוח הכוללת בין היתר הצהרה שהיא מודעת לכך

שפעילות הקידוח מתבצעת בשטח אש ולסיכונים הכרוכים בכך וויתור על טענות ותביעות כלפי המשרד בגין כל נזק ו/או אובדן העלול להגרם לצידוד שלה.

(ג) בכתבי 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 ש"ח 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 והצידוד הנלווה עם מערכת ניקוז ומפרידי שמן מים.

(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 ידי 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 מוגדר כ"מסדרון אקולוגי".

(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). השותפות החלה בתהליך תכנון לביצוע שלושה קידוחים נוספים.

(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 והבנייה 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 יצוין 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 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 בתחומו, 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 פיתוח והפקתו של שדה מגד בכללותו, לרבות מאגר קליטה (טרמינל) ולרבות כלל הקידוחים והמתקנים שיהיו בו בעתיד. בהתאם להחלטת בית המשפט מיום 10.3.2015 על המשיבים להגיש את תגובתם לעתירה עד ליום 26.4.2015.

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 וכי בכוונתה לפעול להגשת תגובה לעתירה במועד שנקבע.

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 שטרם נכנס לתוקף ראו באור 15(ט)2 בדוחות הכספיים להלן.

במידה והשותפות תקבל את כל האישורים הדרושים בכוונתה לפעול להקמת מתקן להפרדת הגז והנפט ולעיבוד הגז המופק בשטח נוסף שיוקצה לה באתר מגד 5 שאליו יוזרמו בצנרת תת קרקעית הנפט והגז שיופקו מקידוחי מגד 6, 7 ו-8. הפרויקט הינו ידידותי לסביבה ובסיומו באתרי הקידוח יוותר ראש הבאר בלבד. הנפט והגז שיוזרמו למיני טרמינל יעברו הליך הפרדה באמצעות ה-separator, הנפט יוזרם בצנרת נפרדת והגז יעבור הליך נוסף של טיפול כדי להביאו לרמת הגז הטבעי הנדרש כדי לחברו לצינור הולכה או חלוקה. בעוד כשנה צפויה להיות תחנת חיבור של נתג"ז בגבעת כוח שבקרבת שדה מגד. בכוונת השותפות להתחבר לנקודה הזאת ולמכור את הגז דרך הצנרת הארצית. הממונה על ענייני הנפט תומך בתוכנית הזאת והשותפות מקווה שכל התוכניות יאושרו בזמן ויבוצעו כל הפעולות הנדרשות על מנת שניתן יהיה להתחבר בעוד כשנתיים לרשת הארצית.

השותפות החלה בקידומן של תכניות שיעדן הפרדת הגז מהנפט, טיפול בו לצורך הבאתו לאיכות המתאימה לשווק לצרכנים בצנרת, והולכתו בצנרת משדה מגד אל צנרת ההולכה החיצונית לשם שיווק לצרכנים.

התכניות האמורות דורשות הליכים תכנוניים הן להקמת המתקנים לטיפול בנפט ובגז והן להנחת צנרת - הנחת צנרת מהבארות המפיקות בשדה מגד שתוביל נפט וגז אל המתקן והנחת צנרת שתוביל נפט וגז מן המתקן אל מחוץ לשדה מגד.

השותפות החלה בפעולות לשם השגת האישורים התכנוניים הדרושים.

כמו כן השותפות החלה במגעים עם גורמים חיצוניים לצורך הובלת ושיווק הגז אשר יטופל בדרך האמורה.

בשלב זה אין עדיין התקשרות מחייבת לעניין שיווק לצרכנים או לענין הולכת הגז בקשר לתכניות האמורות.

כמו כן, קיימות אפשרויות של הפקת חשמל מהגז הנלווה או ניצול עודפי הגז לאחר ההפרדה או בשימוש בגז as is. בכוונת השותפות להחליט יחד עם המפעיל שימונה להמשך הפעולות בשדה מגד, ככל שימונה (לפרטים ראו סעיף 6.8 להלן), על מציאת חברה אשר תשקיע בפרויקט זה. בטווח ארוך התוכנית היא להקים מתקן מרכזי גדול להפרדת הגז והנפט ולעיבוד הגז המופק שאליו תרוכז ההפקה ממספר בארות. השותפות מקווה שמדינת ישראל תכיר בפרויקט כפרויקט בעל חשיבות לאומית ושהטיפול בפרויקט יועבר ל"ל" (הועדה לתכנון לאומי) דבר שעשוי להקל על הליך קבלת האישורים לפרויקט.

השותף הכללי בדעה כי הגז הוא תוצר לוואי והעיסוק המרכזי והעיקרי של השותפות הוא הפקת הנפט. להערכת השותף הכללי השווי של הגז הינו כ- 10 עד 15 אחוזים משווי הנפט. זהו נכס והשותפות מתכוונת כאמור למכור את הגז לאחר שתתחבר למערכת ההולכה הארצית או במידה ותמצא אלטרנטיבה כדאית אחרת.

מידע צופה פני עתיד

המידע בדבר תוכניות השותפות להקמת מתקן להפרדת הגז והנפט ולעיבוד הגז המופק שאליו יזרמו בצנרת תת קרקעית הנפט והגז שיופקו מקידוחי מגד 6,7 ו-8, המתקן מרכזי, חיבור למערכת ההולכה הארצית, המועדים ולוחות הזמנים לביצוע התוכניות השונות הינם 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 בחקיקה

6.7

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

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

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

6.8

במהלך שנת הדיווח קיבלה השותפות פניות ומסרים מהממונה ומצוות משרדו מהם עולה כי אין די באנשי המקצוע של השותפות וכי יש צורך לצרף אנשי מקצוע נוספים או למנות מפעיל בינלאומי להמשך פיתוח שדה מגד. השותפות מנהלת מגעים עם מומחה בינלאומי (שלמיטב הבנת השותפות מקובל על משרד הממונה) לגיבוש קבוצת מומחים שישמשו כ"מפעיל" בהמשך הפעולות לפיתוח

שדה מגד. על מנת לא לעכב את המשך העבודה הנדרשת לביצוע המבחנים בקידוח מגד 6, ועד להבשלת המגעים האמורים וקבלת כל האישורים הנדרשים לחתימה על הסכם מחייב, בכוונת הנהלת השותפות להעסיק את המומחה האמור ואת צוות התפעול שיומלץ על ידו כיועצים בכל הקשור לביצוע העבודות הנדרשות והמבחנים בקידוח מגד 6. מובהר כי המשך הפעולות שיבוצעו בבאר מגד 6, תכנית המבחנים ושיטות ההמרצה שבהם יעשה שימוש בבאר ייקבעו בהתאם להמלצת המומחה האמור. כמו כן המשך הפעולות בשדה מגד ושיטות ההמרצה בכל מקטע ובכל באר והפיתוח העתידי של שדה מגד יהיו בכפוף להמלצות וההחלטות של המפעיל שימונה.

מידע צופה פני עתיד

המידע בדבר המגעים שמנהלת השותפות לגיבוש קבוצת מומחים שישמשו כ"מפעיל" הינו בגדר מידע צופה פני עתיד כהגדרתו בחוק ניירות ערך ומבוסס על סמך הערכות השותף הכללי על התקדמות המגעים. הערכות אלו יכולות שלא להתממש או להתממש בדרך אחרת בשל חוסר יכולת הצדדים להגיע להבנות, עיכובים בלתי צפויים, אי קבלת כל האישורים הנדרשים וכדומה.

מידע כללי על תחום הפעילות

7

מבנה תחום הפעילות ושינויים החלים בו

פעילות חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי היא פעילות מורכבת ודינאמית, הכרוכה בעלויות משמעותיות ובחוסר ודאות גדול ביותר לגבי עלויות החיפושים, 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 חיפושים 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 לחיפושי 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.

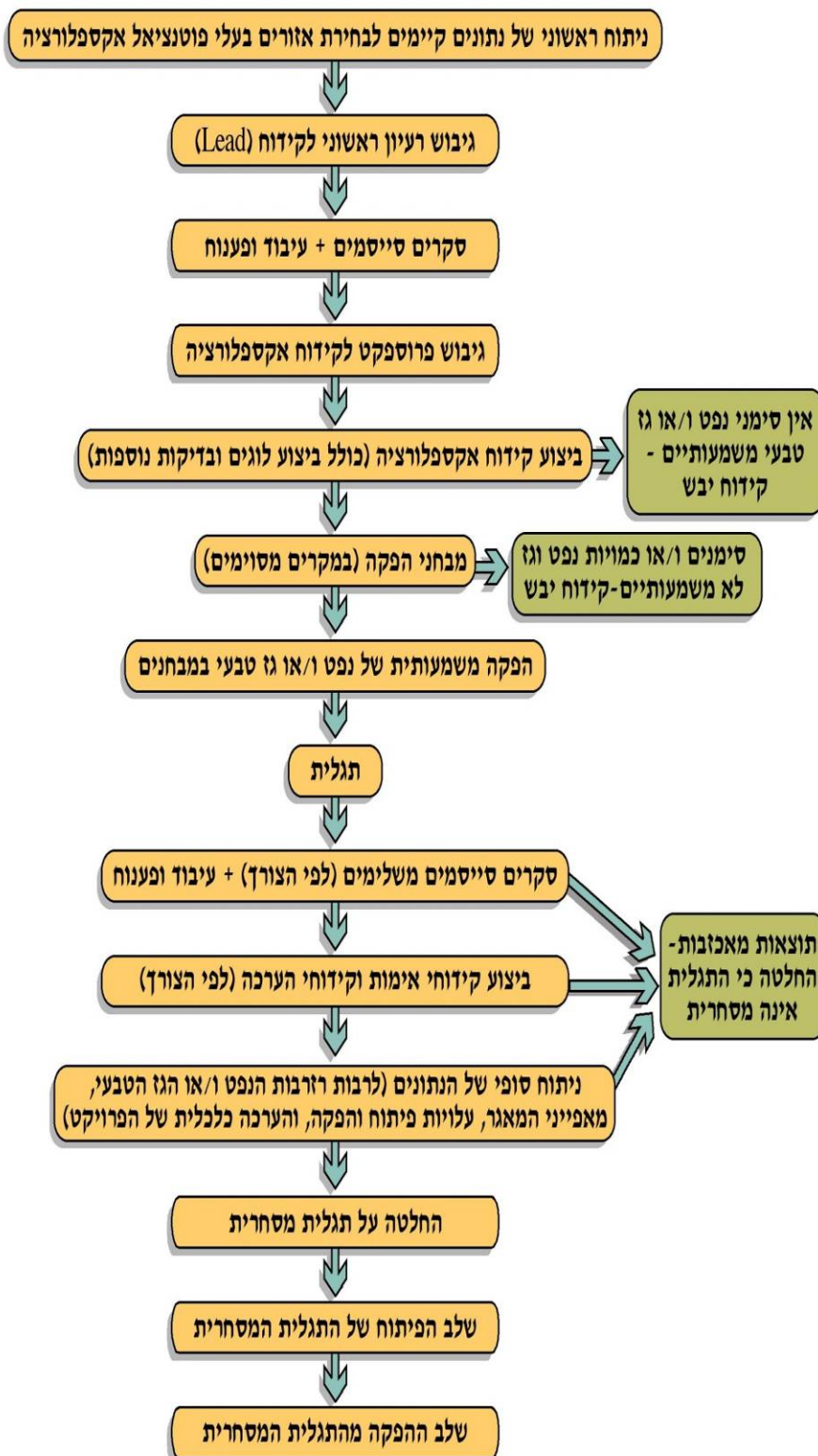
(12) ביצוע עבודות הפיתוח וההפקה של התגלית המסחרית.

(13) הפקת התגלית המסחרית.

השלבים המפורטים לעיל אינם ממצים את כל השלבים של תהליך החיפוש וההפקה בפרוייקט מסוים, אשר בשל טיבו ומהותו עשוי לכלול רק חלק מהשלבים הנ"ל ו/או שלבים נוספים ו/או שלבים בסדר אחר.

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 המחייבת 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 לדוגמא – תגלית, אשר אינה מסחרית כאשר מחיר חבית נפט הינו 20 דולר עשויה להפוך למסחרית כאשר מחיר חבית הנפט עולה ל- 80 דולר ולהיפך. לאור הנ"ל, מובן כי תגליות נפט ו/או גז, אשר אינן מסחריות בתנאי שוק מסויימים יכולות להפוך, בקורות 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.

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 קידוח 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 האישורים הנחוצים לצורך קידוח מגד 5 וקידוחים אחרים בשטח הרשיון, על היות מרבית שטחי חזקת ראש העין I/11 שטח המוגדרים "שטחי אש" של צה"ל ראו סעיף 6.4 לעיל. על 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. בתחילת חודש ינואר 2006 היה מחיר חבית נפט כ-56 דולר ארה"ב לחבית. בתחילת חודש יולי 2008 הגיע מחיר חבית נפט לשיא (כ-147 דולר ארה"ב לחבית). בעקבות המשבר בשווקים הפיננסיים והמיתון העולמי המעמיק חלה ירידה חריפה במחיר הנפט והוא הגיע ביום 19.12.08 לשפל של כ-34 דולר ארה"ב לחבית (המחיר ליום 27 במרץ 2014 היה כ-108 דולר לחבית נפט מסוג BRENT לעומת מחיר של כ-55 דולר לחבית ביום 31 בדצמבר 2014). להסכם מכירת הנפט שמפיקה השותפות המבוסס על מחיר הנפט העולמי ראו בסעיף 7.9 להלן. עליית מחירי הנפט בשנים האחרונות גרמה גם לעלויות במחירי השירותים לקידוחי נפט.

7.4 שינויים טכנולוגיים מהותיים

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

בשל העלייה במחירי הנפט בשנים האחרונות חלה עלייה חדה בביקוש לספקי שירותים בתחום הנפט אשר הביאה לעלייה ניכרת בעלויות הפעילויות בענף ובזמינות הקבלנים והציוד הנדרש (ראו סעיף 11 להלן). במהלך השנתיים 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. לאחרונה הוחמרו התנאים להגשת בקשות לקבלת נכסי נפט והעברת זכויות בנכסי נפט בהתאם לחוק הנפט, לפרטים ראו בסעיף 20 (ט) ו- (י).

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

7.8 תחליפים למוצרי תחום הפעילות

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

מבנה התחרות בתחום

7.9

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 ימצאו מאגרי נפט נוספים לא תתקל השותפות בקשיים למכור את הנפט לאור היקפי הצריכה המקומית והעולמית והיותו של הנפט Commodity. עוד יצוין בהקשר זה כי בדיקות שנעשו על ידי מעבדה חיצונית של דגימות הנפט מתוך המקטעים 1 עד 6 מראות כי לכל הדגימות מאפיינים דומים, כולן בעלי איכות גבוהה (39-40 API) 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 יצוין כי השותף הכללי מעריך כי הנפט שיופק יהיה זהה באיכותו לנפט שהופק עד כה).
- ד. לרוכש זכות לבטל את ההסכם בגין כל הפרה של התחייבות או הצהרות הכלולות בהסכם (הצהרות בגין הבעלות על הנפט והזכות המלאה למכור את הנפט, והתחייבות כי הנפט יימכר כשהוא נקי מכל שיעבוד, מס, היטל ו/או התחייבות כלשהי לרשויות ו/או לכל צד שלישי אחר).
- ה. לרוכש זכות ראשונים 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

7.10

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

7.11

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 תשכיר בשכירות משנה (החל מחודש אפריל 2015 ולתקופה שלא תפחת משישה חודשים) חלק מנפח המיכל שאינה עושה בו שימוש. כמו כן בהסכמת המשכיר ושוכר המשנה השותפות רשאית

למכור 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 ידאג המשכיר להזרמת הנפט הנדרש לתחתית המיכל מסיבות תפעוליות.

השותפות החלה לאחסן את הנפט במיכל בחודש אפריל 2014. 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.

ההסכם כולל הוראות נוספות בנושאים שונים, בין היתר, מקרים של כח עליון, הוראות בטיחות, ביטוחים ועוד. להערכת השותפות במהלך הרבעון השני תחל לאחסן את הנפט במיכל החדש.

פעילות השותפות

7.12

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 קידוחי מגד 6, 7 ו-8 ובהפקה מבאר מגד 5.

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

א. חזקת ראש העין I/11

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	שדה הנפט מגד
מיקום:	מרכז הארץ ולאורך הקו הירוק
שטח:	שטח החזקה 244 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה :	חזקה I/11 פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפוש והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	4.4.04 בתוקף מ-1.4.02
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	31.3.2032
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	31.3.2032
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	בכפוף להוראות חוק הנפט ב-20 שנים נוספות
ציון שם המפעיל (Operator):	גבעות עולם נפט בע"מ (השותף הכללי בשותפות)
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים :	גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993-) 99% וחברה זרה 1% - Millenium Quest PTY Ltd (להלן "מילניום") למיטב ידיעת השותפות מר פיטר דאויר (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 (473.33% ⁴) נפט הר קדם בע"מ (0.02% ⁵), וטי-אוויל וגז בע"מ (26.65% ⁶).

⁴ במניות ראש העין חיפושי נפט בע"מ מחזיקים נפט ב.ד. בע"מ (46%), ש.ל.ב. השקעות בע"מ (*46%), צמחה גבירצמן (1%) ושוגרמן שלומית, עופר רחל, גבירצמן חיים, גבירצמן עמירם וגבירצמן זהר יעקב (0.2% כל אחד) ושמואל בקר (6%). 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%) (שלוש 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 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 גיפרי (5.3%).

⁵ במניות נפט הר קדם בע"מ מחזיק טוביה לוסקין. טוביה לוסקין מכהן כדירקטור בנפט הר קדם בע"מ.

⁶ על פי הסכם מיום 14 בנובמבר 1999 העביר טוביה לוסקין את מניות השותף הכללי המוחזקות על ידו, ללא תמורה, לטי-אוויל וגז בע"מ, חברה פרטית, אשר המחזיקים במניותיה הנם טוביה לוסקין (99%) וולדימיר שטיינגולץ (1%). טוביה לוסקין מכהן כדירקטור בטי-אוויל וגז בע"מ.

חזקת ראש העין I/11	
פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
עבור החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	-
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	אחזקה ישירה על ידי השותפות ב-99% מהחזקה
ציון החלק האפקטיבי המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט :	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% ובחישוב אפקטיבי) 20.25%
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):	חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט בחמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח – 52,925 אלפי דולר.

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 על מגעים שמנהלת השותפות עם קבוצת מומחה זר בעניין גיבוס קבוצת מומחים שישמשו "מפעיל" בפעולות לפיתוח שדה מגד ראו סעיף 6.8 לעיל.

כמו כן נקבע כי על בעלת החזקה להציג לאישור הממונה על ענייני 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 ענייני 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 ענייני 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 ישתנו 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 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".

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 שטח ראש העין מזרח שממזרח ל"קו הירוק".

דירקטוריון השותף הכללי מבקש לציין כי השגת האישורים לקידוח בשטח רשיון מכבי (לטבלאות המתארות את רשיון מכבי ראו סעיף 8.1 בדוח התקופתי לשנת 2013 מיום 31.3.2014) מעוכבת והרשיון הוארך מספר פעמים בעבר. יש לציין שקיים קושי בהשגת האישורים לקדוח בשטח הרשיון בהיותו שטח אש אשר חלות עליו מגבלות חמורות במיוחד. ביום 8.8.2012 הגישה השותפות בקשה לקבלת חזקה ברשיון מכבי ולאחוד פעולות ובקשה חילונית להוספת חלק משטח רשיון מכבי (שבו להערכת השותפות משתרע שדה הנפט מגד בתוך שטח הרשיון) בתמורה להחזרת חלק משטח חזקת ראש העין (שלהערכת השותפות נמצא מחוץ לגבולות שדה מגד). ביום 26.8.2012 ביקש הממונה לקבל נתונים ועיבוד וניתוח מידע נוספים כדי שיוכל לדון בבקשה. השותפות הגישה לממונה את החומר הנוסף שבוקש, נכון למועד הדו"ח טרם התקבלה תשובת הממונה. בישיבת מועצת הנפט שהתקיימה ביום 15.1.2013 המליצה המועצה לשר להוסיף חלק משטח רשיון מכבי לחזקת ראש העין בהתאם לסעיפים 48 ו- 49 לחוק הנפט. כמו כן, לשם עמידה במגבלות השטח הקבועות בחוק, ממליצה המועצה לגרוע שטח בגודל דומה מחזקת ראש העין. השטח שעליו הומלץ כי יתווסף לחזקת ראש העין, הינו שטח שהומלץ מבחינה גיאולוגית בהתאם לעמדת גורמי המקצוע והוועדה המקצועית (ולא כל השטח שהתבקש מלכתחילה על ידי גבעות עולם). השותפות טרם קיבלה את החלטת השר בעניין ואת היקף השטחים שיוחלפו כאמור.

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

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

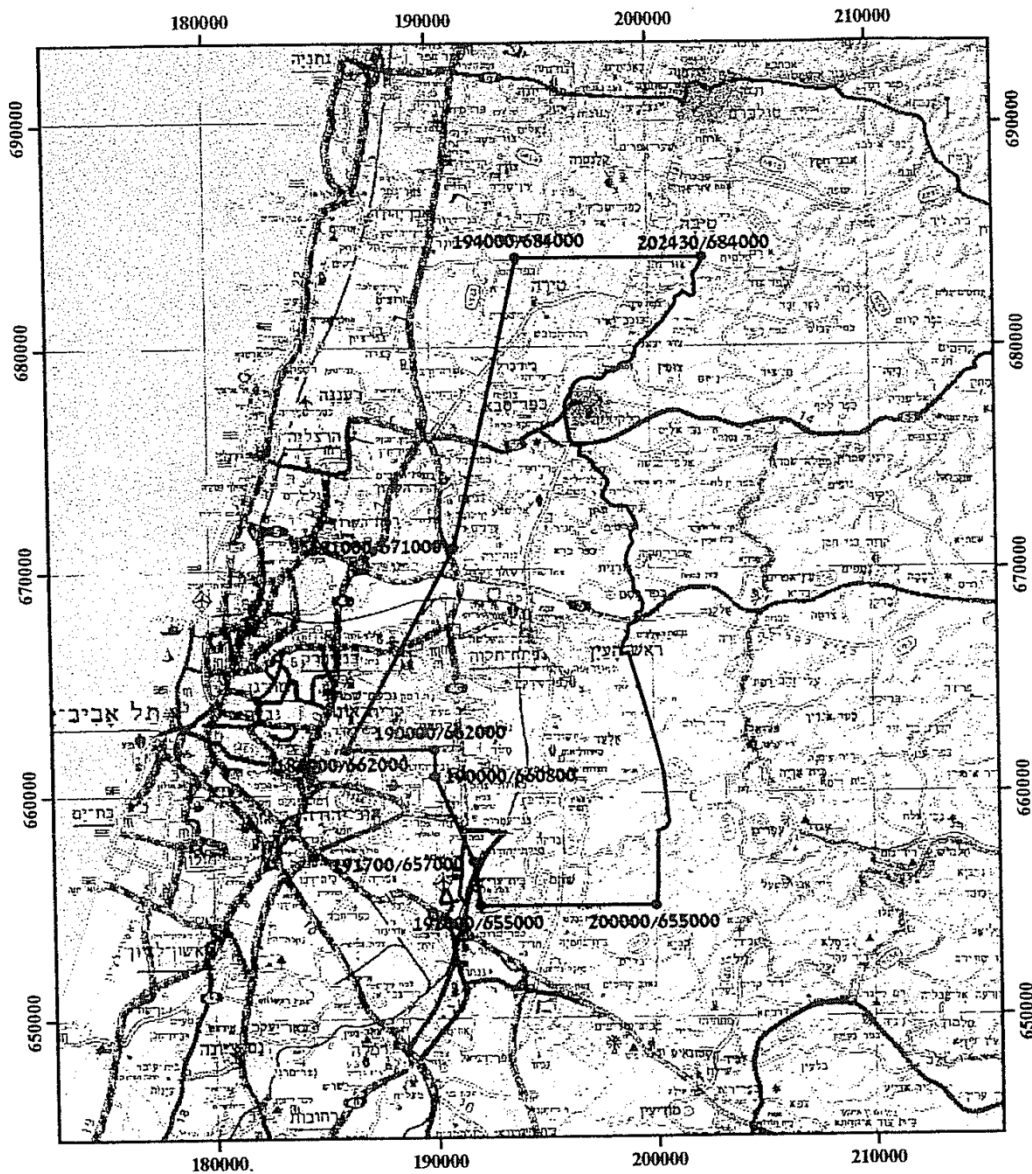
עמדת השותף הכללי והנהלת השותפות הינה כי, בקשתם להחלפת שטחים שאושרה עקרונית על ידי מועצת הנפט אמורה להיות מאושרת על ידי השר. בכוונת השותפות לפעול יחד עם המפעיל, ככל שימונה (לפרטים ראו סעיף 6.8 לעיל), מול הממונה לקבלת האישור כאמור.

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



0 1 2 3 4 5
ק"מ

קנ"מ: 1 : 250,000

ד"ר יחזקאל דרוקמן
הממונה על עניני 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 ולכן אינן מתוארות בטבלה זו אלא בטבלה שבסעיף (ה) להלן.

תקופה	תיאור תוכנית העבודה שנקבעה לתקופה	תיאור רכיבי תוכנית העבודה שקוימו בתקופה	תיאור רכיבי תכנית העבודה שטרם קוימו בתקופה
2012	ייצור והספקה של מתקן שריפת הגז – Green Flare ; התקנה של מתקן שריפת הגז באתר קידוח מגד – 5 תחילת קדיחת קידוח מגד 6 תחילת הפקה מסחרית מקידוח מגד 6- תחילת קדיחת קידוח מגד – 7 תחילת קדיחה של קידוח מגד 8 סיום קדיחה וביצוע מבחני הפקה בקידוח מגד 7	התקנת מתקן שריפת הגז. המשך ביצוע מבחני ההפקה לטווח ארוך בקידוח מגד 5. קבלת אישור הועדה המחוזית לביצוע קידוחי מגד 6, 7 ו-8.	קידוחי מגד 6, 7 ו-8 ומבחני הפקה.
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 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

(ה) עמידת התאגיד בתנאי תוכנית העבודה המחייבת
דירקטוריון השותף הכללי מבקש לציין כי היו מספר עיכובים תיפעוליים במהלך ביצוע קידוח מגד 6 שגרמו לעיכוב בביצוע תוכנית העבודה. בכוונת השותפות להגיש תוכנית עבודה מעודכנת לאישור הממונה (לפרטים ראו בסעיף 9 להלן).

(ו) תכנית עבודה בפועל ומתוכננת בחזקה

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:

חזקת ראש העין			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה / תיאור תמציתי של תוכנית העבודה המתוכננת	עלות כוללת בפועל / תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (אלפי דולר)⁷	חלקם האפקטיבי של מחזיקי הזכויות ההונית של השותפות בעלות / תקציב (אלפי דולר)
2012-	המשך מבחני ההפקה לטווח ארוך בקידוח מגד 5 והשגת אישורים לביצוע קידוח מגד 6, 7 ו-8	5,427	5,372
2013-	המשך מבחני הפקה לטווח ארוך במגד 5 וביצוע קידוח מגד 6	19,786	20,676
2014	המשך מבחני הפקה 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 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 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	1,000 4,000 4,500	1,045 4,180 4,703
2016 (בהתאם לתוכנית העבודה מיום 25.10.2014 מועדי הפעולות טעונים עדכון של תכנית העבודה)	המשך קידוח מגד 8 הכנת האתר למבחנים מגד 8 מבחנים מגד 8 התקנת ציוד הפקה ניסיונית מגד 8 הגשת תוכנית קידוח מגד 7 התחלת קידוח מגד 7	22,500 18,000	23,513 18,810

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

⁷ הסכומים לשנים 2011-2014 הינם סכומים שהוצאו בפועל.

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

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

(ח)

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

שדה מגד		
פריט	אחוז לאחר החזר השקעה	הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים (לרבות ניכוי הוצאות ואחרים) (הפניה לתיאור ההסכם)
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 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%	

חזקת ראש העין I/11		
פריט	אחוז	הסבר תמציתי כיצד מחושב התמלוגים או התשלום (וכן הפניה לתיאור ההסכם)
הוצאות תיאורטיות במסגרת תוכנית העבודה של נכס הנפט (ללא תמלוגים האמורים)	100%	
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
המפעיל	עד וכולל קידוח מגד 5 - 107.5% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	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 (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.
סה"כ שיעור ההוצאות האפקטיבי ברמת נכס נפט	עד וכולל קידוח מגד 5 - 107.5% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	
חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)	עד וכולל קידוח מגד 5 - 100% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	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 בהוצאות קידוח מגד 6 לפרטים ראו סעיף 13.7 להלן.
סה"כ חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההוצאות האפקטיבי, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	עד וכולל קידוח מגד 5 - 107.5% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות. (האחוזים להלן יחושבו בהתאם לחלקה של השותפות בנכס הנפט):		
אין תשלומים כאמור בשותפות		
החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש ופיתוח בנכס הנפט.	עד וכולל קידוח מגד 5 - 107.5% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	

(י) 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 ^[1]	
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)

(יא) תיאור הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט

השותפות מחזיקה ב-99% מהזכויות בחזקה. באחוז אחד מהזכויות בחזקה מחזיקה חברה זרה שמנהל הקידוחים של השותפות 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 שמיוני 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 (לפרטים ראו סעיף 13.7 להלן).

[1] לרבות עלויות חיפוש ששולמו משלומים 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 פטרולים (SPE-PRMS), רזרבות הנפט (crude oil) בשדה מגד (המשאבים שבדו"ח הרזרבות מתייחסים רק למשאבים שבזכויות הנפט הקיימות של השותפות) באלפי חביות נכון ליום 31.12.2014, הינן כמפורט להלן:

קטגוריית רזרבות	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	חלק השותפות (Net) 8 MBBL
רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)	4,685	3,110
רזרבות צפויות (Probable Reserves)	7,775	5,161
סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	12,460	8,270
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	16,987	11,275
סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)	29,447	19,545

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 5) 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.
עוד מציגת 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:

- 8 החישוב נעשה אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.
9 לפרטים בדבר תוצאות מבחני ההפקה בכל מקטע בבאר מגד 5 ועל תוצאות מבחן ההפקה המשולב שנעשה ראו בסעיפים 9.3 (ה), (ו) ו- (ח) בדו"ח התקופתי.

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

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

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 הרזרבות¹¹.

¹⁰ אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.
¹¹ כמויות הנפט שסווגו כמשאבים מותנים ממקטעים 1 ו- 8b הינם בנוסף לכמויות הנפט שסווגו לקטיגוריית הרזרבות ממקטעים אלו.

קטגוריית המשאבים המותנים	סה"כ בנס הנפט (Gross) MMCF	חלק השותפות (Net) ¹² MMCF
אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)	20,960	13,912
האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	55,746	37,001
האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	128,865	85,534

משאבי הגז הנלווה האמורים הינם בתנאי טמפרטורה ולחץ סטנדרטיים ומותנים בהסרת מגבלות תשתית ורגולציה. להערכות לגבי הכמויות שייקבלו 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 המהווה 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 לסיכון¹³;

¹² אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.

¹³ היינו: ההערכות בדוח, כמקובל בהערכות רזרבות על פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (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 מסחריות;
- (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 רגולציה, 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 יותקנו כאלה, לא ישפיעו על יכולת הניצול של הרזרבות והמשאבים המותנים, וכן שתוכניות המעריך לגבי הפקה עתידית יהיו עקביות עם ביצוען בפועל;
- (8) פרופיל ההפקה שיתקבל בפועל בכל קטגוריה עשוי להיות שונה מהמוערך (המעריך לא ביצע מבחני רגישות לפרופיל ההפקה) ועשוי להשליך על הכדאיות הכלכלית של הפקת הרזרבות או המשאבים המותנים;
- (9) לא נלקחו בחשבון טכניקות הפקה משופרות.

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

- (1) החישוב הוכן על בסיס מחירים שסופקו להם על ידי השותפות המבוססים על מחיר צפוי קבוע של 59.5 דולר לחבית לשנת 2015, של 75.03 דולר לחבית לשנת 2016 ושל 99 דולר לחבית לשנים שלאחר 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 שפרסם Energy Information Administration - (יחידת הסטטיסטיקה של מחלקת האנרגיה של ארצות הברית) למחיר הנפט בשנתיים הקרובות ולשנים שלאחר מכן בהתבסס על מחירי המכירה בפועל של הנפט המופק ממגד 5 בשנה האחרונה (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 מצינת כי למיטב הערכתה העלויות סבירות.

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

- (4) בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות (26.5%) 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 27 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 פעולת המרצה מוצלחת, ולהגיע גם בהם להפקה יציבה. העלות של פעולות ההמרצה שיבוצעו במקטעים אלו תקבע בהתאם לסוג פעולת ההמרצה שיבוצע בכל מקטע. מאחר ותוספת העלות בגין פעולות ההמרצה מיועדת למטרה של הגעה להפקה יציבה גם במקטעים שסווגו למשאבים המותנים, תוספת זו איננה כלולה בתזרים המהוון של הרזרבות, אך היא 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 בפרייקטים 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):

רזרבות מוכחות (הסכומים באלפי דולרים)

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%(	
(4,676)	(4,777)	(4,884)	(4,999)	(5,123)	-	-	(4,884)	(5,123)	4,629	-	8,072	-	1,083	8,661	147,030	2015
(21,798)	(23,234)	(24,836)	(26,631)	(28,654)	-	-	(24,836)	(28,654)	8,395	-	44,893	-	3,519	28,153	379,019	2016
34,440	38,306	42,808	48,088	54,326	7,409	-	48,647	61,736	18,223	-	4,455	-	12,059	96,472	984,310	2017
8,559	9,934	11,606	13,659	16,202	5,842	-	15,791	22,043	14,620	-	-	28,722	9,341	74,727	762,443	2018
-	-	-	-	-	-	-	-	-	11,075	-	-	35,583	6,665	53,323	544,054	2019
3,708	4,686	5,984	7,729	10,108	3,644	-	8,142	13,752	8,603	-	-	11,246	4,800	38,401	391,810	2020
2,666	3,515	4,693	6,350	8,720	3,144	-	6,385	11,863	6,870	-	-	5,713	3,492	27,939	285,061	2021
1,509	2,077	2,898	4,108	5,924	2,136	-	3,943	8,059	5,621	-	-	4,173	2,550	20,404	208,180	2022
520	746	1,089	1,617	2,447	882	-	1,481	3,330	4,557	1,485	-	2,858	1,747	13,977	142,605	2023
284	425	648	1,008	1,603	578	-	882	2,181	3,692	-	-	1,791	1,095	8,759	89,371	2024
1,254	1,960	3,126	5,095	8,505	3,066	-	4,253	11,571	6,855	-	248	5,695	3,481	27,850	284,152	2025
591	963	1,606	2,742	4,806	1,733	-	2,185	6,539	5,123	-	-	3,557	2,174	17,392	177,456	2026
160	272	474	848	1,560	562	-	645	2,122	4,160	1,485	-	2,369	1,448	11,584	118,195	2027
15	26	48	90	174	63	-	65	236	3,542	1,485	-	1,605	981	7,849	80,082	2028
23	44	83	163	330	119	-	113	449	3,124	-	-	1,090	666	5,330	54,382	2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,842	-	-	330	453	3,625	36,985	2030
27,253	34,943	45,343	59,866	80,927	29,178	-	62,811	110,105	111,930	4,455	57,668	104,733	55,556	444,446	4,685,135	סה"כ

רזרבות צפויות (הסכומים באלפי דולרים)

תזרים מהוון לאחר מסים					מסים							תמלוגים		מכירות		
<u>מהוון ב- 20%</u>	<u>מהוון ב- 15%</u>	<u>מהוון ב- 10%</u>	<u>מהוון ב- 5%</u>	<u>מהוון ב- 0%</u>	<u>מס הכנסה</u>	<u>היטל</u>	<u>תזרים לפני מסים (מהוון ב- 10%)(</u>	<u>תזרים לפני מסים (מהוון ב-0%)</u>	<u>עלויות תפעול</u>	<u>עלויות נטישה</u>	<u>עלויות פיתוח</u>	<u>תמלוג-על לשותף הכללי</u>	<u>תמלוגי מדינה</u>	<u>הכנסות</u>	<u>מכירות (BBL) 100%(</u>	
130	133	136	139	143	-	-	136	143	66	-	-	-	30	238	4,039	2015
(1,086)	(1,158)	(1,238)	(1,327)	(1,428)	-	-	(1,238)	(1,428)	1,807	-	6,854	-	1,033	8,266	111,284	2016
(8,464)	(9,415)	(10,521)	(11,819)	(13,352)	(5,277)	-	(14,680)	(18,629)	7,994	-	52,860	-	6,032	48,257	492,371	2017
7,234	8,395	9,809	11,543	13,693	4,937	-	13,345	18,629	16,331	-	51,575	(276)	12,323	98,581	1,005,829	2018
3,753	4,545	5,552	6,845	8,525	3,074	-	7,554	11,599	22,771	-	22,361	63,548	17,183	137,462	1,402,530	2019
12,458	15,744	20,104	25,966	33,958	12,243	16,461	37,098	62,662	19,448	-	-	20,615	14,675	117,401	1,197,849	2020
5,564	7,337	9,795	13,253	18,199	6,562	18,951	23,526	43,711	14,343	-	-	17,706	10,823	86,584	883,421	2021
3,115	4,287	5,983	8,481	12,228	4,409	15,711	15,827	32,348	10,615	-	-	13,103	8,009	64,076	653,768	2022
2,154	3,093	4,513	6,702	10,146	3,658	12,211	11,571	26,015	8,049	(1,485)	-	9,936	6,074	48,589	495,753	2023
1,282	1,921	2,930	4,559	7,247	2,613	9,215	7,713	19,075	6,259	-	-	7,727	4,723	37,783	385,506	2024
(349)	(546)	(870)	(1,418)	(2,367)	(853)	6,671	1,268	3,451	1,051	-	(248)	1,297	793	6,345	64,734	2025
(147)	(239)	(399)	(681)	(1,193)	(430)	3,952	778	2,329	764	-	-	943	577	4,613	47,065	2026
425	723	1,260	2,253	4,146	1,495	8,826	4,395	14,467	5,316	1,485	248	6,562	4,011	32,088	327,392	2027
215	383	698	1,307	2,526	911	5,339	2,423	8,775	3,367	1,485	-	4,156	2,540	20,323	207,355	2028
(56)	(104)	(198)	(388)	(788)	(119)	3,213	579	2,306	2,219	4,455	-	2,739	1,674	13,393	136,645	2029
45	86	172	353	752	271	2,016	694	3,039	1,620	1,485	-	2,411	1,222	9,777	99,754	2030
53	107	224	482	1,078	388	1,178	549	2,644	3,845	-	-	1,979	1,210	9,678	98,740	2031
22	46	99	224	526	190	575	243	1,290	3,400	-	-	1,431	874	6,996	71,376	2032
4	10	22	52	128	46	140	54	314	3,080	-	-	1,035	633	5,062	51,650	2033
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,849	-	-	360	458	3,667	37,415	2034
(35)	(85)	(210)	(546)	(1,485)	-	-	(210)	(1,485)	-	1,485	-	-	-	-	-	2035
26,316	35,264	47,859	65,979	92,682	34,116	104,458	111,626	231,256	135,192	8,910	133,650	155,273	94,897	759,178	7,774,475	סה"כ

דרכות אפריות															
תזרים מהון לאחר מסים				מסים							תמלוגים		מכירות		
מה %	מהון ב- 10%	מהון ב- 5%	מהון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	תזרים לפני מסים (מהון ב- 10%)	תזרים לפני מסים (מהון ב-0%)	עלויות תפעול	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	תמלוג-על לשותף הכללי	תמלוגי מדינה	הכנסות	מכירות (BBL 100%)	
161	164	168	172	-	-	164	172	79	-	-	-	36	288	4,882	2015
191	6,618	7,096	7,635	-	-	6,618	7,635	2,542	-	-	-	1,454	11,632	156,592	2016
620	21,926	24,630	27,825	12,847	-	32,050	40,673	9,587	-	-	380	7,234	57,874	590,495	2017
115)	(19,996)	(23,532)	(27,914)	(10,064)	-	(27,206)	(37,978)	11,823	-	-	88,603	8,921	71,369	728,181	2018
519	15,292	18,852	23,481	8,466	27,943	39,002	59,890	13,645	-	41,808	(43,271)	10,296	82,368	840,407	2019
027)	(15,358)	(19,836)	(25,942)	(9,353)	50,000	8,706	14,705	24,167	-	58,943	29,833	18,235	145,884	1,488,458	2020
200)	(2,937)	(3,974)	(5,457)	(1,968)	51,481	23,711	44,056	33,629	-	58,429	41,514	25,375	203,004	2,071,257	2021
261	14,321	20,300	29,270	10,553	58,594	48,153	98,417	41,459	-	27,929	51,180	31,284	250,269	2,553,505	2022
893	20,271	30,103	45,574	16,432	51,398	50,442	113,404	37,212	-	-	45,937	28,079	224,631	2,291,923	2023
804	13,430	20,894	33,214	11,975	36,783	33,146	81,971	26,898	-	-	33,204	20,296	162,369	1,656,659	2024
601	8,932	14,558	24,298	8,761	26,613	21,935	59,672	19,580	-	-	24,172	14,775	118,199	1,205,985	2025
687	6,147	10,495	18,394	6,632	20,114	15,085	45,140	14,812	-	-	18,285	11,177	89,414	912,295	2026
739	3,031	5,421	9,976	3,597	8,324	6,652	21,897	6,129	(2,970)	(248)	7,567	4,625	37,000	377,517	2027
006	1,834	3,436	6,640	2,394	6,067	4,171	15,101	4,468	(1,485)	-	5,515	3,371	26,970	275,178	2028
404	770	1,512	3,068	941	3,222	1,816	7,231	2,373	-	-	2,929	1,790	14,323	146,142	2029
941	1,875	3,856	8,214	2,961	11,568	5,191	22,743	8,518	2,970	248	10,516	6,428	51,422	524,665	2030
835	698	1,503	3,363	1,212	7,258	2,455	11,833	5,345	4,455	-	6,598	4,033	32,264	329,188	2031
95	207	467	1,097	396	4,781	1,183	6,274	3,520	4,455	-	4,346	2,656	21,251	216,830	2032
תזרים מהון לאחר מסים				מסים							תמלוגים		מכירות		

מחזוריות (%)	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%(	
74	168	397	980	353	3,458	822	4,791	2,547	2,970	-	3,144	1,922	15,373	156,854	2033
144	343	849	2,198	792	2,403	841	5,393	1,898	-	-	2,733	1,432	11,456	116,886	2034
164	408	1,058	2,876	502	1,521	694	4,899	4,097	(1,485)	-	2,291	1,400	11,202	114,292	2035
39	102	279	795	287	869	251	1,951	3,617	-	-	1,698	1,038	8,305	84,733	2036
15	42	118	354	128	388	102	870	3,262	-	-	1,260	770	6,162	62,875	2037
1	3	9	28	10	31	7	69	3,000	-	-	936	572	4,577	46,697	2038
-	-	-	-	-	-	-	-	2,805	-	-	172	425	3,402	34,712	2039
2)	(131)	(428)	(1,485)	-	-	(131)	(1,485)	-	1,485	-	-	-	-	-	2040
311	78,159	118,233	188,655	67,853	372,816	275,862	629,324	287,011	10,395	187,110	339,543	207,626	1,661,009	16,987,208	סה"כ

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הנפט וכמות הנפט) ליום 31.12.2014

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול במחיר הנפט בשיעור של 10%					קיטון במחיר הנפט בשיעור של 10%				
רזרבות מוכחות P1 (Reserves Proved)	102,652	59,536	46,926	37,579	רזרבות מוכחות P1 (Proved Reserves)	59,126	31,129	22,948	16,921
רזרבות צפויות (Reserves Probable)	105,358	56,320	42,492	32,594	רזרבות צפויות (Probable Reserves)	81,908	39,547	27,864	19,701
סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	208,010	115,856	89,418	70,173	סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	141,034	70,675	50,812	36,623
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	234,688	185,806	125,287	88,276	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	138,587	114,201	76,033	53,120
סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	442,698	301,662	214,705	158,449	סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	279,621	184,876	126,845	89,742
גידול במחיר הנפט בשיעור של 15%					קיטון במחיר הנפט בשיעור של 15%				
רזרבות מוכחות P1 (Reserves Proved)	113,514	66,633	52,917	42,742	רזרבות מוכחות P1 (Proved Reserves)	48,112	23,996	16,938	11,749
רזרבות צפויות (Reserves Probable)	113,087	61,259	46,624	36,117	רזרבות צפויות (Probable Reserves)	75,886	34,870	23,709	15,996
סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	226,601	127,891	99,541	78,858	סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	123,998	58,865	40,648	27,745
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	256,713	202,877	137,086	96,760	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	114,589	96,672	64,170	44,813
סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	483,314	330,768	236,627	175,618	סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	238,587	155,537	104,817	72,558
גידול במחיר הנפט בשיעור של 20%					קיטון במחיר הנפט בשיעור של 20%				

6,580	10,935	16,877	37,153	P1 רזרבות מוכחות (Proved Reserves)	47,908	58,915	73,742	124,431	P1 רזרבות מוכחות (Reserves Proved)
10,927	18,057	28,553	67,899	רזרבות צפויות (Probable Reserves)	39,524	50,642	66,093	120,794	רזרבות צפויות (Reserves Probable)
17,507	28,993	45,430	105,052	P2 סה"כ רזרבות מסוג Proved+Probable) (Reserves	87,432	109,557	139,835	245,225	P2 סה"כ רזרבות מסוג Proved+Probable) (Reserves
37,307	53,121	79,946	91,491	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	105,812	149,583	220,806	279,708	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)
54,814	82,114	125,376	196,543	P3 סה"כ רזרבות מסוג Proved+Probable+Possible) (Reserves	193,244	259,140	360,641	524,933	P3 סה"כ רזרבות מסוג Proved+Probable+Possible) (Reserves

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות הנפט בשיעור של 10%					קיטון בכמות הנפט בשיעור של 10%				
רזרבות מוכחות P1 (Reserves Proved)	97,105	56,010	43,987	35,076	רזרבות מוכחות P1 (Proved Reserves)	64,707	34,664	25,892	19,427
רזרבות צפויות (Reserves Probable)	101,307	53,748	40,354	30,784	רזרבות צפויות (Probable Reserves)	85,862	42,376	30,300	21,816
סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	198,412	109,759	84,341	65,860	סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	150,569	77,040	56,192	41,244
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	224,478	177,744	119,725	84,275	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	150,781	123,441	82,384	57,641
סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	422,890	287,503	204,066	150,135	סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	301,351	200,481	138,576	98,885
גידול בכמות הנפט בשיעור של 15%					קיטון בכמות הנפט בשיעור של 15%				
רזרבות מוכחות P1 (Reserves Proved)	105,194	61,344	48,509	38,987	רזרבות מוכחות P1 (Proved Reserves)	56,510	29,303	21,356	15,508
רזרבות צפויות (Reserves Probable)	106,793	57,302	43,348	33,353	רזרבות צפויות (Probable Reserves)	82,007	39,163	27,390	19,183
סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	211,987	118,646	91,857	72,340	סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	138,517	68,466	48,745	34,692
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	240,909	190,317	128,352	90,430	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	131,925	109,892	73,199	51,198
סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	452,896	308,963	220,209	162,770	סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	270,442	178,358	121,945	85,890
גידול בכמות הנפט בשיעור של 20%					קיטון בכמות הנפט בשיעור של 20%				

11,590	16,819	23,942	48,306	P1 זרבות מוכחות (Proved Reserves)	42,898	53,031	66,678	113,283	P1 זרבות מוכחות (Reserves Proved)
16,235	24,105	35,498	77,423	זרבות צפויות (Probable Reserves)	35,845	46,272	60,802	112,329	זרבות צפויות (Reserves Probable)
27,825	40,925	59,440	125,729	סה"כ זרבות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves	78,743	99,303	127,480	225,612	סה"כ זרבות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves
44,857	64,135	96,494	113,445	זרבות אפשריות (Possible Reserves)	96,551	136,913	202,775	257,082	זרבות אפשריות (Possible Reserves)
72,682	105,059	155,934	239,174	סה"כ זרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves	175,294	236,216	330,256	482,693	סה"כ זרבות 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 יתמשו וכי כמויות הנפט, שיפוקו 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 31.12.2014 לבין נתוני דו"ח הרזרבות הקודם שהכינו ליום 31.12.2013. יחד עם זאת בדו"ח לשנת 2014 סווגו 4 קידוחים לקטגוריית הרזרבות המוכחות לעומת 3 בדו"ח לשנת 2013. למיטב הבנת השותפות לאור אי הוודאות, בשלב זה, לגבי הדרך שבה יושלם קידוח מגד 6 להפקה והמקטעים מהם תבוצע ההפקה, צרפה NSAI 2 פרופילי הפקה לקידוח מגד 6 (ראו נספח 7 בדו"ח הרזרבות) האחד מניח הפקה ממקטע 1 בקידוח מגד 6 במצבו הנוכחי, והשני מניח ביצוע קידוח חדש או קידוח עוקף חדש והפקה ממקטע 1 וממקטע 8b (לפרטים נוספים על תוכניות השותפות לנסות ולהגיע להפקה גם ממקטעים נוספים בבאר מגד 6 ראו בסעיף 9 (ה) (2) 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 31.12.2014 ביחד עם הסכמתה להכללתו בדו"ח זה.

(טו) הצהרת הנהלה

תאריך ההצהרה: 30.3.2015;

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

שם הנושא בתפקיד להערכת המשאבים: אביגדור מעוז¹⁴

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 נגה בן דוד ושמואל בקר

ומר אביגדור מעוז, מנכ"ל השותפות

¹⁴ בישיבת הדירקטוריון מיום 30.3.2015 סרב מר טוביה לוסקין לאשר ולחתום על דו"ח הרזרבות (מר לוסקין טען שמחיר הנפט שנקבע בתזרים המהוון גבוה מידיי ושהשותפות לא תעמוד בלוחות הזמנים לביצוע הפעולות). לאחר שהדירקטוריון דן בטענות ולאחר שהשותפות עדכנה את מחיר הנפט לצורך התזרים המהוון בעקבות ההערות של מר לוסקין ונוכח המשך סרובו לחתום, הדירקטוריון החליט למנות את מנכ"ל השותפות כאחראי הרזרבות במקומו של מר לוסקין.

להלן נתוני הפקה בשדה מגד:

שנת 2013	שנת 2014		
172.7	158.1	סה"כ תפוקה (המתייחס לחלק השותפות) בתקופה (באלפי חביות -MBBL)	
106	94	מחיר ממוצע לחבית (המתייחס לחלק השותפות) (בדולר לחבית)	
13	11.5	המדינה	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)
		צדדים שלישיים	
		בעלי ענין ¹⁵	
14.5	16.4	עלויות הפקה ממוצעות לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)	
78.5	66	תקבולים נטו ממוצעים לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)	
1.99	0.84	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט במאגר (ב- 16%)	

15 בדו"ח לא נכללו תשלומי תמלוגים לשותף הכללי שבהתאם להסכם השותפות המוגבלת ישולמו לאחר החזר ההשקעה. לשנת 2011 היוו התמלוגים האמורים המגיעים לשותף הכללי כ- 22.3 דולר לחבית.

16 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-420 חביות נפט בקירוב. מידע זה אינו נדרש לפי תקנות הדיווח. מידע זה ניתן לחישוב מנתוני ההפקה שמצרפת השותפות בכל רבעון (ראו טבלת ההפקה בסעיף 1 (ח) בדו"ח הדירקטוריון שבחלק השני להלן ובסעיף (יא) ד 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) בשל מגבלות הדיפון שהיו בקידוח מגד 5 שהשפיעו על אפשרויות הביצוע של הפרופנט ועוצמת הלחצים שניתן להפעיל החליט השותף הכללי לתכנן את הדיפון בקידוחים העתידיים בצורה שונה המתאימה יותר לביצוע פעולות המרצה. כמו כן בכוונת השותף הכללי להתמקד בשלושת הקידוחים הללו במקטעים 1 עד 7 מתוך מטרה לבצע בהם פעולת המרצה מוצלחת ולהגיע גם בהם להפקה יציבה. לשם מטרה זו החליט השותף הכללי להשתמש בצנרת דיפון יקרה יותר, ולתכנן את עמידות כל רכיבי הבאר כך שיוכלו לעמוד בלחצים גבוהים יותר המתאימים לפעולת המרצה.

(ג) מידע צופה פני עתיד

המידע המובא לעיל בדבר- הערכת השותף הכללי כי פעולות המרצה מוצלחות בקידוחים העתידיים יביאו לשיפור בשיעורי הזרימה שיתקבלו, בדבר ההיתכנות של הפקה עתידית יציבה ובדבר המועדים והעלויות המתוכננות ובדבר המועדים לביצוע שאר הפעולות המתוכננות בקידוח -הינם בגדר "מידע צופה פני עתיד" המבוסס על המידע החלקי הקיים בשלב זה, על הערכות מומחים עימם מתייעץ השותף הכללי, על קצב ההפקה היציב שהתקבל ועל הערכת השותף הכללי על לוחות הזמנים. ההערכות עשויות שלא להתממש בעקבות מידע חדש שיתקבלו לאחר ביצוע הפעולות בפועל, שינויים בקצב ההפקה ובשל עיכובים לא צפויים בלוחות הזמנים.

(ד) הפקה ומכירה של נפט מאתר מגד 5

לפרטים בדבר נתוני ההפקה מקידוח מגד 5 ראו בטבלה שבסעיף 8 (יז) לעיל.

להלן מובאים נתוני הפקת ומכירת נפט במהלך מבחני ההפקה לטווח ארוך.

החל מתחילת ההפקה בחודש יוני בשנת 2011 עד ליום 31.12.2014 הופקו כ-663 אלפי חביות, ונמכרו כ-637 אלפי חביות תמורת סך של כ-66 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.

(ה) השלב הבא בפיתוח שדה מגד

(1) כללי

לאחר סיום שלב הקידוח בבאר מגד 6 השותפות פועלת להשלמת ולאישור תוכנית המבחנים בבאר ולפתרון בעיית אובדן הלחץ לקראת ביצוע מבחני ההפקה ופעולות ההמרצה והכנת הקידוחים הבאים (קידוחי מגד 8, ומגד 7) 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 להשיג הפקה יציבה במקטעי הדלומיט (מקטעים 2 עד 7) הדבר עשוי להוביל להעברה של חלק מהשאבים המותנים לקטגוריית הרזרבות.

מטרת השותפות הינה לפתח את שדה מגד במהירות האפשרית וללא עיכובים מיותרים. המטרה בעתיד, בכפוף לקבלת כל האישורים, הינה לפתח את שדה מגד באמצעות 2 מכונות קידוח העובדות במקביל. בבאר מגד 5 מקטע 1 מושלם ומוכן להפקה. לאחר סיום שלב הזרימה הטבעית ממקטע 8b בכוונת השותפות לפתוח את מקטע 1 ולהפיק ממנו נפט.

על פי המקובל בתעשייה לאחר סיום השלב הראשוני של ההפקה בזרימה טבעית עוברים לשלב השני והעיקרי בהפקה והוא שימוש בטכניקות המרצה כגון הזרמת גז לבור הקידוח (gas lift) או שימוש בבאר הזרקה שדרכה מזרימים גז למאגר. פעולות אלו גורמות לזרימה נוספת של נפט מן המאגר. העיתוי לעשיית שימוש בהזרמה מלאכותית בכל באר יוחלט בשיתוף עם המהנדסים המייעצים לשותפות. כל עוד הבארות יזרמו בצורה טבעית אין כוונה להתערב בהפקה. ככל שייקדחו בארות נוספות ויצטבר מידע נוסף על המאגר והלחצים תבחן טכניקת ההמרצה המומלצת לבארות.

מידע צופה פני עתיד

המידע בדבר המועדים ולוחות הזמנים לביצוע התוכניות השונות, השימוש בטכניקות ההמרצה השונות, התקווה להשגת הפקה יציבה במקטעי הדלומיט, ההרמה המלאכותית ופרטים נוספים הכלולים בסעיף זה הינם 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, מידע חדש שיתקבל מקידוחים עתידיים מעיכובים בלתי צפויים, מאי השגת האמצעים הכספיים, תקלות ומתנאים תפעוליים וטכניים. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן כתוצאה מהביצועים בפועל ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז וכתוצאה מתנאים תפעוליים וכדומה. וכדומה.

(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 מידיים 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 ההמרה (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 מידיים מיום 3.4.2014, מיום 9.4.2014 ומיום 25.6.2014 אשר הפרטים המובאים בהם נכללים בזאת על דרך ההפניה וכן בבאור בדוחות הכספיים להלן.

נכון למועד הדו"ח השותפות פועלת לגיבוש פתרון לבעיית אבדן הלחץ ולגיבוש תוכנית המבחנים לבאר. השותפות קיבלה 2 דוחות מחברות ייעוץ בינלאומיות לגבי דרכי הפתרון המומלצות. דוחות אלו הועברו לעיון וניתוח של יועצי השותפות. השותפות סבורה כי הממצאים שהתקבלו במהלך קידוח מגד 6 מצדיקים ביצוע מבחני הפקה בבאר. נכון למועד הדו"ח נשקלות 2 אפשרויות להפקה ממגד 6 הראשונה כוללת ביצוע תיקון של בעיית אבדן הלחץ וביצוע פעולות החדרת צמנט נוספות על מנת לאפשר ביצוע מבחני הפקה במקטע 1 ובמקטעים נוספים מעליו. הדרך השניה שנשקלת הינה ביצוע קידוח עוקף חדש בבאר מגד 6. המשך הפעולות בבאר וההחלטה על דרכי הפעולה תהיה בהתאם להחלטות המפעיל ככל שיצורף לשותפות (לפרטים ראו סעיף 6.8 לעיל). בשלב ראשון תוכן תוכנית מפורטת על ידי המפעיל להמשך הפעולות בבאר ביצוע התוכנית המפורטת שתומלץ על ידי המפעיל כפוף לקבלת אישור דירקטוריון השותף הכללי, משרד הממונה ולגיוס האמצעים הכספיים לביצועו.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – ההערכות והתוכניות המתוארות לעיל, הינם מידע צופה פני עתיד. ההערכות והתוכניות עשויות להיות שונות מההערכות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה ממצב הבאר בפועל, מעיכובים בלתי צפויים, מאי השגת האמצעים הכספיים, מקשיים בהתקדמות המגעים למינוי "מפעיל", בשל תקלות ומתנאים תפעוליים וטכניים. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדן כתוצאה מהתקדמות המגעים למינוי "מפעיל", מהביצועים בפועל ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז כתוצאה 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 להמשיך זמן רב, והשגת האמצעים הכספיים שיידרשו. 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 האמצעים 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 ההמרצה 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 ההמרצה 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. (לעלויות אלו יש להוסיף את עלויות התוכנית לביצוע המבחנים שתגובש). 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 מצידוד 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 חיפושי 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 וכיוונם 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	המועד בו נתקבלה ההחלטה
המשך פיתוח שדה מגד	המשך פיתוח שדה מגד	פיתוח שדה מגד	הסיבות להצדקת ההחלטה
ביצוע הקידוח במועד כפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים לביצוע. עמידה בדרישות הגורמים המאשרים	ביצוע הקידוח במועד כפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים לביצוע. עמידה בדרישות הגורמים המאשרים	עמידה בדרישות הגורמים המאשרים. כפוף להשגת האמצעים הכספיים לביצוע המבחנים ופעולות הפרופנט	תנאים הקידוח ולהשתתפות השותפות בביצוע הקידוח
מגד 7	מגד 8	מגד 6	שם הקידוח
קידוח יבשתי-כקילומטר מערבית למגד 5	קידוח יבשתי-כ-2 קילומטר מערבית למגד 5	קידוח יבשתי-כקילומטר דרומית למגד 5	מיקום הקידוח
ברבעון השני 2016 משך הקידוח שישה חודשים (ללא תקלות ועיכובים בלתי צפויים).	ברבעון הרביעי 2015 לאחר סיום המבחנים ופעולות הפרופנט בקידוח מגד 6. משך הקידוח שישה חודשים (ללא תקלות ועיכובים בלתי צפויים).	תחילת הרבעון השלישי 2013 הקידוח נמשך 7.5 חודשים	מועדי הקידוח הצפויים ¹⁷
מוהילה וסחרונים	מוהילה וסחרונים	מוהילה, סחרונים ומטרה משנית בשכבת הרעף	שכבות בקידוח מטרה
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.	סוג הקידוח, תכליתו ודין כללי בשלבים עתידיים התלויים בממצאיו
5,000 מטר	5,000 מטר	4,754 מטר	עומק הקידוח
18 מליון דולר, לא כולל מבחני הפקה, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים.	18 מליון דולר, לא כולל מבחני הפקה, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים.	הקידוח בוצע, עלות שלב הקידוח עמדה על כ- 23 מליון דולר	סה"כ הקידוח תקציב
קידוח מגד 7	קידוח מגד 8	קידוח מגד 6	

¹⁷ ראו הערה בפסקה המובאת לאחר הטבלה.

תקציב ביצוע מבחני ההפקה	טרם נקבע כפוף לתוכנית המבחנים שתגובש על ידי המפעיל ותאושר על ידי הגורמים המוסמכים. מבחני ההפקה צפויים להתבצע ברבעון השלישי 2015 בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים.	טרם נקבע כפוף לתוכנית המבחנים שתגובש על ידי המפעיל ותאושר על ידי הגורמים המוסמכים. המשוער לביצוע המבחנים בבאר- הרבעון השני 2016. בסיום הקידוח יבוצעו לוגים בבור הקידוח ותבוצע עבודת עיבוד ופענוח של הנתונים שהתקבלו במהלך הקדיחה. כמו כן ציוד ההמרצה והמבחנים יותקן באתר הקידוח.	טרם נקבע כפוף לתוכנית המבחנים שתגובש על ידי המפעיל ותאושר על ידי הגורמים המוסמכים. המשוער לביצוע המבחנים בבאר- הרבעון הרביעי 2016. בסיום הקידוח יבוצעו לוגים בבור הקידוח ותבוצע עבודת עיבוד ופענוח של הנתונים שהתקבלו במהלך הקדיחה. כמו כן ציוד ההמרצה והמבחנים יותקן באתר הקידוח.
שם המפעיל	השותף הכללי-גבעות עולם נפט בע"מ (במידה וייחתם הסכם עם המפעיל הבינלאומי השותפות תפעל למינוי כמפעיל ראו סעיף 6.8 לעיל)	השותף הכללי-גבעות עולם נפט בע"מ (במידה וייחתם הסכם עם המפעיל הבינלאומי השותפות תפעל למינוי כמפעיל ראו סעיף 6.8 לעיל)	השותף הכללי-גבעות עולם נפט בע"מ (במידה וייחתם הסכם עם המפעיל הבינלאומי השותפות תפעל למינוי כמפעיל ראו סעיף 6.8 לעיל)
שם התאגיד המבצע את הקידוח	S.C. DAFORA GROUP S.A.	עפ"י להחלטת המפעיל, ככל שימונה, ראו סעיף 6.8 לעיל	עפ"י להחלטת המפעיל, ככל שימונה, ראו סעיף 6.8 לעיל
חלקם של מחזיקי הזכויות ההון של השותפות בתקציב הקידוח ובהכנסות הפוטנציאליות הנובעות ממנו	חלק אפקטיבי בהוצאות- 104.5% 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. 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 12 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 12 בדוחות הכספיים שבחלק ג' להלן. חלק אפקטיבי בהכנסות- 66.37%
שמות השותפים בנכס הנפט בו נערך הקידוח וחלקם בתקציב הקידוח ובהכנסות שינבעו ממנו	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
הפניה לתיאור נכס הנפט בדו"ח התקופתי	סעיף 8	סעיף 8	סעיף 8

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 כפפות לקבלת האישורים והשגת האמצעים הכספיים לביצועם ולהתקדמות במגעים 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.

הון אנושי 10

עובדים ונותני שירותים חיצוניים 10.1

לרשות השותף הכללי עומדים שירותיהם של הדירקטורים טוביה לוסקין, נגה בן דוד ושמואל בקר לפרטים על חילוקי הדעות בין הדירקטורים טוביה לוסקין מצד אחד ושמואל בקר ונגה בן דוד מצד שני לגבי תוקף כהונתו של מר פרוליק כדירקטור עד לפרישתו ביום 27.10.2014 ראו דו"ח מיידי מיום 25.2.2014¹⁸. כן מעסיקה השותפות עשרים עובדים נוספים כדלקמן: מנכ"ל, גיאולוג ופטרופיזיקאי, עוזר אישי למנכ"ל ועוזר מנכ"ל לענייני תפעול ופיתוח, סמנכ"ל פרויקטים ולוגיסטיקה ושני עוזרים, מנהל כספים, חשבונאי שטח, חמישה עובדי שטח, מחסנאי, מהנדסת תהליכים, שני מפקחי עבודה, ומזכירה. הירידה במספר העובדים אשר עמדו בתקופה המקבילה אשתקד על 36 נובעת בעיקר מתוכנית הקיצוצים שאימץ דירקטוריון השותף הכללי ושגובשה על ידי ההנהלה. התוכנית כוללת שלושה מרכיבים עיקריים, צמצום 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 10% מהתשלום החודשי לשותף הכללי וממשכורות העובדים שמשכורתם ברוטו עולה על 20,000 ₪ בחודש. השהיית התשלומים תמשך מחודש ינואר 2015 ועד לחודש יוני 2015 או עד לשיפור במצב הפיננסי של השותפות. הכספים שיושבו 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) וולדימיר שטיינגולץ (סמנכ"ל המחקר והפיתוח) הינם נושאי משרה בכירה בשותפות, לפרטים על סיום כהונתו של סמנכ"ל הכספים מר

¹⁸ בחודש פברואר 2014 העלה מר טוביה לוסקין טענות נגד כהונתו של מר יוסף פרוליק כדירקטור בלתי תלוי. בין היתר טען מר לוסקין כי כהונתו של מר פרוליק פקעה בהתאם לתקנון השותף הכללי ביום 27.11.2013. הדירקטורים נגה בן דוד ושמואל בקר אינם מסכימים לעמדה זו. נוכח הטענות האמורות מר יוסף פרוליק קיבל על עצמו שלא להשתתף בהצבעות על הצעות החלטה שיובאו לפני הדירקטוריון ו/או וועדותיו. ביום 30.3.2014 (ובהמשך לדיון בנושא בישיבה מיום 6.3.2014) קיבל דירקטוריון השותף הכללי החלטה כי היות ומאז המינוי של מר פרוליק כדירקטור בלתי תלוי וכדירקטור בעל כשירות של דח"צ בחודש נובמבר 2011, מר פרוליק כיהן כדירקטור לכל דבר ועניין, כיהן כיו"ר הדירקטוריון ולא חדל להיות דירקטור, הדירקטוריון קיבל החלטה כי המינוי של מר פרוליק כדירקטור תקף וכי לאור תרומתו המשמעותית לדירקטוריון הוא מתבקש לחזור ולהשתתף בהצבעות על החלטות בישיבות הדירקטוריון וועדותיו. מר נגה בן דוד ומר שמואל בקר הצביעו בעד ההחלטה האמורה, ומר טוביה לוסקין הצביע נגד וטען שהחלטה זו אינה חוקית, ויוסף פרוליק לא השתתף בהצבעה. מר פרוליק הסכים לבקשת הדירקטוריון לשוב ולהשתתף בהצבעות בישיבות הדירקטוריון וועדותיו. מר פרוליק חדל לכהן כדירקטור ביום 27.10.2014.

יגאל פלברט ראו ד"ח מידי מיום 3.2.2015 וכן בתקנה 21 בפרק ד' להלן .
עובדות מחלקת איכות הסביבה של השותפות עברו קורס חומרים מסוכנים בעלות של כ-350 דולר.
עובדי מחלקת לוגיסטיקה ועובדי השטח עברו קורס מבוא בגיאולוגיה בעלות של כ- 2,600 דולר.
כמו כן אחראית תחום ייבוא וייצוא במחלקת הלוגיסטיקה עברה קורס הטסת חומרים מסוכנים בעלות של כ- 1,000 דולר.

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. שירותי מנהל הקידוחים ניתנים בתקופות קידוחים והכנות לקידוחים.
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.
בשל מספרם המצומצם של העובדים המקצועיים ונותני השירותים המקצועיים של השותפות הפועלים עמה מזה שנים רבות (מר טוביה לוסקין ומר ולדימיר שטיינגולץ, מנהל החיפושים והפיתוח של השותפות פעילים בפרויקט העיקרי של השותפות מאז שנת 1992, הפטרופיזיקאי של השותפות מאז 1993 ומנהל הקידוחים מאז שנת 1994) נצבר אצל כל אחד מהם ידע ונסיון העומד לרשות השותפות.

יחד עם זאת מעריך השותף הכללי כי התלות של השותפות במי מאלה איננה בגדר "תלות מהותית"

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 בונוס על כל קידוח שיגיע להפקה מסחרית בשני הקידוחים הבאים שתבצע השותפות.
כמפורט להלן, הבונוס לעובדי השותפות יינתן בהתחשב בתרומתם לשותפות, חלקם בהצלחתה ובצמיחתה של השותפות ועמידתם ביעדים.

בהתאם לתוכנית הבונוסים עובדי השותפות יהיו זכאים לבונוס של בין 0.25 מסך המשכורת חודשית ועד 4 משכורות חודשיות בגין כל באר שתגיע להפקה מסחרית בשני הקידוחים הבאים. חישוב הבונוס יתבסס על הפרמטרים הבאים: הצלחת השותפות (ההצלחה תמדד בהתאם לתוצאות מבחני ההפקה בכל קידוח), ותק העובד והערכת ההנהלה.

במכתב מיום 9.2.96 הודיע השותף הכללי לגיאולוג הראשי 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 סופרסטיין (פטרופיזיקאי בשותפות) הודיע השותף הכללי, לכל אחד מהם, כי הוא יהיה זכאי לקבל 1% (מר פלברט) או 1/2% (מר סופרסטיין) 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.

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 לחיפוש נפט ודרכי הפעלתו. כמו כן מר איילנד יישמש כיועץ לשותפות במספר נושאים הקשורים לניהול השותפות ולפעילותה הכלכלית כחברה ציבורית. על פי ההסכם מר איילנד 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. 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). 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 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 פרוליך מכהונתו כדירקטור שמתקיימים בו תנאי הכשירות של דח"צ ראו דו"ח מיידי מיום 27.10.2014.

10.4 שיקול דעתו הבלעדי של מר טוביה לוסקין בעניינים מקצועיים

על פי ההסכם שנחתם בחודש ספטמבר 1993 (כפי שתוקן מאז) ועל פי הוראות שעוגנו בתקנון השותף הכללי הכרעות בעניינים מקצועיים כהגדרתם להלן, תהיינה בהתאם לשיקול דעתו הבלעדי והמוחלט של טוביה לוסקין. "עניינים מקצועיים" לרבות בענייני פיתוח של שדות נפט וגז והפקה של נפט וגז משדות אלה. מקום הקידוח, תקציב הקידוח ושינויו, התחלת הקידוח והפסקתו, הצורך בתקציב נוסף לפעולות חיפוש, הצידוד ו/או צוות אנשים אשר יעסקו בקידוח, ההתקשרות עם צוותים מקצועיים לביצוע הקידוח וכדומה, אך לא כולל ניהול ועניינים 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 מסוים 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 עניינים 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 העניינים האמורים כלולים העניינים 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;

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 ההמרצה 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, והצדדים מנהלים מגעים לגבי המשך התשלומים בגין תקופת ההשבתה.
- (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 וגיאופיסיקה ולפיכך יש לשותפות, במידה רבה, תלות גם בקבלן זה.
- (ו) גם באשר לפעולות קידוח "רגילות" לא כל הציוד וכח האדם המתאימים לביצוע פעולות ספציפיות בחיפוש נפט מצויים בישראל או ניתנים להזמנה בפרקי זמן קצרים ולפיכך מתעורר לא פעם צורך להזמין שרותי ציוד וכח אדם מקצועי מחו"ל, דבר המייקר ומעכב באופן משמעותי את הפעילויות. עוד יצוין כי לא כל הספקים הפוטנציאליים של שירותים, ציוד וידע מחו"ל מהסוגים העשויים להיות דרושים לשותפות מוכנים לספקם לישראל. בהקשר זה יצוין כי ביצוע המבחנים ופעולות ההמרצה נעשה על ידי חברות זרות והיה צורך (מלבד העסקתם של מומחים ונותני שירותים מחו"ל ושימוש בציוד מיוחד הצריך להיות מיובא מחו"ל

לצורך זה, כאמור לעיל) גם ביבוא מחו"ל של חומרים הדרושים לקידוח. (החומרים הדרושים לקידוחי השותפות נרכשים על ידיה 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 החיפושים 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 וציוד מתכלה וצינורות דיפון אשר נשארו לאחר ביצוע הקידוחים הקודמים. מלאי החומרים של השותפות נכון ליום 31.12.14 נאמד בכ-5,351 אלפי דולר שרובו מיועד לשימוש בקידוחים עתידיים.

מימון

13

הנפקות לבעלי היחידות

13.1

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. במסגרת פעולותיו האמורות של השותף הכללי פירסמה השותפות ביום 28.2.2013 תשקיף מדף. בתשקיף המדף האמור כלולים, יחידות וכתבי אופציה (סדרות 13-22).

יחד עם זאת צוין בתשקיף המדף כי השותפות מעוניינת בהנפקת אגרות חוב ופועלת לקידום הנפקה כזו וכי אם יתאפשר הדבר אזי הדבר יעשה בדרך של תיקון התשקיף (ראו על כך בעטיפת התשקיף ובפרק 3 בתשקיף). בשלב זה הטיפול בהנפקת אגרות חוב לא הגיע לשלב בשלות המאפשר לכלול זאת בתשקיף המדף.

עוד יצוין כי הצעת יחידות וכתבי אופציה, ככל שתיעשה, טעונה אישור האסיפה הכללית של בעלי היחידות (ראו על כך בעטיפת התשקיף ובסעיף 5.8 בתשקיף). בפני האסיפות הכלליות מיום 14.8.2013 ומיום 21.11.2013 הובאו הצעות החלטה לאישור הנפקה, הצעות אלו לא נתקבלו. 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 באור 3(4) בדוחות הכספיים להלן ובסעיף 1(ח) בדו"ח הדירקטוריון להלן.

יצוין כי הערכות השותף הכללי והאומדנים המופיעים בסעיף זה הינן הערכות בלבד ואינן וודאיות והינן מידע צופה פני עתיד, כהגדרתו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 המבוסס על הערכותיו של השותף הכללי את העלויות הצפויות בקידוח הבא על-פי המידע המצוי בידיו כיום. ההערכות האמורות עשויות שלא להתממש, כולן או חלקן, או להתממש באופן שונה מכפי שנצפה, לרבות באופן שונה מהותית, מכפי שנצפה וזאת, בין היתר, בשל הגורמים המפורטים בסעיף 13.3.1 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 I/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 I/11 ראש העין. היעד העיקרי כיום של השותפות המוגבלת הינו ביצוע של מבחני ההפקה ופעולות ההמרצה בקידוח מגד 6 (העלויות לפעולות אלו משתנות מהותית בין אלטרנטיבות הפתרון השונות, ונעות בין כ-5 מיליון דולר לאלטרנטיבה הזולה שנשקלת, לכ-20 מיליון דולר לביצוע קידוח עוקף חדש בבאר) ואת ביצוע קידוחי מגד 8 ו-7 בשדה מגד כחלק מהשלב הראשון של פיתוח השדה. העלות המשוערת של ביצוע קידוחים אלו הינה כ-50 מיליון דולר.

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 ופעולות הפרופנט 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 בשיטת הפרופנט וכן במבחני הפקה.

13.3.2 עיתוי הקידוחים הבאים ומיקומם

תכנית השותף הכללי הינה כאמור, לבצע את המבחנים ופעולות ההמרצה 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 בכוונת 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.

העדר משאבים מספיקים להשלמת מבחני ההפקה בקידוח מגד 6

האמצעים הכספיים של השותפות במועד דוח זה אינם מספיקים לביצוע מבחני הפקה בקידוח מגד 6 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 23.03.15 היו אמצעיה הכספיים של השותפות המוגבלת בחשבונות הבנק כ-3,273 אלפי דולר המושקעים ברובם בפקדונות בנקאיים. כ-3,235 אלפי דולר היו מושקעים בפקדונות דולריים לזמן קצר נושאי ריבית שנתית של בין 0.3% ל-0.725%. ובחשבון העו"ש סכום של כ-35 אלפי דולר. מתחילת שנת 2015 ועד ליום 12 במרץ 2015 מכרה השותפות מלאי נפט בסכום של כ-1.2 מיליון דולר (23,207 חביות). לפרטים על ערבויות שנתנה השותפות ראו באור 16 (טז) בדוחות הכספיים להלן.

13.5 האמצעים הכספיים של הנאמן

ביום 31.12.2013 נותרה בידי הנאמן יתרת חוב של כ-11 אלפי ₪ בחשבון עו"ש. לנאמן יש הלוואות בנקאיות בסך כולל של כ-1,200,000 ₪ בריבית של פריים + 2% למימון פעילותו והשותפות חתמה על ערבות להלוואות אלו.

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 /או מילניום**"), (למיטב ידיעת השותף הכללי אין קשר בין החברה האמורה ובעלי העניין בה לבין השותף הכללי, בעלי עניין בו או בעלי עניין אחרים בשותפות), על פי הסכם שנחתם ביום 29.2.00 זכות השתתפות (working interest) בשיעור של 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 עניין בשותף הכללי) הנם דירקטורים ובעלי מניות בחברה. בתוך 21 ימי עסקים מסימו 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 ידי 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 /או הגז /או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו או ינוצלו מנכסי הנפט בשטח הרשיון שישולמו לשותף הכללי). החלק היחסי ברווח הנקי ובתמלוגים יהיה מבוסס על שיעור זכויות ההשתתפות ברשיון שיהיו בבעלותה של החברה באותה עת.

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 I/11) עד המאוחר מבין השנים: יום 30 ביוני 2005 או השלמת הקידוח האופקי במגד 4 והמבחינים. 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. בדבר מו"מ עם החברה האמורה לגבי חלקה בהכנסות ובהוצאות בתקופה שעד לסיום שני הקידוחים הבאים ראו סעיף 8 (יא) לעיל.

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 התחשבות, 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.

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 ההסכם 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, לפרטים ראו סעיף 11.6 לעיל.

14.4 חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א – 2011

לפרטים בדבר חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א – 2011 והיבטי מיסוי נוספים ראו באור 17 (ד) בדוחות הכספיים להלן.

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 בבאור 13 (יא) ו- (יג) בדוחות הכספיים שבפרק ג' 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 אישור 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 הרשאה"). 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 12.4 (ט) 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, המנטרים 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- "GREEN FLARE" 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 בתקציבי הקידוח ומעבר לכך, נכון למועד הדו"ח, לא צפויות עלויות מהותיות נוספות. לא ידוע לשותף הכללי על אי עמידה או חריגה מדרישות איכות הסביבה.

השותפות שילמה בגין פינוי שבבי קידוח- 600 אלף ₪, פינוי בוצה- 1.2 מליון ₪ 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.

15.5 דרישות איכות סביבה נוספות

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

16 מגבלות ופיקוח על פעילות התאגיד

16.1 חוק הנפט ותשלום תמלוגים לאוצר המדינה

לפרטים בדבר חוק הנפט והוראותיו ראו פרק 10 בתשקיף המדף.

16.2 החלטת הממשלה בדבר תיקון חוק הנפט

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

16.3 הצורך בקבלת אישורים לביצוע קידוחים

בעניין הצורך בקבלת אישורים של גורמים שונים לכל קידוח ראו סעיף 6.6 לעיל.

16.4 חוק משק הגז הטבעי תשס"ב – 2002

במקרה שיעלה ביד השותף הכללי להפיק גז טבעי תושפע פעילות זו מהוראות חוק משק הגז הטבעי תשס"ב – 2002. ראו סעיף 20.8 להלן.

16.5 תיקון מספר 5 לפקודת השותפויות

לפרטים בדבר תיקון מספר 5 לפקודת השותפויות המחיל החל מיום 23.4.2015 הוראות לעניין ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית ראו באור 13 (5) בדוחות הכספיים.

16.7 הנחיות הממונה על ענייני הנפט

להנחיות הממונה על ענייני הנפט ראו סעיף 20 (ט) להלן.

17 הסכמים מהותיים

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

17.1 הסכם הנאמנות - ראו 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 בקשר עם קיום סייסמים שנתקבלו ממשרד התשתיות הלאומיות קיימות התחייבויות של השותפות לשלם למשרד במקרה של תגלית סכום כפול מעלות יצירת המידע כולו, כפי שיקבע אותה משרד התשתיות הלאומיות וזאת מתוך 50% מכמות הנפט. ביחס לקיום סייסמים שנתקבלו בשנת 1993 קיבל השותף הכללי בשנת 1993 הערכה מאת הממונה על עניי הנפט שלפיה העלות הכוללת של הקיום הסייסמים האמורים הינה 1,456 אלפי ש"ח (סכום ההתחייבות בדולר נכון ליום 31.12.13 הינו כ- 839 אלפי דולר). עם זאת הערכה זו אינה בגדר קביעה וקביעתו של משרד התשתיות הלאומיות בנוגע לעלות יצירת המידע תיעשה רק בעתיד. השותפות ביצעה הפרשה במהלך שנת 2011 בדו"ח הכספי בסך 2,912 אלפי ש"ח בגין התחייבות זו. בשנת 2005 קיבל השותף הכללי על עצמו התחייבות דומה בקשר לקווים סייסמים נוספים שהתקבלו, לגבי עלות קיום סייסמים אלו לא ניתנה הערכה לשותף הכללי.

17.5 לעסקה לצירוף משקיע ראו סעיף 13.7 לעיל.

17.6 הסכם הקידוח שנחתם עם חברת S.C. DAFORA GROUP S.A. לפרטים ראו סעיף 11.1 (ב).

17.7 כיסוי ביטוחי

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

פוליסה	תיאור הכיסוי	סכום מבטח	פרמיה
ביטוח דירקטורים	גבולות אחריות	\$ 15,000,000	\$ 29,500
חבות כלפי צד ג'	גבולות אחריות	\$ 2,000,000	\$ 20,000
חבות מעבידים (22 עובדים)	גבולות אחריות	₪ 20,000,000	₪ 26,720 ש"ח
אש	רכוש (משרדים)	₪ 1,200,000	₪ 6,250
ביטוח באר מגד 5	נזק לבאר (blow out)	\$ 30,000,000	\$ 20,329
ביטוח ציוד	ביטוח ציוד + נפט מאוחסן	\$ 9,980,176	\$ 39,124

נכון למועד עריכת דו"ח זה:

- ביטוח הרכוש של השותפות מתייחס אך ורק לרכוש ולציוד באתר הקידוח מגד 5, למלאי צינורות קידוח וכן לתכולה ושיפורים במושכר

- השותפות אינה מבטחת ציוד, מכונות או רכוש כלשהו בקשר עם פעולות קידוח ו/או ההפקה למעט הרכוש והציוד באתר מגד 5. כמו כן השותפות אינה מבטחת אובדן רווחים.
 - עבור אתר הקידוח "מגד 5" רכשה השותפות ביטוח נזקי באר (CONTROL OF WELL) המכסה, בכפוף לתנאיו וחריגיו, נזקים לבאר
 - ביטוח אחריות כלפי צד שלישי אינו מכסה נזקים שייגרמו עקב פעילות הקידוח והבאר, לרבות נזקים למשאבי טבע, נזקי זיהום תת קרקעיים.
 - 1. התווספה 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. התווספה פוליסת ביטוח רכוש בסכום ביטוח בסך \$9,980,176 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 בעילות השותפות או כי הכיסוי שניתן על ידי פוליסות הביטוח (אם יעשו הביטוחים) יהיה מספיק. לגבי ביטוחים מסוימים עשוי השותף הכללי להחליט שלא לעשותם.
- השותף הכללי החליט לגבי קידוחי ומגד 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 של מיטב 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 המבטוח 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.

- א. לפרטים על עתירה שהוגשה נגד השותפות ואח' על ידי החברה להגנת הטבע ראו באור 21 בדוחות הכספיים להלן.
- ב. לפרטים על כתב תביעה שהוגש נגד המפקח ראו באור 21 בדוחות הכספיים להלן.

18 יעדים ואסטרטגיה עסקית

18.1 עיקר פעילותה של השותפות כיום הינה בפיתוח שדה הנפט מגד שבחזקת ראש-העין 11 I/ ובהפקת נפט מבאר מגד 5 המצויה בו. הפרויקט העיקרי שהשותפות מתמקדת בו כיום הינו הפקת נפט ממגד 5, חתימה על הסכם עם מפעיל בינלאומי וגיבוש ואישור תוכנית מבחנים לבאר מגד 6 ובכפוף להשגת האמצעים הכספיים ביצוע מבחני ההפקה ופעולות ההמרצה בקידוח מגד 6 והשלמת הבאר להפקה מסחרית וכן 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 (בכפוף להשגת האמצעים הכספיים), חתימה על הסכם עם מפעיל בינלאומי, ביצוע של מבחני הפקה ופעולות ההמרצה מגד 6 והשלמת הבאר להפקה מסחרית, תחילת ביצוע של קידוח מגד 8 וכן המשך 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 כל לי

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

בפועל מחולק בעתודות הנפט המוכחות על פי הערכת עתודות לתחילת התקופה הרלוונטית. לאור המהותיות של ההפחתות יכולים להיות לשינויים המתוארים לעיל, השפעה מהותית על תוצאות הפעולות והמצב הכספי של השותפות.

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 שאין נכונות, עשוי הדבר לפגוע בכדאיות 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)¹⁹ וחדירות (PERMEABILITY)⁽²⁰⁾ נמוכים באופן המצריך לדעת השותף הכללי שימוש בטכניקות המרצה (STIMULATION)⁽²⁰⁾ 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 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 יצוין כי הסיכון המתואר לעיל הינו סיכון הקיים והצריך להבחן לגבי כל קידוח בנפרד (פתוחו של שדה הנפט במבנה מגד צפוי לדרוש קידוחים רבים).

¹⁹ למשמעות המונחים ראה בנספח להלן.

העלויות המשוערות ולוחות הזמנים המשוערים של ביצוע פעולות החיפוש 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 שתדרשנה לשם השלמת פעולות הפיתוח תהיינה גבוהות בהרבה.

20.5 העדר פיזור ההשקעות בחיפוש נפט והעדר מימון מלא לתכניות השותפות

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

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

האמצעים הכספיים של השותפות במועד דוח זה אינם מספיקים לביצוע מבחני הפקה ופעולות ההמרצה בקידוח מגד 6 ולהמשך פיתוח שדה מגד, וביצועם כפוף לגיוסי הון נוספים ו/או בצירוף שותפים לקידוח, שהצלחתם איננה מובטחת. פעילות חיפוש והפקה דורשת סכומים משמעותיים, אשר במקרים רבים אינם ניתנים לגיוס במסגרת הלוואות או חוב. על-כן במקרים מסוימים עשויה להידרש הצטרפות שותפים נוספים לזכויות בנכסי הנפט השונים של השותפות תוך מכירת חלק מזכויותיה בנכסי הנפט במחיר הנמוך משווי השוק של הזכויות כאמור.

אם לא יגויס הון נוסף ובמידה ואמצעיה הכספיים של השותפות לא יספיקו להשלמת הפעולות האמורות עלולה להיגרם התוצאה שלא יבוצעו כל הפעולות המתוכננות על ידי השותפות ותתכן גם האפשרות שהכספים שהושקעו בפעולות השותפות עלולים לרדת לטמיון, כולם או חלקם. אם בשל חוסר אמצעים כספיים לא תוכל השותפות להשלים את תכניות העבודה שלה במועדים שקבע הממונה בתכנית עבודה מחייבת, אזי עלולה השותפות לאבד את זכותה על פי חזקת ראש העין.

20.6 סיכוני תפעול

פעולות חיפוש נפט נתונות לכל הסיכונים שהם כרגיל נלווים לחיפוש 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 חיפוש, 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 בסיכוי 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 סיכוי תפעול.

(ב) בשלב זה לא ניתן להעריך מה תהיינה העלויות בפועל של פיתוח השדה. עלויות אלה, ייקבעו בכל באר ובכל מקטע בהתאם להחלטת המפעיל, ככל שימונה, על סוגי המבחנים ושיטת ההמרצה שיבוצעו. עלויות אלו עשויות להיות גבוהות מאד בסדרי גודל שונים לחלוטין מאלה שבהם פעלה השותפות עד כה. עלות משוערת של כל קידוח, פעולות המרצה ומבחני הפקה הינו כ- 20-30 מליון דולר (העלות תלויה בשיטת ההמרצה שבה ייעשה שימוש) ועלות ההשלמה של באר להפקה נאמדת בסכום של כ-2.5 מליון דולר ועלות התחזוקה השנתית של באר נאמדת בכ-200 אלפי דולר (מספרים אלו הינם בגדר אומדן כללי בלבד). 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. 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 פרשנותה שותף הכללי משתער 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 בפיתוח 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 מבאר מסוימת שפעולות הפיתוח של שדה הנפט והבאר והפקת הנפט תהיינה כדאיות מבחינה כלכלית לשותפות המוגבלת. על כדאיות ההפקה לשותפות המוגבלת יכולות להשפיע לרעה גם עלייה משמעותית בהוצאות ההפקה או

ירידה משמעותית במחיר הנפט.

(ו) עוד יצוין כי לשותף הכללי הסמכות ושיקול הדעת הבלעדי לקבל בשם השותפות המוגבלת כל החלטה בקשר להשתתפות בהפקה ו/או המשך ההפקה, ובלבד שלא תעוכב בשל כך חלוקת רווחים ולא יוגדל הון השותפות המוגבלת אלא בהסכמת המפקח ובדרכים הקבועות בהסכם השותפות המוגבלת.

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.

20.11 שינויים במיסוי של ענף הנפט

לפרטים על חוק מיסוי 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 מיסוי רווחי נפט התשע"א-2011 ובתקנות מס הכנסה (ניכוי מהכנסת בעלי זכויות נפט) (תיקון) – תשע"א-2011) להחיל הוראות מכבידות ופוגעות גם על המחזיקים בזכויות נפט לרבות כאלה שכבר היתה בהם תגלית.

(ב) הנחיות הממונה על ענייני הנפט

לפרטים בדבר תיאורים של הנחיות והבהרות שפרסמו משרד התשתיות והממונה על ענייני הנפט ראו באור 13 (2) בדוחות הכספיים. יודגש כי התיאורים הינם תיאורים של תוכן ההנחיות וההבהרות 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' (ועד ליום 1.6.2015 במחיר של 10 אגורות) 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 שצוין 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 לביטול. 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 ולפיקח 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 גבוהה 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.

20.15 תלות בקבלת אישורי גורמים חיצוניים:

ביצוע פעולות בחלק מהשטחים של השותפות טעונה אישורים שונים. ראו על כך בסעיף 6 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 הושתפות 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 סיכומי 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 רוحي 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 ביטחוניים, לרבות פעולות טרור.

20.22 הון אנושי

בשל מספרם המצומצם של העובדים המקצועיים ונותני השירותים המקצועיים של השותפות הפועלים עמה מזה שנים רבות (מר טוביה לוסקין ומנהל החיפוש של השותפות פעילים בפרויקט העיקרי של השותפות מאז שנת 1992, הפטרופיזיקאי של השותפות מאז 1993) נצבר אצל כל אחד מהם ידע ונסיון העומד לרשות השותפות. עזיבה של אחד מאלה עשויה להקשות על השותפות אם כי השותף הכללי מעריך כי התלות של השותפות במי מאלה איננה בגדר "תלות מהותית".

20.23 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.

20.24 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.

20.25 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 6.6 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 21 בדוחות הכספיים להלן. עוד יצוין כי למיטב ידיעת השותפות לוועדה המחוזית הוגשה בקשה להכרזה על גן לאומי בשטח שמדרום למגד 6. בכוונת השותפות להציג את עמדתה בנדון בפני הוועדה.

20.26 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 ייצא 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 קיבלו 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.

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

<u>מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות</u>			<u>גורם הסיכון</u>
<u>השפעה גדולה</u>	<u>השפעה בינונית</u>	<u>השפעה קטנה</u>	
	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 חיפושים נוספות.
X			אפשרות ביטול או פקיעת חזקת ראש העין 11 / I
	X		שינויים נוספים במיטוי 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		הון אנושי
	X		חומרים מסוכנים
	X		איכות סביבה
		X	צירוף משתתפים נוספים ודילול חלקה של השותפות בהכנסות

נספח מונחים מקצועיים

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

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

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

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

"**טכניקות המרצה**" (**STIMULATION**) - כאשר איכות המאגר ירודה הדבר משפיע לרעה על הזרימה מתוך מאגר נפט ויש צורך ל"המריץ" את המאגר להוציא מתוכו את הנפט. לכך משמשות טכניקות המרצה (**STIMULATION**). כדוגמת טכניקת הקידוח האופקי בה נעשה שימוש במגד 4. טכניקת **Proppant** - הזרמת נוזלים בלחץ רב לבור הקידוח על מנת ליצור שברים בסלע או להחדרת גרגרי חול לשברים טבעיים כדי להגדיל את החדירות (**PERMEABILITY**) ובכך לשפר את זרימת הנפט. טכניקת **Acidizing** - בשיטת המרצה זו מוחדרת תמיסה בתרכובות מיוחדות 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 לחיפוש 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 חיפוש נפט, פיתוח והפקת נפט בכפוף להשתתפותו בחלק יחסי מההוצאות הכרוכות בכך שתהיינה, לאחר רכישת זכות השתתפות.

"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 שתתקן 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 שאותו כמבטיחים בסקרים הדו מימדיים (שעלותם גבוהה יותר מסקר דו מימדי והנתונים והתוצאות באיכות גבוהה יותר) והתמונה המתקבלת בהם היא מפורטת ומאפשרת, בין השאר, איתור מיקום אופטימלי לביצוע קידוחים ולהערכה מדויקת יותר של גודל המבנה.

"פטרוֹליום (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 C₂C₃C₁ (1C,2C,3C)"; "בהפקה (On Production)"; "אושר לפיתוח (Approved for Development)"; "מוצדק לפיתוח (Justified for Development)"; "הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending)"; "תוכנית פיתוח הושעתה או בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי (Development Unclarified or on Hold)"; "נטישת באר (Well Abandonment)"; "פיתוח אינו מעשי (Development not Viable)"; "קידוח יבש (Dry Hole)"; "רזרבות בקטגוריה 1P/2P/3P 1P/2P/3P" –

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

"פיתוח" - קידוחו וצידו של שטח נכס נפט כדי לקבוע את כושר תפוקתו, להפיק ממנו נפט ולשווקו.

"קדיחת נסיון" - קדיחת בארות נסיון לשם מציאת נפט או לשם קביעת גודלו או גבולותיו של שדה נפט.

"קידוח אופקי" – מקרה פרטי של קידוח אלכסוני שזווית הנטייה היא מעל 80°.

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

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

"קידוח הערכה (Appraisal Well)" – קידוח המבוצע כחלק מתכנית קידוחי הערכה אשר מטרתו לקבוע את רזרבות הנפט ו/או הגז וקצב ההפקה הסביר של שדה.

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

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

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

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

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

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

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

"שכבות מיוקן" – שכבות סלע מגיל Miocene (שם תקופה גיאולוגית) 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 2014

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 2014 שהסתיימה ביום 31/12/2014

דירקטוריון השותף הכללי מתכבד להגיש בזאת את דוח הדירקטוריון של השותפות לשנת 2014. הסקירה הינה מצומצמת בהיקפה לאור העמדה המשפטית שפרסמה רשות ניירות ערך בעניין קיצור הדוחות. בהתאם להוראות תקנה 5ג לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים) (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 ומידיים), תש"ל-1970

פרטים בדבר חשיפה לסיכונים שוק ודרכי ניהולם (דוח גלאי);

ג. העלאת סף המהותיות בקשר עם צירוף הערכות שווי ל- 40%;

ד. העלאת סף הצירוף של דוחות חברות כלולות מהותיות לדוחות ביניים ל- 20%.

מובהר כי בשלב זה ייושמו 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 I/11. השותפות קבלה בחודש אפריל 2004 את שטר החזקה בגין חזקה זו. שטח החזקה 243 קמ"ר. תקופה החזקה היא ל-30 שנה (החל מאפריל 2002) והיא ניתנת להארכה בהתאם להוראות חוק הנפט תשי"ב-1952.

לפרטים על רשיון מכבי ראו לעיל בסעיף 8 בחלק הראשון.

במהלך שנת הדיווח קדחה השותפות את הקידוח העוקף בבאר מגד 6 וביצעה את פעולות הדיפון, הלוגים, ניקוי התחתית, נסיון לפתור את בעיית אבדן הלחץ בבאר, את קידוח הניטור העמוק ונמשכו מבחני ההפקה ארוכי הטווח במקטע 8b בקידוח מגד 5.

נכון למועד הדו"ח השותפות פועלת לגיבוש פתרון לבעיית אבדן הלחץ ולגיבוש תוכנית המבחנים לבאר. השותפות קיבלה 2 דוחות מחברות ייעוץ בינלאומיות לגבי דרכי הפתרון המומלצות. דוחות אלו הועברו לעיון וניתוח של יועצי השותפות. המשך הפעולות בבאר וההחלטה על דרכי הפעולה תהיה בהתאם להחלטות המפעיל שיצורף לשותפות (השותפות מנהלת מו"מ עם מומחה בינלאומי (שלמיטב הבנת השותפות מקובל על משרד הממונה) לגיבוש קבוצת מומחים שישמשו כ"מפעיל" בהמשך הפעולות לפיתוח שדה מגד. המשך הפעולות שיבוצעו בבאר מגד 6 והפיתוח העתידי של שדה מגד יהיו בכפוף להמלצות וההחלטות של המפעיל שימונה, לפרטים ראו סעיף 6.8 לעיל). ביצוע התוכנית שתאושר על ידי המפעיל, ככל שימונה, כפוף לקבלת אישור דירקטוריון השותף הכללי, משרד הממונה ולגיוס האמצעים הכספיים לביצועו.

בכוונת השותף הכללי לבצע ברבעון השלישי 2015 מבחנים ופעולות המרצה (בכפוף לביצוע כל האמור לעיל) על מנת להביא את קידוח מגד 6 להפקה מסחרית.

כמו כן פועלת השותפות לפיתוח שדה הנפט ובשלב הראשון לביצוע שני קידוחים נוספים (מגד 7 ו-8). ולביצוע מבחני ההפקה ופעולות המרצה בקידוח מגד 6 והשלמת הבאר להפקה מסחרית צפויים להתבצע, בכפוף לגיבוש ואישור תוכנית העבודה ולהשגת האמצעים הכספיים, ברבעון השלישי.

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

ב.

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
סה"כ	663.3	638.3	66.1

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 (יז) בחלק הראשון לעיל. 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. 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.

תמלוגים למדינת ישראל ולשותף הכללי

ג.

התמלוגים משולמים למדינת ישראל. בנוסף מבוצעת הפרשה בספרים בגין תמלוגים שישולמו לשותף הכללי. התמלוגים משולמים ומופרשים לפי אחוז מההפקה.

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.

31 בדצמבר		באור	נכסים	התחייבויות והון
2013	2014			
באלפי דולרים				
			נכסים שוטפים:	
6,268	1,076	4	מזומנים ושווי מזומנים	
1,942	1,780	5	פקדונות לזמן קצר	
-	1,211	6	פקדון משועבד ומזומנים מוגבלים בשימוש	
-	786	23	מכשיר פיננסי נגזר	
			חייבים ויתרות חובה:	
1,732	675		לקוחות	
2,658	706	7	אחרים	
5,246	5,494	2	מלאי	
17,846	11,728			
			נכסים שאינם שוטפים:	
1,902	1,046	5	פקדונות לזמן ארוך	
2,759	4,092	8	רכוש קבוע	
6,180	5,695	9	נכסי נפט וגז	
10,841	10,833			
28,687	22,561			סך הנכסים
			התחייבויות שוטפות:	
-	2,681	12	חלויות שוטפות של הלוואות לזמן ארוך	
			זכאים ויתרות זכות:	
4,929	1,435	10	ספקים ונותני שירותים	
1,680	1,698	11	אחרים	
540	839	14	דמי מפעיל לשותף הכללי	
7,149	6,653			
			התחייבויות שאינן שוטפות:	
11,221	14,255	17	התחייבויות בגין תמלוגים לשותף הכללי	
-	2,092	12	הלוואות לזמן ארוך	
269	219	13	התחייבויות בגין סיום יחסי עובד מעביד, נטו הפרשות	
309	321			
11,799	16,887			
18,948	23,540			סך התחייבויות
		14	התחייבויות תלויות והתקשרויות	
		16	הון השותפות:	
84,299	84,314		השקעה בהון השותפות	
(93)	(93)		קרן הון מהפרשי תרגום	
(74,467)	(85,200)		עודפים	
9,739	(979)			
28,687	22,561			סך התחייבויות והון

1. הגרעון בהון השותפות ליום 31.12.2014 הסתכם ב- 979 אלפי \$ והון השותפות ליום 31.12.13 בסך 9,739 אלפי \$. ירידה שמקורה בהפסד בתקופת הדוח.

2. יתרות המזומנים, הפקדונות לז"ק וז"א והמזומנים המוגבלים בשימוש המופיעות במאזן השותפות מושפעות ממספר גורמים מקזזים: מכירות נפט וגזים מימון באמצעות הנפקת תעודות התחייבות מחד, ומאידך הוצאות בגין חיפוש נפט ועלות הפקה. בשנת 2014 ירד סכום סך יתרות המזומנים והפקדונות לז"ק וז"א והמזומנים המוגבלים בשימוש בסך 4,999 אלפי \$ כתוצאה מאותם גורמים.

3. נכון לתאריך המאזן, כ- 26% מכספי השותפות הושקעו בפיקדונות שקליים בבנק, והשאר בפיקדונות דולריים בבנק.
4. עיקר השינוי ביתרת הלקוחות נובע מהשינוי במחיר המכירה של הנפט.
5. ביום 31.12.2014 היה בידי השותפות מלאי בשווי של 5,494 אלפי \$ וביום 31.12.13 בסך- 5,246 אלפי \$. המלאי מורכב מחומרים וציוד מתכלה וצינורות דיפון אשר נשארו לאחר ביצוע קידוחים מגד 2, מגד 3, מגד 4 ומגד 5 וכן ממלאי שנרכש לקידוחים עתידיים. העליה במלאי נובעת מקניות, בקיזוז מכירת מלאי ושימוש במלאי באופן חלקי לצורך קידוח באר מגד 6. כמו כן נכלל במלאי נפט גולמי שהופק אך טרם נמכר.
6. היחסים הפיננסיים העיקריים כפי שעולה ממצבה הכספי של השותפות לתאריכים 31/12/2013, 31/12/2014 בהתאמה הינם: יחס מהיר 0.94, 1.76; ; יחס שוטף 1.76, 2.5; ; הון חוזר באלפי \$ - 5,074, 10,697; יחס התחייבות להון -24.08, 1.95; ויחס התחייבויות לנכסים -1.04, 0.66.

ה. תוצאות הפעולות

דוחות תמציתיים על הרווח הכולל

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			באור	
2012	2013	2014		
באלפי דולרים				
16,592	21,608	13,500		
(2,569)	(2,232)	(1,842)	א'14	הכנסות ממכירת נפט בניכוי תמלוגים למדינה
(4,206)	(3,717)	(3,034)		
9,817	15,659	8,624		הכנסות נטו
				עלויות והוצאות:
**2,487	3,869	2,621		עלות הפקדה ואחסנת נפט (ללא פחת והפחתות)
**1,822	1,029	742		פחת והפחתות נכסי נפט
** *4,670	20,898	14,214	א20	הוצאות חיפוי נפט וגז
** *1,552	1,732	2,088	ב20	הוצאות הנהלה וכלליות
(13)	(148)	(471)		הכנסות אחרות, נטו
10,518	27,380	19,194		
(701)	(11,721)	(10,570)		הפסד מפעולות
292	152	653	א20	הכנסות מימון
(125)	(125)	(738)	א20	הוצאות מימון
167	27	(85)		הכנסות (הוצאות) מימון - נטו
*(534)	(11,694)	(10,655)		
				הפסד לשנה
				רווח כולל אחר:
				סעיף אשר לא יסווג מחדש לרווח או להפסד:
				מדידות מחדש של התחביויות בשל סיום יחסי עובד מעביד, נטו
*108	11	22		
*108	11	22		סך רווח כולל אחר
(426)	(11,683)	(10,633)		סך הפסד הכולל האחר לשנה
(0.00005)	(0.0011)	(0.0010)	21	הפסד בסיסי ליחידת השתתפות (ב-\$)
10,569,032	10,569,032	10,569,032		מספר יחידות ההשתתפות המשוקלל לצורך חישוב ההפסד ליחידת השתתפות (באלפים)

* יישום למפרע של שינוי מדיניות חשבונאית- ראה באור 2 (יז).
** סווג מחדש

לשלושת החודשים שהסתיימו ביום 31 בדצמבר

	2014	2013
	<u>אלפי \$</u>	
הכנסות ממכירת נפט	2,376	5,020
בניכוי תמלוגים ששולמו למדינה	(316)	(549)
בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי	(589)	(893)
הכנסות נטו	<u>1,471</u>	<u>3,578</u>
עלות הפקת הנפט	(651)	(861)
פחת והפחתות	(159)	(185)
הוצאות חיפוש נפט	(1,118)	(8,069)
הוצאות הנהלה וכלליות	(556)	(567)
רווח (הפסד) הון ממימוש נכסים	688	-
הפסד תפעולי	<u>(325)</u>	<u>(6,104)</u>
הכנסות (הוצאות) מימון, נטו	(9)	(14)
הפסד לרבעון	<u><u>(334)</u></u>	<u><u>(6,119)</u></u>

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 חיפוש נפט הסתכמו בשנת 2014 בסך 14,214 אלפי \$ ובשנת 2013 20,898 אלפי \$. הקיטון בהוצאות חיפוש נובע בעיקר מהפסקת פעולות הקידוח בשל בעית הדליפה ובשל חוסר במימון לצורך השלמת קידוח באר מגד 6. הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בשנת 2014 בסך 2,088 אלפי \$ (מתוך זה דמי מפעיל בסך 247 אלפי \$), ובשנת 2013 1,732 אלפי \$, (מתוכם 162 אלפי \$ דמי מפעיל).
3. העליה נובעת בעיקר מגידול בהוצאות שכר ובתשלומים ליועצים.
4. הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בשלושת החודשים האחרונים של שנת 2014 בסך 556 אלפי \$ (מתוך זה דמי מפעיל בסך 66 אלפי \$), ובשלושת החודשים האחרונים של שנת 2013 567 אלפי \$, (מתוכם 40.5 אלפי \$ דמי מפעיל).
5. בשנת 2014 היו לשותפות הכנסות מימון בסך 653 אלפי \$ והוצאות מימון בסך 738 אלפי \$ ובשנת 2013 152 אלפי \$ ו- 125 אלפי \$ בהתאמה. הכנסות / הוצאות המימון נבעו מריבית על פיקדונות, הפרשי שערי המטבעות וריבית על תעודות ההתחייבות שהונפקה השנה.
6. ברבעון הרביעי של שנת 2014 היו לשותפות הוצאות מימון נטו בסך 9 אלפי \$ וברבעון הרביעי של שנת 2013 הכנסות מימון נטו בסך 14 אלפי \$ הכנסות / הוצאות המימון נבעו מריבית על פיקדונות, הפרשי שערי המטבעות וריבית על תעודות ההתחייבות שהונפקה השנה.
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 שיקלי, 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 2014 היה לשותפות הפסד נקי בסך 334 אלפי \$, וברבעון הרביעי של שנת 2013 היה לשותפות הפסד נקי בסך 6,119 אלפי \$.

8. בשנת 2014 היה לשותפות הפסד נקי בסך 10,633 אלפי \$, ובשנת 2013 היה לשותפות הפסד נקי בסך 11,683 אלפי \$.

(ו) הסברי הדירקטוריון לעניין חשיפה לסיכוני שוק ודרכי ניהולם

לטבלאות מבחני הרגישות שנערכו בהתאם לסעיף 2 (ו) לתוספת השנייה לתקנות הדוחות, ראו סעיפים ו'2 ו- ו'2' להלן.

עיקר ההוצאות והעלויות של השותפות המוגבלת בתקופות קידוחים ומכירות הנפט מנוהלים בדולרים היות ופעולות חיפוש הנפט מנוהלות בדולרים. השותף הכללי אשר מנהל את השותפות המוגבלת דואג להשקיע את כספי השותפות למטרת שמירה, ככל האפשר, על הערך של הכספים ו/או השגת תשואה נאותה בהתבסס על הערכת השותף הכללי על ההוצאות הצפויות במטבע חוץ בקידוחים וזאת בהתבסס על ניסיון העבר ועל התנאים המקובלים לתשלום עבור שירותים בענף הנפט. השותפות רוכשת מלאי ומתקשרת עם ספקים ונותני שירותים בהתאם לצרכים ולהתפתחויות בקידוחים, 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 31.12.2014 עמד על כ- 57 דולר (ירידה של כ- 54%). 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.

(ז) נדלילות

ההשפעות על תזרימי המזומנים מפעילות שוטפת בשנים 2014 ו-2013 נבעו בעיקר מהכנסות ממכירות נפט בניכוי תמלוגים, הוצאות אחזקת באר הנפט, הוצאות חיפוש נפט והפקה והוצאות הנהלה וכלליות. המזומנים נטו ששמשו לפעילות שוטפת בשנת 2014 עמדו על 8,890 אלפי \$ לעומת 8,860 אלפי \$ ששימשו מפעילות שוטפת בשנת 2013. ההשפעות על תזרימי המזומנים מפעילות השקעה בשנים 2014 ו-2013 נבעו בעיקר מרכישת רכוש קבוע ופרעון או הפקדה של פקדונות. בשנת 2013 נפרעו כ-5.2 מ' ש"ח מפקדונות לצורך מימון הוצאות הקידוח. בשנת 2014 לשותפות תזרים מזומנים חיובי מפעילות מימון כתוצאה מהנפקת תעודות התחייבות במהלך השנה בניכוי חלק הקרן של התעודות התחייבות אשר נפרע. ראה דו"חות על תזרימי המזומנים בדוחות הכספיים המצ"ב.

(ח) מקורות המימון

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 שההוצאה העיקרית שלה הינה בגין חיפוש נפט. בדוח רואה החשבון המבקר מפנה רה"ח המבקר את תשומת הלב לאמור בבאור ו'1 בדבר הצורך של השותפות המוגבלת להשיג מימון נוסף לביצוע כל תוכניותיה. 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 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.

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 מחברה בבעלות בעלי שליטה 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.

כמו כן יצוין כי במהלך הרבעון האחרון של שנת הדיווח אישר דירקטוריון השותף הכללי תוכנית להפחתת ההוצאות של השותפות שגובשה על ידי ההנהלה. התוכנית הכוללת 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.

ההערכת השותף הכללי בעניין גיוס המימון הנדרש המובאת לעיל בסעיף זה הינה בגדר "**מידע צופה פני עתיד**". הערכה זו מבוססת על התרשמות השותף הכללי מהצעות הלוואה שקיבל ממספר גופים וכן על הערכת השותף הכללי כי ניתן יהיה לתקן את תשקיף המדף של השותפות בדרך של הוספת אפשרות להנפקת אג"ח לציבור. הגורמים העיקריים שבשלהם עשויה הערכה זו שלא להתממש הם לא יתממשו הערכות השותף הכללי כתוצאה מאירועים בלתי צפויים במגעים המתנהלים לקבלת הלוואה או מעיכובים בלתי צפויים בהליך תיקון תשקיף המדף או אם יתרחשו אירועים בלתי צפויים שיקשו על אפשרות גיוס ההון הנדרש.

בשתי אסיפות כלליות בשנת 2013 סרבו בעלי היחידות לאשר גיוס הון לשותפות בדרך של הנפקת זכויות.

(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 חבר הדירקטוריון נגה בן דוד הינו בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית כאמור וזאת לאור ניסיונו של מר בן דוד בשותפות ובחברות פרטיות שבשליטתו. לפרטים ראו בחלק הרביעי להלן.

(ג) דירקטורים בלתי תלויים

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

(ד) גילוי בדבר המבקר הפנימי בתאגיד

א פרטי המבקר הפנימי

1. שם המבקר הפנימי : גיא מונרוב ת.ז. 024163677 .
2. תאריך תחילת כהונה: 1.9.2012
3. הכישורים המכשירים אותו לביצוע התפקיד:
רואה חשבון מוסמך, מבקר פנימי מוסמך CIA, מבקר מערכות מידע מוסמך CISA, מוסמך בסיכונים ובקרת מערכות מידע CRISC.
4. למיטב ידיעת השותף הכללי, המבקר הפנימי עומד בהוראות סעיף 146 (ב) לחוק החברות, תשנ"ט -1999 ובהוראות סעיף 8 לחוק הביקורת הפנימית.
5. המבקר הפנימי אינו מחזיק בניירות ערך של השותפות.
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 29.8.2012.
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 השותפות.
- (2) הצעות חברי הדירקטוריון בהתבסס, בין היתר, על סקר סיכונים שבצעה השותפות, 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

ו. היקף העסקה

לאחר קבלת סקר הסיכונים הוכנה תכנית עבודה רב שנתית ונקבע כי עבודת הביקורת של המבקר הפנימי תהיה בהיקף כולל של כ- 420 שעות בשנת 2013. במהלך שנת 2014 הוקפאה עבודתו של מבקר הפנים כחלק מתוכנית הקיצוצים בהם נקטה השותפות.

ז. עריכת הביקורת

הביקורת הפנימית נערכה בהתאם לתקני הביקורת הפנימית המקובלים בארץ ובעולם, ובהתאם להנחיות מקצועיות בתחום הביקורת הפנימית ובהתאם לחוק הביקורת הפנימית, התשנ"ב 1992 - וחוק 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

המבקר ביצע שתי ביקורות בשנת 2013. טיוטה של אחד הדוחות של מבקר הפנים הוגשה לשותפות במהלך הרבעון האחרון של שנת 2013 ולאחר קבלת הערות ההנהלה, הטיטה הועברה לטיפולו של מר יוסף פרוליק שכהן כיו"ר הוועדה על תקן וועדת ביקורת ונידונה בישיבת ועדת הביקורת מיום 25.11.2013. בנוכחות המבקר הפנימי, הועדה המליצה לדירקטוריון לקבל את המלצות הדו"ח. ביום 30.3.2014 התקיים דיון בדירקטוריון השותף הכללי על דו"חות הביקורת הנ"ל. הדירקטוריון החליט לקבל את המלצת ועדת הביקורת ולאשר את הדו"ח.

טיטוט הדו"ח השני הסתיימה ברבעון הראשון של שנת 2014 והועברה לקבלת הערות ההנהלה טרם הדיון בוועדת 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 פעילויות העסקיות ובהיקפן, ויש בהם כדי להגשים את מטרות הביקורת הפנימית. יחד עם זאת כחלק מתוכנית הקיצוצים של השותפות הוקפאה עבודתו של מבקר הפנים במהלך שנת הדיווח.

יא. תגמול

השותפות משלמת עבור שירותי ביקורת פנימית, סכום שנתי כולל של כ-60 עד 70 אלפי ש"ח.

פרטים בדבר המבקר החיצוני

(ה)

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

השנה	סה"כ	שירותי ביקורת	שירותי מס	שירותים אחרים
	ש"ח	שעות	ש"ח	שעות
2013	200,000	1,000	200,000	1,000
2014	150,000	2,100	150,000	2,100

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

(ו)

דירקטוריון השותף הכללי (ה"ה שמואל בקר, טובי'ה לוסקין ונגה בן דוד) הוא האורגן המופקד על בקרת העל בשותפות. דירקטוריון השותף הכללי מינה ביום 29.3.2011 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 הדירקטור נגה בן דוד (בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית).

לישיבות הועדה, כמו גם לישיבות הדירקטוריון בהן נדונים ומאושרים הדוחות הכספיים, מוזמנים רואה החשבון המבקר של השותפות.

הועדה בחנה את הסוגיות המהותיות בדיווח הכספי, לרבות עסקאות שאינן במהלך העסקים הרגיל, ככל שישנן את ההערכות המהותיות והאומדנים הקריטיים שיושמו בדוחות הכספיים, את סבירות הנתונים, את המדיניות החשבונאית שיושמה ושינויים שחלו בה ואת יישום עקרון הגילוי הנאות בדוחות הכספיים ובמידע הנלווה. בישיבת הועדה מיום 26 במרץ 2015 השתתפו הדירקטור נגה בן דוד, מנהל הכספים (אביעד אודיש), חשב השותפות, אבי מעוז (מנכ"ל השותפות), היועץ המשפטי של השותפות, וכן שני 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 טיוטת 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 2015 בה נדונו בהרחבה הדוחות הכספיים של השותפות ליום 31.12.2014 השתתפו נושאי משרה הבאים: חברי הדירקטוריון שמואל בקר (יו"ר), טובי'ה לוסקין ונגה בן דוד, המנכ"ל אבי מעוז, מנהל הכספים אביעד אודיש, חשב השותפות, היועץ המשפטי של השותפות, ורוה"ח המבקר. בהמשך ישיבת הדירקטוריון החליט דירקטוריון השותף הכללי לאשר את הדוחות הכספיים ליום 31.12.2014 ואת שאר חלקי הדו"ח התקופתי.

להצהרות המנהלים בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי ראו בחלק החמישי של דו"ח זה.

(ז) דירקטוריון השותף הכללי קיבל החלטה לאמץ תוכנית אכיפה פנימית בתחום ניירות הערך לשותפות. נכון למועד הדו"ח תוכנית האכיפה נמצאת בשלבי הכנה.

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

לאחר תאריך המאזן, 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 התאגידי 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. החלת חובת הזהירות וחובת האמונים על השותף הכללי ונושאי המשרה בשותף הכללי או בשותפות הציבורית כלפי השותפות הציבורית. קביעה כי נושאי המשרה בשותף הכללי יעדיפו את טובת השותפות הציבורית על פני טובת השותף הכללי.
3. הטלת הגבלות לגבי מתן פטור, שיפוי או ביטוח לשותף הכללי לנושאי המשרה בשותף הכללי וכן לנושאי המשרה בשותפות הציבורית עצמה בדומה לאלה החלות בחברה ציבורית.
4. החלת חובת ההגנות כלפי השותפות הציבורית על בעל השליטה בשותף הכללי, וכן על בעל מניה בשותף הכללי או על מחזיק ביחידת השתתפות היודע שאופן הצבעתו יכריע בענין הנוגע לשותפות הציבורית או שיש לו הכוח למנות או למנוע מינוי של נושא משרה בשותף הכללי או בשותפות הציבורית או כח אחר כלפי החברה או השותפות הציבורית, לפי העניין.
5. חובת מינוי רואה חשבון מבקר, חובת מינוי מבקר פנימי וחובת מינוי ועדה לאישור הדוחות הכספיים של השותפות הציבורית.
6. קביעה כי מינוי המפקח, תנאי כהונתו ותקופת כהונתו יאושרו כל שלוש שנים בידי האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות, ברוב קולות ובלבד שסך קולות התומכים מהווה 2% לפחות מכלל זכויות ההצבעה בשותפות, כאשר קולות השותף הכללי ובעל השליטה בו או בעל ענין אישי באישור המינוי (למעט ענין אישי שאינו כתוצאה מקשר עם השותף הכללי או בעל השליטה בו) לא יובאו בחשבון. כן נקבעו תנאי כשירות לכהונה כמפקח המקבילים לתנאי כשירות של דירקטור ודירקטור חיצוני, ונקבעו הוראות נוספות בענין סמכויותיו, זכויותיו וחובותיו של המפקח. לגבי מפקח המכהן בשותפות ציבורית הנסחרת בבורסה במועד פרסום התיקון לפקודה נקבע, כי לא יהיו נתונות לו הסמכויות שהיו נתונות לו לאישור פעולות לפני יום הפרסום על-פי תקנות השותפות, בכל עניין שלפי הוראות התיקון לפקודה נתונה סמכות האישור למחזיקי יחידות ההשתתפות שאינם השותף הכללי או בעל השליטה בו.
7. קביעת הוראות בנוגע לכינוס אסיפות כלליות של מחזיקי יחידות ההשתתפות, ניהולן והצבעה באסיפות כלליות בדומה להוראות הקבועות בחוק החברות.
8. קביעה כי למחזיקי יחידות השתתפות זכות למידע ועיון במסמכי השותפות המפורטים בתיקון לפקודה, זכות לקבל העתק מהדוחות הכספיים, זכות להגיש תביעה נגזרת, זכות לפנות לבית-המשפט במקרה של קיפוח וכן
9. קביעת חובה להפעיל זכויותיו בתום לב ובדרך מקובלת ולהימנע מניצול לרעה של כוחו בשותפות הציבורית.
10. 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.

11. 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.

12. קביעת מנגנון אישורים מיוחד המקביל למנגנון הקבוע בחוק החברות לעסקאות חריגות של השותפות הציבורית עם בעל השליטה בה או שלבעל השליטה עניין אישי בהן, לרבות אישור אחת לשלוש שנים לעסקאות כאמור שהינן לתקופה העולה על שלוש שנים (למעט לגבי עסקה לתשלום "דמי יזמה" המוגדרים ככל נכס הניתן על ידי השותפות הציבורית לשותף הכללי, לבעל השליטה בו או לחברה בשליטתו, בהתאם לתקנות השותפות, הנגזר מנכסים, מהכנסות או מרווחי השותפות, בין במזומן ובין בכל דרך אחרת) וכן להתקשרות של השותפות הציבורית עם בעל השליטה או קרובו לעניין קבלת שירותים בידי השותפות הציבורית או באשר לתנאי כהונתו והעסקתו. עוד נקבע כי הצעה פרטית בשותפות הציבורית טעונה אף היא אישור מיוחד כאמור לעיל, כאשר בנוגע לשותפויות ציבוריות הנסחרות ביום פרסום התיקון לפקודה נקבע כי במנין רוב הקולות באסיפה הכללית לא יכללו קולות השותף הכללי ובעל השליטה בו. לעניין זה יצוין, כי התיקון לפקודה מגדיר בעל שליטה בשותפות ציבורית כשותף הכללי ובעל השליטה בו, לרבות מי שמחזיק ב 25% -או יותר מזכויות ההצבעה בשותף הכללי אם אין אדם אחר המחזיק מעל 50% מזכויות ההצבעה בו. לגבי עסקה בין השותפות הציבורית לבין השותף הכללי הנוגעת להחזר הוצאות שהוציא השותף הכללי לשם ניהול השותפות, נקבע כי אין צורך לאשרה בהתאם למנגנון האמור לעיל במקרה בו השותפות הציבורית לא התקשרה עם השותף הכללי בעסקה לקבלת שירותים.

13. החלת הוראות חוק החברות בענין שמירת ההון וחלוקה על השותפות הציבורית.

14. החלת הוראות חוק החברות בענין מכירת כפויה של מניות, באופן שיאפשר לשותף הכללי או לבעל השליטה בו לפנות לבעלי יחידות השתתפות, ולהציע לרכוש את מלוא זכויותיהם בשותפות במנגנון של הצעת רכש מלאה.

15. החלת הוראות חוק החברות בענין מיזוג על שותפויות, למעט החריג המאפשר מיזוג חברות ללא קבלת אישור האסיפה הכללית של החברה הקולטת.

16. הסמכת רשות ניירות ערך להטיל עיצום כספי על השותף הכללי ועל נושאי המשרה בו. תחילתו של התיקון לפקודה הינו חודשיים מיום פרסומו, היינו ביום 23.4.2015 (להלן "יום התחילה"), למעט:

- (1) ההסדרים הקבועים בסעיפים קטנים (2), (5) ו- (6) לעיל – שייכנסו לתוקף בתום ארבעה חודשים מיום התחילה, היינו ביום 23.8.2015.
- (2) חובת אימוץ מדיניות תגמול לראשונה שתיכנס לתוקף בתום תשעה חודשים מיום התחילה, היינו ביום 23.1.2016.
- (3) אישור מחדש של עסקה עם בעל השליטה כאמור בסעיף קטן (11) לעיל ייעשה עד למועד המאוחר מבין אלה:

- א. שישה חודשים מיום התחילה, היינו מיום 23.10.2015
- ב. מועד כינוס האסיפה הכללית השנתית הראשונה של מחזיקי יחידות ההשתתפות לאחר יום 23.4.2015
- ג. תום שלוש שנים ממועד האישור הקודם. על אף האמור לעיל, נקבע כי התקשרות של השותפות הציבורית עם השותף הכללי לקבלת שירותים או בנוגע לתנאי כהונה והעסקה שתקופתה מעל שלוש שנים תאושר בתוך שש שנים מיום התחילה. כן נקבע כי על אף האמור לעיל, קבלת דמי מפעיל בידי השותף הכללי על-פי תקנות השותפות בשל עסקה שעניינה פעולות חיפוש, פיתוח או הפקה של גז או נפט לא תהא טעונה אישור מיוחד כאמור לעיל אם האישור נדרש רק בשל הזכות לקבלת תשלום כאמור, ובלבד ששיעור דמי המפעיל אינו עולה על שיעור דמי המפעיל שהיה קבוע בתקנות השותפות ביום פרסום התיקון לפקודה.

עם כניסת התיקון לפקודה לתוקף תידרש השותפות לבצע את ההתאמות הנדרשות בכללי הממשל התאגידי הקיימים.

(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 שנותרו 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

דירקטוריון השותף הכללי בחן את תנאי התגמול של השותף הכללי ונושאי המשרה הבכירה בשותפות כמפורט בתקנה 21 בפרק הרביעי לדוח התקופתי, את היקף עבודתו ותורמתו של השותף הכללי לפעילות השותפות בשנת הדיווח. יצוין כי תנאי התגמול של השותף הכללי נקבעו במסגרת הסכם השותפות המוגבלת ועודכנו מספר פעמים באישור אסיפת בעלי היחידות.

לצורך הדיון הובאו בפני הדירקטוריון מבעוד מועד הנתונים הרלבנטיים ביחס לגובה דמי המפעיל והוצגו בפניהם נתונים השוואתיים והמתייחסים לדמי הניהול ו/או דמי המפעיל בשותפויות נפט וגז שונות.

להערכת דירקטוריון השותף הכללי, בהתחשב במכלול הנסיבות, לרבות היקף הפעילות בשותפות ההולך וגדל באופן משמעותי, המשימות המוטלות על השותף הכללי ומורכבותן והמאמצים שהשקיע ובשים לב לאתגרים בפניהם ניצבת השותפות, ולתנאי השכר להם זוכים דירקטורים בשותפויות נפט אחרות הרי שהסכומים המשולמים לשותף הכללי הינם הוגנים וסבירים.

בישיבתו מיום 30 במרץ 2015 דירקטוריון השותף הכללי סקר את הסכמי השכר של נושאי המשרה הבכירים בתאגיד המנכ"ל אבי מעוז, מנהל הכספים אביעד אודיש, מנהל החיפוש ולדימיר שטיינגולץ וסמנכ"ל האדמיניסטרציה והלוגיסטיקה דרור בורדר וקבע כי בהתחשב במכלול הנסיבות, המשימות המורכבות המוטלות עליהם והמאמצים שהשקיעו, הסכמתם להשיית תשלומים גובה 10% ממשכורתם עד לחודש יוני 2015 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 ותורמתו 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, 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.

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.

מר יגאל פלברט

כיהן כחשב השותפות והחל מחודש אוקטובר 2010 ועד ליום 3.2.2015 כיהן כסמנכ"ל כספים בשותפות. 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:

כסמנכ"ל כספים היה אחראי יגאל פלברט על הניהול הפיננסי, החשבונאי של השותפות ועל דיווחיה כספיים. יגאל פלברט בעל ניסיון רב שנים, ידע וכישורים בתחום העסקתו, שהלמו את מעמדו. הדירקטוריון דן בתרומתו של מר פלברט 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 פלברט לשותפות בשנת הדיווח ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון, התגמול הינו הוגן וסביר.

במסגרת תכנית הקיצוצים שמבצעת השותפות הוחלט לוותר, בשלב זה, על תפקיד סמנכ"ל הכספים ולמנות את חשב השותפות מר אביעד אודיש (החל מיום 3.2.2015) לתפקיד מנהל הכספים של השותפות. במסגרת הסכם הפרישה שנחתם עם מר פלברט נקבע כי מר פלברט יהיה זכאי בנוסף לפיצויים כדון, לדמי הסתגלות בגובה 3 משכורות ולבונוס בסך 147 אלף ₪ (המשקף 4 משכורות) בגין שלושת הקידוחים הבאים ורק לאחר שתבוצע בהם הפקה מעל 90 וכן לבונוס מיוחד נוסף בגובה 183 אלפי ₪ מהבאר הראשונה שתגיע להפקה כאמור.

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

מכהן 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 וולדימר שטיינגולץ על הפעילות השוטפת של הקידוחים הקיימים וכן בתכנון הקידוחים העתידיים של השותפות כחלק ממערך הפיתוח של שדה מגד.

וולדימר שטיינגולץ בעל ניסיון רב שנים, ידע וכישורים בתחום העסקתו, 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.

מר דרור ברודר

מכהן כ- מנהל לוגיסטיקה ואדמיניסטרציה 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:

כמנהל לוגיסטיקה ואדמיניסטרציה של השותפות אחראי דרור ברודר על הפעילות השוטפת של תחזוקת הקידוחים הקיימים וכן על ההיערכות הבירוקרטית הנדרשת לשם קבלת אישורים נוספים לקידוחים הבאים ולתוכניות השותפות להמשך פיתוח שדה מגד.

דרור ברודר בעל ניסיון רב שנים, ידע וכישורים בתחום העסקתו, 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 10% מהתשלום החודשי לשותף הכללי. השהיית התשלומים תמשך מחודש ינואר 2015 ועד לחודש יוני 2015 או עד לשיפור במצב הפיננסי של השותפות. הכספים שיושהו יוחזרו לאחר שיהיה שיפור במצב הפיננסי של השותפות), לפרטים נוספים ראו בבאור 15 בדוחות הכספיים שבחלק ג' 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), יוסף פרוליק (לפרטים על פרישתו של מר יוסף פרוליק מכהונתו כדירקטור שמתקיימים בו תנאי הכשירות של דח"צ ראו דו"ח מיידי מיום 27.10.2014) נמנע בהצבעה וטוביה לוסקין התנגד להחלטה וטען שהחלטה אינה חוקית ועומדת בניגוד להסכמים הקיימים. יצוין כי השכר למר פרוליק בגין שנת 2014 טרם שולם בשל סירובו של מר לוסקין לחתום על הוראת התשלום, לפרטים ראו סעיף 10.1 בחלק הראשון לעיל. כתוצאה מסרוב זה החל מחודש אוגוסט 2014 ועד למועד הדו"ח, השותפות המשיכה להעביר את תשלום דמי המפעיל החודשיים לשותף הכללי אך לא שולם שכר גם לדירקטורים האחרים בשותף הכללי (נגה בן דוד, שמואל בקר וטוביה לוסקין).

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).

(ה) אירועים לאחר תאריך המאזן

לפרטים בדבר אירועים לאחר תאריך המאזן ראו בביאור 24 בדו"חות הכספיים.

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

ירושלים, י' בניסן התשע"ה

30 במרץ 2015

אביגדור מעוז
מנכ"ל

נגה בן דוד
דירקטור בשותף הכללי

שמואל בקר
יו"ר הדירקטוריון

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוח שנתי 2014

חלק שלישי: דוחות כספיים



גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוח שנתי 2014

תוכן העניינים

דף	
107	דוח רואה החשבון המבקר לשותפים – ביקורת דוחות כספיים שנתיים הדוחות הכספיים - בדולר ארה"ב:
108	דוחות על המצב הכספי
109	דוחות על ההפסד וההפסד הכולל אחר
110	דוחות על השינויים בהון השותפות (גירעון בהון)
111	דוחות על תזרימי המזומנים
112-160	ביאורים לדוחות הכספיים



דוח רואה החשבון המבקר

לשותפים של

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

ביקרנו את הדוחות על המצב הכספי המצורפים של גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות המוגבלת"), לימים 31 בדצמבר 2014 ו-2013 ואת הדוחות על ההפסד והרווח הכולל האחר, השינויים בהון ותזרימי המזומנים לכל אחת משתי השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014. דוחות כספיים אלה הינם באחריות הדירקטוריון והנהלה 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 2012 ולשנה שהסתיימה באותו תאריך, בוקרו ע"י רואי חשבון אחרים אשר הדוח שלהם מיום 19 במרס 2013 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 שישמשו ושל האומדנים המשמעותיים שנעשו על ידי הדירקטוריון והנהלה 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 לימים 31 בדצמבר 2014 ו-2013 ואת תוצאות הפעולות, השינויים בהון ותזרימי המזומנים שלה לכל אחת משתי השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2014, בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS) והוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.

מבלי לסייג את חוות דעתנו, אנו מפנים את תשומת הלב לאמור בבאור 1(ו) בדבר הצורך של השותפות המוגבלת להשיג מימון נוסף לביצוע כל תוכניותיה.

קסלמן וקסלמן

רואי חשבון

פירמה חברה ב- PricewaterhouseCoopers International Limited

ירושלים,

30 במרס 2015

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוחות על המצב הכספי

31 בדצמבר		באור	נ כ ס י ם
2013	2014		
באלפי דולרים			
			נכסים שוטפים:
6,268	1,076	4	מזומנים ושווי מזומנים
1,942	1,780	5	פקדונות לזמן קצר
-	1,211	6	פקדון משועבד ומזומנים מוגבלים בשימוש
-	786	7	מכשיר פיננסי נגזר
			חייבים ויתרות חובה:
1,732	675		לקוחות
2,658	706	8	אחרים
5,246	5,494	21א'-ב'	מלאי
<u>17,846</u>	<u>11,728</u>		
			נכסים שאינם שוטפים:
1,902	1,046	5	פקדונות לזמן ארוך
2,759	4,092	9	רכוש קבוע
6,180	5,695	10	נכסי נפט וגז
<u>10,841</u>	<u>10,833</u>		
<u>28,687</u>	<u>22,561</u>		סך הנכסים
			התחייבויות והון (בניכוי גירעון בהון)
			התחייבויות שוטפות:
-	2,681	13	חלויות שוטפות של תעודות התחייבות
			זכאים ויתרות זכות:
4,929	1,435	11	ספקים ונותני שירותים
1,680	1,698	12	אחרים
540	839	15א'	דמי מפעיל לשותף הכללי
<u>7,149</u>	<u>6,653</u>		
			התחייבויות שאינן שוטפות:
11,221	14,255	18	התחייבות בגין תמלוגים לשותף הכללי
-	2,092	13	תעודות התחייבות
269	219	14	התחייבויות בגין סיום יחסי עובד מעביד, נטו הפרשות
309	321		
<u>11,799</u>	<u>16,887</u>		
<u>18,948</u>	<u>23,540</u>		סך התחייבויות
		15	התחייבויות תלויות והתקשרויות
		17	הון השותפות (גירעון בהון):
84,299	84,314		השקעה בהון השותפות
(93)	(93)		קרן הון מהפרשי תרגום
(74,467)	(85,200)		הפסד נצבר
<u>9,739</u>	<u>(979)</u>		
<u>28,687</u>	<u>22,561</u>		סך התחייבויות והון

אביעד אודיש
מנהל כספים

שמואל בקר
דירקטור
בשותף הכללי

אביגדור מעוז
מנכ"ל

תאריך אישור הדוחות הכספיים: 30 במרס 2015.
הבאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוחות על ההפסד והרווח הכולל האחר

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			באור	
2012	2013	2014		
באלפי דולרים למעט נתוני הפסד ליחידות ההשתתפות				
16,592	21,608	13,500		הכנסות ממכירת נפט
(2,569)	(2,232)	(1,842)		בניכוי תמלוגים למדינה
(4,206)	(3,717)	(3,034)	15א'	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
9,817	15,659	8,624		הכנסות נטו
עלויות והוצאות:				
				עלות הפקדה ואחסנת נפט (ללא פחת והפחתות)
2,487	3,869	2,621	21א'	
1,822	1,029	742		פחת והפחתות נכסי נפט
4,670	20,898	14,214	21ב'	הוצאות חיפושי נפט וגז
1,552	1,732	2,088	21ג'	הוצאות הנהלה וכלליות
(13)	(148)	(471)		הכנסות אחרות, נטו
10,518	27,380	19,194		
(701)	(11,721)	(10,570)		הפסד מפעולות
292	152	653	21ד'	הכנסות מימון
(125)	(125)	(738)	21ד'	הוצאות מימון
167	27	(85)		הכנסות (הוצאות) מימון - נטו
(534)	(11,694)	(10,655)		
הפסד לשנה				
רווח כולל אחר:				
סעיף אשר לא יסווג מחדש לרווח או להפסד:				
				מדידות מחדש של התחביויות בשל סיום יחסי עובד מעביד, נטו
108	11	22		
108	11	22		
(426)	(11,683)	(10,633)		סך רווח כולל אחר
(0.00005)	(0.0011)	(0.0010)	22	סך הפסד הכולל לשנה
				הפסד בסיסי ליחידת השתתפות (ב-דולרים)
10,569,032	10,569,032	10,569,032		מספר יחידות ההשתתפות המשוקלל לצורך חישוב ההפסד ליחידת השתתפות (באלפים)

הבאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוחות על השינויים בהון השותפות (גירעון בהון)

סך ההון	קרבן הון מהפרשי תרגום באלפי דולרים	הפסד נצבר	השקעה בהון השותפות	
22,280	(93)	(61,926)	84,299	יתרה ליום 1 בינואר 2012
(534)		(534)		הפסד כולל:
108		108		הפסד לשנה
21,854	(93)	(62,352)	84,299	רווח כולל אחר לשנה
				יתרה ליום 31 בדצמבר 2012
				הפסד כולל:
(11,694)		(11,694)		הפסד לשנה
(432)		(432)		התחייבות לתשלום מס על
11		11		חשבון מחזיקי יחידות
9,739	(93)	(74,467)	84,299	ההשתתפות
				רווח כולל אחר לשנה
				יתרה ליום 31 בדצמבר 2013
				הפסד כולל:
(10,655)		(10,655)		הפסד לשנה
22		22		רווח כולל אחר לשנה
(100)		(100)		התחייבות לתשלום מס על
15			15	חשבון מחזיקי יחידות
(979)	(93)	(85,200)	84,314	ההשתתפות
				ביטול הפרשה על עמלות
				ממימוש אופציות
				יתרה ליום 31 בדצמבר 2014

הבאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
דוחות על תזרימי מזומנים

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2012	2013	2014
אלפי דולר		

7,677	(8,987)	(9,561)
262	127	671
<u>7,939</u>	<u>(8,860)</u>	<u>(8,890)</u>

תזרימי מזומנים מפעילויות שוטפות:
מזומנים נטו שנבעו מפעולות (ששימשו לפעולות) (ראה נספח א')
ריבית שהתקבלה, נטו
מזומנים נטו שנבעו מפעילות שוטפת (ששימשו לפעילות שוטפת)

(7,504)	5,202	(2,090)
(878)	(1,509)	(1,970)
		1,912
<u>(8,382)</u>	<u>3,693</u>	<u>(2,148)</u>

תזרימי מזומנים מפעילויות השקעה:
פרעון (הפקדה) של פקדונות בתאגידים בנקאיים, נטו
רכישת רכוש קבוע
שחרור פקדון לטובת פרעון הלוואה
מזומנים נטו שנבעו מפעילות השקעה (ששימשו לפעילות השקעה)

		7,072
		(1,241)
		15
		<u>5,846</u>

תזרימי מזומנים מפעילויות מימון:
קבלת הלוואה
פרעון הלוואה
תקבול ממימוש אופציות בשנים שעברו
מזומנים נטו שנבעו מפעילות מימון

(443)	(5,167)	(5,192)
<u>11,878</u>	<u>11,435</u>	<u>6,268</u>
<u>11,435</u>	<u>6,268</u>	<u>1,076</u>

קיטון במזומנים ושווי מזומנים
יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה
יתרת מזומנים ושווי מזומנים לגמר השנה

(534)	(11,694)	(10,655)
1,828	1,206	1,122
4,206	3,717	3,034
*63	39	(28)
-	309	12
		(686)
		(756)
		(761)
(13)	(14)	
<u>6,084</u>	<u>5,257</u>	<u>1,937</u>

(א) מזומנים נטו (ששימשו לפעולות):
הפסד השנה
התאמות בגין:
פחת והפחתות
הפרשה לתמלוגים לשותף הכללי
התחייבויות בשל סיום יחסי עובד מעביד – נטו
הפרשות
הוצאות ריבית
רווח משינוי בשווי הוגן של מכשירים פיננסיים נגזרים
הכנסות מהפרשי שער
הפסד (רווח) הון

		(192)
2,521	(1,732)	1,057
(187)	(2,036)	2,114
1,629	2,190	(3,494)
101	(148)	(379)
25	515	299
<u>(1,962)</u>	<u>(1,339)</u>	<u>(248)</u>
<u>2,127</u>	<u>(2,550)</u>	<u>(843)</u>
<u>7,677</u>	<u>(8,987)</u>	<u>(9,561)</u>

שינויים בסעיפי רכוש והתחייבות תפעוליים:
רכישת מכשיר פיננסי נגזר
קיטון (גידול) בחייבים ויתרות חובה :
לקוחות
אחרים
גידול (קיטון) בזכאים ויתרות זכות :
ספקים ונותני שירותים
אחרים
גידול בדמי מפעיל לשותף הכללי
גידול במלאי

מזומנים נטו שנבעו מפעולות (שימשו לפעולות)

הבאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים

באור 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 יונתן קורן - הכל בהתאם לתנאי הסכם הנאמנות.
- ד. השותפות פועלת במגזר פעילות אחד - הפקת נפט וחיפושי נפט וגז במסגרת זכויות ברשיונות חיפושי נפט וגז. ענף חיפושי הנפט והגז מתאפיין בחוסר ודאות לגבי היקף המאגרים, קשיי הפקה ומחירי הנפט והגז.
- ה. 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 15 ה')

* לפרטים לגבי רשיון מכבי ראה ביאור 15 ו(2).

- ו. השותף הכללי נערך לגיוס הון הנדרש לצורך תיקון דליפה והשלמת ביצוע מבחנים ופעולות פרופנט על מנת להביא את קידוח מגד 6 להפקה מסחרית ולביצוע קידוח מגד 8 (לפרטים נוספים ראה ביאור 3). לאור העובדה שגיוס זה אינו מובטח, לא ניתן להבטיח את ביצוע תוכניתיה של השותפות. לפרטים על גיוס הון בדרך של הנפקת תעודות התחייבות ע"י השותפות ולגבי הלואה שתועמד לשותפות לשם פירעון תעודת ההתחייבות האמורות ראה באור 13.
- ז. ביום 28.12.2014 הושעה המסחר ביחידות ההשתתפות של השותפות בשל עילת 1 אגורה (לאחר שנסחרה במשך 15 ימים במחיר של 1 אגורה).
- ח. ביום 10 במרס 2014 פורסם ברשומות תיקון לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומיידים) תש"ל - 1970 בדבר הקלות לתאגידי קטנים ("התקנות" וה"תיקון", בהתאמה). יצוין כי בהתאם להוראות התיקון, השותפות הנה תאגיד קטן כמשמעו בתיקון. ביום 8 בינואר 2015 אימץ דירקטוריון השותפות את ההקלות המפורטות בתיקון החל בדוח התקופתי לשנת 2014.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 1 - כללי (המשך):

ט. הגדרות: בדוחות כספיים אלה:

השותפות או "השותפות המוגבלת"	-	גבעות עולם חיפוש נפט (שותפות מוגבלת) (1993).
תקני דיווח כספי בינלאומיים (להלן: תקני ה-IFRS)	-	תקנים ופרשנויות שאומצו על-ידי הועדה לתקני חשבונאות בינלאומיים (IASB) והם כוללים תקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS) ותקני חשבונאות בינלאומיים (IAS) לרבות פרשנויות לתקנים אלה שנקבעו על-ידי הועדה לפרשנויות של דיווח כספי בינלאומי (IFRIC) או פרשנויות שנקבעו על ידי הועדה המתמדת לפרשנויות (SIC), בהתאמה.
מדד	-	מדד המחירים לצרכן כפי שמפרסמת הלשכה המרכזית לסטטיסטיקה.
מטבע ההצגה	-	המטבע בו מוצגים הדוחות הכספיים.
מטבע הפעילות	-	המטבע של הסביבה הכלכלית העיקרית בה פועלת השותפות.
צד קשור	-	כמשמעותו בתקן חשבונאות בינלאומי 24 בדבר צדדים קשורים.
בעל עניין	-	כהגדרתו בתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע 2010.
דולר	-	דולר של ארה"ב.
הממונה	-	הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה והמים שמונה על פי חוק הנפט התשי"ב - 1952.

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית והנחות המפתח בנוגע לאומדנים מהותיים:

א. בסיס הצגת הדוחות הכספיים

הדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת ערוכים על בסיס מוסכמת העלות ההיסטורית, בכפוף להתאמות הנדרשות בהתאם לתקני ה-IFRS, בגין שערך נכסי ייעודה לפיצויים. השותפות המוגבלת בחרה להציג את הדוח על הרווח הכולל לפי שיטת מאפיין הפעילות של ההוצאות.

ב. מתכונת העריכה של הדוחות הכספיים

דוחות כספיים אלו מצייתים לתקני ה-IFRS. כמו כן, הדוחות הכספיים ערוכים בהתאם להוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע - 2010.

ג. מטבע הפעילות ומטבע חוץ:

(1) מטבע פעילות ומטבע הצגה

השותפות המוגבלת עורכת את דוחותיה הכספיים בהתאם למטבע של הסביבה הכלכלית העיקרית בה היא פועלת- הדולר של ארה"ב. החל מהרבעון הראשון של שנת 2012 קבעה הנהלת השותפות כי מטבע ההצגה של הדוחות הכספיים הינו הדולר.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

(2) עסקאות, נכסים והתחייבויות במטבע חוץ

עסקאות הנקובות במטבע השונה ממטבע הפעילות נרשמות עם ההכרה הראשונית בהן לפי שער החליפין במועד העסקה. לאחר ההכרה הראשונית, נכסים והתחייבויות כספיים הנקובים במטבע חוץ מתורגמים בכל תאריך מאזן למטבע הפעילות לפי שער החליפין במועד זה. הפרשי שער, למעט אלה המהווים לנכסים כשירים או נזקפים להון בעסקאות גידור, נזקפים לדוח על הרווח הכולל. נכסים והתחייבויות לא כספיים המוצגים לפי עלות מתורגמים לפי שער החליפין במועד העסקה. נכסים והתחייבויות לא כספיים הנקובים במטבע השונה ממטבע הפעילות המוצגים לפי שווי הוגן מתורגמים למטבע הפעילות בהתאם לשער החליפין במועד שבו נקבע השווי ההוגן.

(3) פריטים כספיים צמודי מדד

נכסים והתחייבויות כספיים הצמודים לשינויים במדד המחירים לצרכן מותאמים לפי המדד הרלבנטי, בכל תאריך מאזן בהתאם לתנאי ההסכם. הפרשי הצמדה הנובעים מההתאמה כאמור, למעט אלה המהווים לנכסים כשירים או נזקפים להון בעסקאות גידור, נזקפים לרווח או הפסד.

(4) שערי מטבע חוץ ומדד המחירים לצרכן

להלן פרטים על מדדי המחירים לצרכן, שער החליפין של הדולר של ארה"ב ושיעורי השינוי, בתקופות החשבון:

<u>31.12.2012</u>	<u>31.12.2013</u>	<u>31.12.2014</u>	
112.15	114.18	113.96	מדד המחירים לצרכן בנקודות
3.733	3.471	3.889	(לפי ממוצע 2008=100)
			דולר ארה"ב (בש"ח ל- 1 דולר)
			שיעורי השינוי במשך התקופה:
<u>2012</u>	<u>2013</u>	<u>2014</u>	
<u>%</u>	<u>%</u>	<u>%</u>	
1.64	1.81	(0.19)	מדד המחירים לצרכן
(2.30)	(7.02)	12.04	דולר ארה"ב

ד. מזומנים ושווי מזומנים

כשווי מזומנים נחשבות השקעות לזמן קצר ברמת נזילות גבוהה הכוללות בין היתר פיקדונות לזמן קצר שהופקדו בבנקים שאינם מוגבלים בשימוש, אשר ניתנים להמרה בנקל לסכומים ידועים של מזומנים ואשר חשופים לסיכון בלתי משמעותי של שינויים בשווי, כאשר נותרה תקופה של עד שלושה חודשים ממועד ההפקדה.

ה. פקדונות לזמן קצר

פקדונות בתאגידים בנקאיים לזמן קצר שתקופתם המקורית עולה על שלושה חודשים ולא יותר משנה ממועד ההשקעה. הפקדונות מוצגים בהתאם לתנאי הפקדתם.

ו. פקדון משועבד ומזומנים מוגבלים בשימוש

פקדון בתאגיד בנקאי המשועבד לטובת הבטחת ערבות שחתמה השותפות לחברת הנאמנות בגין הלוואות שנלקחו לצורך פעילותה השוטפת. מזומנים המוגבלים בשימוש לטובת הבטחת תשלומי קרן וריבית של תעודות ההתחייבות.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ז. מכשירים פיננסיים:

(1) נכסים פיננסיים

רכישות ומכירות בדרך רגילה של נכסים פיננסיים נרשמות בספרי השותפות המוגבלת במועד סליקת העסקה שהינו המועד בו הנכס נמסר לשותפות המוגבלת או נמסר ע"י השותפות המוגבלת.
נכס פיננסי מסווג במועד ההשקעה בהתאם למטרה לשמה נרכש הנכס הפיננסי.
הנהלת השותפות המוגבלת קובעת את סיווג הנכסים הפיננסיים בעת ההכרה הראשונית ובוחנת בכל תאריך מאזן את נאותות הסיווג כאמור.
הנכסים הפיננסיים הכלולים בספרי השותפות המוגבלת מסווגים כ"הלוואות וחייבים" וכ"נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד".

א. הלוואות וחייבים

הלוואות וחייבים הינם נכסים פיננסיים, שאינם נגזרים, בעלי תשלומים קבועים או שניתנים לקביעה ושאין מצוטטים בשוק פעיל. הלוואות וחייבים נמדדים לראשונה בשווי הוגן בתוספת עלויות עסקה שניתן לייחסן במישרין. נכסים אלה מסווגים כנכסים שוטפים, פרט לחלויות לתקופה של יותר מ-12 חודשים לאחר תאריך הדוח על המצב הכספי המסווגות כנכסים שאינם שוטפים. לאחר ההכרה לראשונה, נכסים אלה נמדדים בעלותם המופחתת בהתאם לשיטת הריבית האפקטיבית תוך התחשבות בעלויות העסקה בניכוי הפרשות לירידת ערך. הלוואות והחייבים של השותפות המוגבלת כלולים בסעיפים: "מזומנים ושווי מזומנים", "פקדונות לזמן קצר", "פקדון משועבד ומזומנים מוגבלים בשימוש" "חייבים ויתרות חובה" ו- "פקדונות לזמן ארוך".

ב. נכסים או התחייבויות פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד

מכשירים פיננסיים נגזרים המהווים עסקאות הגנה שאין כשירות לחשבונאות גידור מסווגים כנכסים או התחייבויות פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד. המכשירים הנגזרים האמורים נמדדים בשווי הוגן, עלויות עסקה בגינם נזקפות לרווח או הפסד. המכשירים הנגזרים מסווגים כנכסים או התחייבויות לא שוטפים אם התקופה שנותרה עד לסילוק המכשיר הינה יותר מ-12 חודשים, אחרת הם מסווגים כנכסים או התחייבויות שוטפים.
הנכסים הפיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד נכללים בסעיף "מכשיר פיננסי נגזר" בדוח על המצב הכספי.

(2) התחייבויות פיננסיות

ההתחייבויות הפיננסיות של השותפות (הכלולות בסעיפים "זכאים ויתרות זכות", "דמי מפעיל לשותף הכללי", "התחייבויות בגין תמלוגים לשותף הכללי" ו- "תעודות התחייבות") נמדדות בעלות המופחתת.

התחייבויות אלו מוכרות לראשונה לפי שווי הוגן בניכוי עלויות עסקה מיוחסות ישירות, במידה שקיימות (לדוגמא, עלויות גיוס הלוואה). לאחר ההכרה הראשונית, הן מוצגות על פי תנאיהן לפי עלות מופחתת תוך שימוש בשיטת הריבית האפקטיבית המביאה בחשבון גם את עלויות העסקה המיוחסות. ההתחייבויות הפיננסיות מסווגות כהתחייבויות שוטפות אלא אם לשותפות יש זכות בלתי מותנית לדחות את סילוק ההתחייבות למשך שנים עשר חודשים לפחות לאחר תום תקופת הדיווח שאז הן מסווגות כהתחייבויות בלתי שוטפות. רווחים והפסדים מוכרים בדוח על הרווח הכולל בעת גריעת ההתחייבות הפיננסית וכתוצאה מההפחתה השיטתית.

(3) ירידת ערך נכסים פיננסיים וביטולה

השותפות המוגבלת בוחנת בכל תאריך מאזן אם קיימת ראייה אובייקטיבית לירידת ערך של נכס פיננסי או של קבוצת נכסים פיננסיים. במידה וקיימת ראייה אובייקטיבית כאמור, מטפלת השותפות המוגבלת כלהלן:

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ירידת ערך בגין נכסים פיננסיים המוצגים בעלות מופחתת

סכום ההפסד הינו ההפרש שבין ערכו של הנכס בספרים לבין הערך הנוכחי של אומדן תזרימי המזומנים העתידיים (למעט הפסדי אשראי עתידיים שטרם התהוו) מהנכס, המהוונים בשיעור הריבית האפקטיבי המקורי של הנכס הפיננסי. סכום ההפסד נזקף לרווח או הפסד.

לעניין לקוחות, הפרשה לחובות מסופקים נקבעת באופן ספציפי ומוכרת כאשר קיימת ראייה אובייקטיבית לכך שהשותפות המוגבלת לא תוכל לגבות את הסכומים להם היא זכאית. אם, בתקופה עוקבת, הסכום של הפסד מירידת ערך קטן וניתן לייחס את הקיטון באופן אובייקטיבי לאירוע שהתרחש לאחר שהוכרה ירידת הערך, ההפסד מירידת הערך, שהוכר קודם לכן, יבוטל, בתנאי שהביטול לא יגרום לכך שהערך בספרים של הנכס הפיננסי יהיה גבוה מהעלות המופחתת שהייתה צריכה להיות במועד ביטול ירידת הערך אילו לא היו מכירים בירידת הערך ברווח והפסד.

(4) קיזוז מכשירים פיננסיים

נכסים פיננסיים והתחייבויות פיננסיות מוצגים במאזן בסכום נטו, אם, ורק אם, קיימת לשותפות המוגבלת באופן מיידי זכות משפטית ניתנת לאכיפה לקיזוז הסכומים וכן קיימת כוונה לסלק את הנכס וההתחייבות על בסיס נטו או לממש את הנכס ולסלק את ההתחייבות בו זמנית.

(5) גריעת מכשירים פיננסיים:

נכסים פיננסיים

נכס פיננסי נגרע מהמאזן כאשר הזכויות החוזיות לתזרימי מזומנים מהנכס הפיננסי למועד המאזן פוקעות או כאשר השותפות המוגבלת העבירה את הנכס הפיננסי אם באמצעות העברת הזכויות החוזיות לקבל תזרימי מזומנים מהנכס הפיננסי ואם באמצעות נטילת מחויבות חוזית לשלם תזרימי מזומנים מהנכס הפיננסי, לצד אחר, אותם קיבלה השותפות המוגבלת מאותו נכס פיננסי, וזאת בהתקיים תנאים מסוימים. במקרים בהם לא הועברו לצד אחר כל הסיכונים וההטבות הנובעים מבעלות על הנכס אך גם כל הסיכונים וההטבות לא נותרו בידי השותפות המוגבלת וכמו כן נשמרת השליטה בנכס, השותפות המוגבלת ממשיכה להכיר בנכס המועבר לפי מידת המעורבות הנמשכת בנכס.

התחייבויות פיננסיות

התחייבות פיננסית נגרעת מהמאזן כאשר ההתחייבות נפרעת, מבוטלת או פוקעת. במידה והתחייבות פיננסית קיימת מוחלפת, כלפי אותו מלווה, בהתחייבות פיננסית אחרת בעלת תנאים שונים באופן מהותי, או שנעשה שינוי משמעותי בתנאי ההתחייבות הקיימת, ההתחייבות הקודמת נגרעת מהמאזן והשותפות המוגבלת מכירה בהתחייבות חדשה בשווייה ההוגן. ההפרש בין הערך בספרים של ההתחייבות המוחלפת לבין התמורה ששולמה או השווי ההוגן של ההתחייבות החדשה שהוכרה, נזקף לרווח או הפסד.

ח. הפרשות

השותפות המוגבלת מכירה בהפרשות בדוחות הכספיים כאשר קיימת לשותפות המוגבלת 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 המאזן.

כאשר השפעת ערך הזמן מהותית, נמדדת ההפרשה בהתאם לערכה הנוכחי. הגידול בהפרשה עקב חלוף הזמן מוכר כהוצאות ריבית.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ט. 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 שוויה ההוגן של התמורה בעסקה בניכוי הנחות מסחריות, הנחות כמות והחזרות.

הכנסות ממכירת נפט וגז מוכרות בעת קבלת הנפט ו/או הגז על ידי הלקוח. הכנסות השותפות כוללות רק תזרים חיובי ברוטו של הטבות כלכליות שמקבלת השותפות, או זכאית לקבל בעבור עצמה. מחויבות לתשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי, המחושבת כשיעור מההכנסות מקוזזת מסעיף ההכנסות.

י. הוצאות חיפוש נפט וגז ונכסי נפט וגז

הוצאות חיפוש נפט וגז נזקפות לרווח או הפסד עם התהוותן. במקרים בהם הוכח לגבי בארות כי הן מסחריות, הוצאות הקידוח והפיתוח הונו החל ממועד קביעת הבאר כמסחרית ונזקפות לסעיף "נכסי נפט וגז" בדוח על המצב הכספי. סעיף נכסי נפט וגז מוצג לפי עלות וכולל 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 רזרבות נפט או גז שלפי הערכה ניתנות להפקה מן הבאר האמורה. לגבי בחינת ירידת ערך של נכסי נפט וגז ראה סעיף יג' להלן.

יא. רכוש קבוע

רכוש קבוע מוכר לראשונה לפי עלות, לרבות עלויות שניתן ליחסן במישורין לרכישת רכוש קבוע ולהתאמתו למיקום והמצב הדרושים לפעולתו באופן שהתכוונה ההנהלה. העלות של פריט רכוש קבוע היא הסכום השווה ערך למחיר במזומן במועד ההכרה. בתקופות שלאחר ההכרה הראשונה, הרכוש הקבוע 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 קבוע נבחנים לפחות בכל שנת כספים. שינויים כלשהם מטופלים כשינוי אומדן חשבונאי בדרך של מכאן והלאה. לגבי בחינה ירידת ערך של רכוש קבוע, ראה סעיף יג' להלן.

הפחתת נכסים מחושבת לפי שיטת הקו הישר, כדי להפחית את עלותם או את ערכם המשוער לערך השייר שלהם על פני אומדן אורך החיים השימושיים שלהם, כדלהלן:

שיעורי הפחת	%
ציוד וריהוט	6-15
מחשבים	33
שיפורים במושכר	10
כלי רכב	15
מבנים ארעיים וציוד	10-15

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יב. הנחות המפתח בנוגע לאומדנים מהותיים

הכנת הדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת בהתאם לתקני ה-IFRS, דורשת מההנהלה 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. להלן יתוארו הנחות המפתח בהסתייעות באומדנים החשבונאיים המהותיים המשמשים בהכנת הדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת, אשר בעת גיבושם בדרך כלל, נדרשת הנהלת השותפות המוגבלת להניח הנחות באשר לנסיבות ואירועים הכרוכים באי וודאות משמעותית. בשיקול דעתה בקביעת האומדנים, מתבססת הנהלת השותפות המוגבלת על ניסיון העבר, עובדות שונות, גורמים חיצוניים ועל הנחות סבירות בהתאם לנסיבות המתאימות לכל אומדן. התוצאות בפועל עשויות להיות שונות מאומדני ההנהלה. אורך חיים שימושי של רכוש קבוע - אורך חיים שימושי מבוסס על הערכות ההנהלה לתקופה שבה הנכסים יפיקו הכנסות, אשר נבחנות מדי תקופה לצורך בחינת נאותות ההערכות הנ"ל.

שינויים בהערכות ההנהלה עשויים להוביל לשינויים מהותיים לערכים בספרים ובהוצאות הפחת הנזקפות לרווח והפסד. תביעות - השותפות המוגבלת 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 המאזן. השותפות המוגבלת בוחנת כל תביעה שהוגשה ובעזרת יועציה המשפטיים מגיעה למסקנה על סמך ניסיון העבר שלה ושלם האם יש להכיר בהפרשה בדוחות הכספיים. הפחתת נכסי נפט וגז - נכסי נפט וגז מופחתים בהתבסס על קצב ניצול רזרבות נפט או גז שלפי הערכה ניתנת להפקה מהבאר האמורה. הערכת כמות רזרבות הנפט בכל באר דורשת שימוש באומדנים שונים והשותפות המוגבלת נעזרת לשם כך בחוות דעת של מומחים רלוונטיים. ראה גם ביאור 3 (ה).

יג. ירידת ערך של נכסים לא כספיים

ירידה בערכם של נכסים לא כספיים בני פחת נבחנת, במידה שחלו אירועים או שינויים בנסיבות, המצביעים על כך שערכם בספרים לא יהיה בר השבה. סכום ההפסד המוכר בגין ירידת ערך שווה לסכום בו עולה ערכו בספרים של נכס על הסכום בר השבה שלו. סכום בר השבה של נכס הוא הגבוה מבין שווי ההוגן של הנכס, בניכוי עלויות מכירה, לבין שווי השימוש שלו. לצורך בחינת ירידת ערך, מחולקים הנכסים לרמות הנמוכות ביותר, בגין קיימים תזרימי מזומנים מזוהים נפרדים ('יחידות מניבות מזומנים'). נכסים לא-כספיים, למעט מוניטין, אשר חלה ירידה בערכם, נבחנים לצורך זיהוי ביטול אפשרי של ירידת הערך שהוכרה בגינם בכל תאריך דוח על המצב הכספי.

יד. הפסד ליחידת השתתפות

הפסד ליחידת השתתפות מחושב על ידי חלוקה של הרווח הנקי המיוחס לבעלי יחידות ההשתתפות במספר היחידות הרגילות המשוקלל שקיים במהלך התקופה. ברווח הבסיסי ליחידת השתתפות נכללות רק יחידות השתתפות אשר קיימות בפועל במהלך התקופה. יחידות השתתפות רגילות פוטנציאליות (ניירות ערך המירים כדוגמת כתבי אופציה) נכללות רק בחישוב הרווח המדולל ליחידת השתתפות במידה שהשפעתן מדללת את הרווח ליחידת השתתפות על ידי כך שהמרתן מקטינה את הרווח ליחידת השתתפות או מגדילה את ההפסד ליחידת השתתפות מפעילויות נמשכות. בנוסף, יחידות השתתפות רגילות פוטנציאליות שהומרו במהלך התקופה נכללות ברווח המדולל ליחידת השתתפות רק עד למועד ההמרה, ומאותו מועד נכללות ברווח הבסיסי ליחידת השתתפות.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

יה. לקוחות

יתרת לקוחות מתייחסת לסכומים לקבל מלקוחותיה של השותפות עבור סחורות שנמכרו במהלך העסקים הרגיל. כאשר גביית סכומים אלה צפויה להתרחש תוך שנה אחת או פחות, הם מסווגים כנכסים שוטפים, אחרת, הם מסווגים במסגרת הנכסים שאינם שוטפים.

יו. מלאי

המלאי כולל מלאי ציוד חלפים וחומרים מיועד לצורך פעילות הקידוחים 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. שווי של מלאי הנפט מחושב לפי עלות ההפקה.

יז. ספקים

יתרות הספקים כוללות התחייבות של השותפות לשלם עבור טובין או שירותים שנרכשו מספקים במהלך העסקים הרגיל. יתרות הספקים מסווגות כהתחייבויות שוטפות כאשר התשלום אמור להתבצע תוך שנה או פחות, אחרת הן מסווגות כהתחייבויות שאינן שוטפות.

יח. הטבות לעובדים:

(1) הטבות לעובדים לזמן קצר

הטבות לעובדים לזמן קצר כוללות בעיקר שכר עבודה והפרשות סוציאליות נלוות מקובלות ובנוספים. התחייבויות בגין הטבות לעובדים לזמן קצר נמדדות על בסיס לא מהוון וההוצאות בגין נזקפות לדוח על הרווח הכולל בתקופה בה ניתנים השירותים על ידי העובדים. הפרשות בגין בונוס נזקפות כאשר לשותפות מחויבות משפטית או משתמעת לשלם לעובד את הבונוס בגין שירות שניתן על ידו לשותפות וכאשר סכום הבונוס ניתן לאומדן מהימן.

(2) עלויות עובדים לאחר פרישה

תוכנית הפקדה מוגדרת היא תוכנית להטבות עובד לאחר סיום העסקה במסגרתה השותפות המוגבלת מבצעת הפקדות קבועות לישות נפרדת ובלתי תלויה כך שלשותפות המוגבלת אין כל מחויבות, משפטית או משתמעת, לבצע הפקדות נוספות, במצב שבו לא יהיה די בנכסי הקרן כדי לשלם לכל העובדים את ההטבות בגין שירותי העבודה בתקופה השוטפת ובתקופות קודמות.

תוכנית הטבה מוגדרת היא תוכנית להטבות עובד לאחר סיום העסקה שאינה תוכנית להפקדה מוגדרת.

בהתאם לחוקי העבודה בישראל ולהסכמי העסקה חייבת השותפות בתשלום הטבות פרישה לעובדים מפוטרים, ובתנאים מסוימים גם לעובדים המתפטרים או פורשים מעבודתם מרצונם. בשותפות קיימות מספר תוכניות הטבה לאחר העסקה. התוכניות ממומנות בדרך כלל על ידי הפקדות לחברות ביטוח או לקופות פיצויים כלליות, וכן בחלקן מסווגות כתוכניות הפקדה מוגדרת ובחלקן כתוכניות הטבה מוגדרת.

(א) תוכניות להפקדה מוגדרת

מחויבות השותפות להפקיד בתוכנית הפקדה מוגדרת, נזקפות כהוצאה לרווח והפסד במועד בו נוצרת המחויבות להפקיד.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

(ב) תוכניות להטבה מוגדרת מחויבות נטו של השותפות, המתייחסת לתוכנית הטבה מוגדרת בגין הטבות לאחר פרישה, מחושבת לגבי כל תוכנית בנפרד על ידי אומדן הסכום העתידי של ההטבה שיגיע לעובד (הכולל שיעור צפוי של עליית השכר) בתמורה לשירותיו, בתקופה השוטפת ובתקופות קודמות. הטבה זו מוצגת לפי ערך נוכחי השווי ההוגן של נכסי התוכנית. שיעור ההיוון נקבע בהתאם לתשואה במועד הדיווח על אגרות חוב שהמטבע שלהן ומועד פרעון דומים לתנאי המחויבות של השותפות. החישובים נערכים על ידי אקטואר מוסמך לפי שיטת יחידת הזכאות החזויה. כאשר לפי תוצאות החישובים נוצר נכס לשותפות, מוכר נכס עד לסכום נטו של הערך הנוכחי של הטבות כלכליות הזמינות בצורה של החזר מהתוכנית או הקטנה בהפקדות עתידיות לתוכנית. הטבה כלכלית בצורת החזרים או הקטנת הפקדות עתידיות תחשב זמינה כאשר ניתן לממשה במהלך חיי התוכנית או לאחר סילוק המחויבות. כאשר קיימת חובה, במסגרת דרישת הפקדה מזערית, לתשלום סכומים נוספים ביחס לשירותים שניתנו בעבר, מכירה השותפות במחויבות נוספת (הגדלת התחייבות נטו או הקטנת נכס נטו), במידה בה סכומים כאמור לא יהיו זמינים כהטבה כלכלית בצורה של החזר מהתוכנית או הקטנה בהפקדות עתידיות.

סך ההתחייבות לפיצויי פרישה המוצגת בדוח על המצב הכספי הנו הערך הנוכחי של ההתחייבות להטבה מוגדרת לתאריך הדוח על המצב הכספי, בניכוי השווי ההוגן של נכסי התוכנית. ההתחייבות להטבה מוגדרת נמדדת על בסיס שנתי, על ידי אקטואר, על בסיס שיטת ה-Projected Unit Credit Method.

הערך הנוכחי של ההתחייבות נקבע באמצעות היוון תזרימי המזומנים העתידיים הצפויים (לאחר שנלקח בחשבון שיעור צפוי של עליית שכר), על בסיס שיעורי הריבית של אגרות חוב ממשלתיות או אגרות חוב קונצרניות (ראו הסבר להלן), הנקובות במטבע שבו ישולמו ההטבות, ואשר תקופתן עד לפירעון קרובה לתקופת ההתחייבויות המתייחסות לפיצויי הפרישה.

בהתאם לתקן חשבונאות בינלאומי 19 "הטבות עובד" (להלן - IAS 19) שיעור ההיוון שבו יעשה שימוש לחישובי המחויבות האקטואריות ייקבע על ידי שימוש בתשואות שוק בתאריך הדוח על המצב הכספי של אגרות חוב קונצרניות באיכות גבוהה. עם זאת, מצוין IAS 19, כי במדינות בהן אין שוק בו מתקיימת סחירות גבוהה ("שוק עמוק" או "Deep market") באגרות חוב כאלה, יש להשתמש בתשואות השוק בתאריך הדוח על המצב הכספי של אגרות חוב ממשלתיות.

החל ממועד המעבר ליישום תקני החשבונאות הבינלאומיים בישראל, ביום 1 בינואר 2008, התגבשה פרקטיקה בישראל לפיה לא קיים בישראל שוק עמוק באגרות חוב קונצרניות באיכות גבוהה, ומשכך השיעור אשר שימש את השותפות להיוון מחויבויות בגין תוכניות להטבה מוגדרת בדוחות הכספיים שנערכו עד לרבעון השלישי של שנת 2014 התבסס על תשואת השוק על אגרות חוב ממשלתיות.

ביום 25 בנובמבר 2014, פרסמה רשות ניירות ערך עמדת סגל לפיה מתקיים בישראל שוק עמוק באגרות חוב קונצרניות צמודות מדד באיכות גבוהה שהמטבע שלהן הינו השקל. לפיכך, בהתאם לעמדת הסגל, בעת מדידת המחויבויות לעובדים המסווגות כתוכניות להטבה מוגדרת, יש לעבור משימוש בשיעור תשואה על אגרות חוב ממשלתיות לשימוש בשיעור תשואה על אגרות חוב קונצרניות באיכות גבוהה. בהתאם לעמדת הסגל, אופן היישום הראוי למעבר האמור הינו בדרך של "מכאן ולהבא", קרי כשינוי אומדן.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

כפועל יוצא, שיעור הריבית ששימש את השותפות להיוון תזרימי המזומנים העתידיים הצפויים לשם חישוב המחויבויות בגין תוכניות להטבה מוגדרת בדוחות הכספיים לתום שנת 2014 נקבע בהתבסס על שיעורי הריבית של אגרות חוב קונצרניות שקליות בדירוג גבוה. השפעת השינוי בשיעור ההיוון על המחויבויות האמורות נזקה לרווח כולל אחר בסעיף "מידות מחדש של התחייבויות (נטו) בשל יחסי עובד-מעביד".

השותפות זוקפת מידות מחדש של ההתחייבות (הנכס) נטו בגין הטבה מוגדרת לרווח כולל אחר, בתקופה בו נבעו. מידות מחדש אלה נוצרות כתוצאה משינויים בהנחות אקטואריות, משוני בין הנחות שהונחו בעבר לבין התוצאות בפועל ומהפרשים בין התשואה על נכסי התוכנית לסכומים שנכללו בריבית נטו על ההתחייבויות (הנכס) נטו בגין הטבה מוגדרת.

היעודות לפיצויים נמדדות לפי שוויין ההוגן. היעודות האמורות מהוות נכסי תכנית כהגדרתם ב- IAS 19, ועל כן קוזזו מיתרת ההתחייבות בגין יחסי עובד-מעביד לצורכי ההצגה בדוח על המצב הכספי.

(3) חופשה והבראה

במסגרת החוק, זכאי כל עובד לימי חופשה ודמי הבראה, כאשר שניהם מחושבים על בסיס שנתי. הזכאות מתבססת על משך תקופת ההעסקה. השותפות זוקפת התחייבות והוצאה בגין דמי חופשה והבראה, בהתבסס על ההטבה שנצברה עבור כל עובד.

יט. עלות הפקת ואחסנת הנפט

עלות הפקת ואחסנת הנפט מורכבת מההפרש בין מלאי הפתיחה למלאי הסגירה של הנפט בתוספת עלויות שוטפות ועלויות אחסון הקשורות באופן ישיר להליך הפקת הנפט. באשר לעלות המלאי ראה סעיף טז' לעיל.

כ. נגזרים משובצים

נגזרים המשובצים במכשירים פיננסיים או בכל חוזה מארח אחר, מופרדים מהחוזה המארח, אם ורק אם: (א) המאפיינים והסיכונים הכלכליים שלהם אינם קשורים באופן הדוק (Closely related) למאפיינים ולסיכונים הכלכליים של החוזה המארח; (ב) מכשיר נפרד עם אותם תנאים כמו הנגזר המשובץ היה מקיים את ההגדרה של נגזר; וכן (ג) המכשיר המעורב בכללותו (כולל הנגזר המשובץ) אינו נמדד בשווי הוגן דרך רווח או הפסד.

שינויים בשווי ההוגן של נגזרים משובצים שהופרדו כאמור נזקפים לרווח או הפסד.

כא. תקני דיווח כספי בינלאומיים חדשים, תיקונים לתקנים ופרשנויות חדשות:

(1) תקנים ותיקונים לתקנים קיימים אשר נכנסו לתוקף ומחייבים עבור תקופת דיווח המתחילות ביום 1 בינואר 2014:

פרשנות מספר 21 של הוועדה לפרשנויות של תקני דיווח כספי בינלאומיים "היטלים" (להלן - IFRIC 21).

הפרשנות קובעת את הטיפול החשבונאי במחויבות לשלם היטלים, המוטלים על ידי הממשלה בהתאם להוראות חוק, ואשר הינם בתחולת IAS 37 ואינם מהווים מיסים על ההכנסה. בהתאם לפרשנות, האירוע המחייב אשר בגינו מוכרת התחייבות לשלם היטל הוא הפעילות שגרמה לתשלום ההיטל, כפי שהיא זוהתה על ידי החקיקה.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

(2) תקנים, תיקונים ופרשנויות לתקנים קיימים אשר עדיין אינם בתוקף ואשר השותפות לא בחרה ביישומם המוקדם:

א. תקן דיווח כספי בינלאומי 15 "הכנסות מחוזים עם לקוחות" (להלן - IFRS 15)

IFRS 15 יחליף עם יישומו לראשונה את ההנחיות בנושא ההכרה בהכנסה הקיימות כיום בתקני הדיווח הכספי הבינלאומיים.

עקרון הליבה של IFRS 15 הינו כי יש להכיר בהכנסה מחוזים עם לקוחות בדרך המשקפת את העברת השליטה בסחורות או בשירותים המסופקים ללקוחות במסגרת החוזים, בסכומים המשקפים את התמורה אשר הישות צופה כי תהיה זכאית לקבל בגין אותם סחורות או שירותים.

IFRS 15 קובע מודל יחיד להכרה בהכנסה, לפיו הישות תכיר בהכנסה בהתאם לעיקרון הליבה האמור על ידי יישום חמישה שלבים:

- (1) זיהוי החוזה עם הלקוח.
- (2) זיהוי מחויבויות הביצוע בחוזה.
- (3) קביעת מחיר העסקה.
- (4) ייחוס מחיר העסקה למחויבויות הביצוע השונות בחוזה.
- (5) הכרה בהכנסה כאשר מבוצעת כל אחת ממחויבויות הביצוע.

IFRS 15 מתייחס לטיפול החשבונאי במגוון רחב של נושאים הקשורים ביישום המודל האמור, ביניהם: הכרה בהכנסה מתמורה משתנה שנקבעה בחוזה, תיאום למחיר העסקה שנקבע בחוזה בכדי לשקף את ערך הזמן של הכסף ועלויות השגה וקיום של חוזה.

התקן מרחיב את דרישות הגילוי ביחס להכנסות, ובין היתר דורש מתן מידע כמותי ואיכותי בנוגע לשיקולי דעת משמעותיים של ההנהלה אשר הובאו בחשבון לשם קביעת ההכנסה שהוכרה.

התקן ייושם באופן רטרואקטיבי לגבי תקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2017 או לאחריו, בהתחשב בהקלות המפורטות בהוראות המעבר ל- IFRS 15. בהתאם להוראות IFRS 15, יישומו המוקדם אפשרי. השותפות בוחנת את השפעתו הצפויה של IFRS 15 על דוחותיה הכספיים.

ב. תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 19 "הטבות עובד" (להלן - התיקון ל- IAS 19)

התיקון ל- IAS 19 עוסק בתוכניות להטבה מוגדרת הדורשות מעובדים או מצדדים שלישיים לבצע הפקדות לתוכנית, כאשר הפקדות אלה קשורות לשירות העובד. התיקון קובע הנחיות באשר לאופן בו יקטינו הפקדות אלה את עלות השירות, תוך הבחנה בין מצב בו ההפקדות תלויות במספר שנות השירות ובמצב בו הן אינן תלויות במספר שנות השירות.

התיקון ל- IAS 19 ייושם באופן רטרואקטיבי לגבי תקופות שנתיות המתחילות ביום 1 ביולי 2014 או לאחריו. בהתאם להוראות התיקון ל- IAS 19, יישומו המוקדם אפשרי. ליישומו לראשונה של התיקון ל- IAS 19 לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.

ג. תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 1 "הצגת דוחות כספיים" (להלן - התיקון ל- IAS 1)

התיקון ל- IAS 1 עוסק בנושאים הבאים: מהותיות והשלכותיה על הגילויים הניתנים בדוחות הכספיים, הצגת סיכומי משנה, סדר הצגת הביאורים לדוחות הכספיים וגילויים בנוגע למדיניות חשבונאית.

התיקון האמור ייושם לגבי תקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2016 או לאחריו. בהתאם להוראות התיקון, יישומו המוקדם אפשרי.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

ד. תקן דיווח כספי בינלאומי 9 "מכשירים פיננסיים" (להלן - "IFRS 9" או "התקן"): IFRS 9 עוסק בסיווג, מדידה והכרה של נכסים פיננסיים והתחייבויות פיננסיות. הגרסה המלאה של IFRS 9 פורסמה בחודש יולי 2014. תקן זה מחליף את ההנחיות הקיימות כיום בתקן חשבונאות בינלאומי 39 "מכשירים פיננסיים: הכרה ומדידה" (להלן - IAS 39) באשר לסיווג ומדידת מכשירים פיננסיים. IFRS 9 מותיר על כנו את מודל המדידה המעורב למדידת נכסים פיננסיים אך מפשט אותו וקובע שלוש קטגוריות עיקריות: עלות מופחתת, שווי הוגן דרך רווח כולל אחר ושווי הוגן דרך רווח או הפסד. הסיווג מבוסס על המודל העסקי של הישות ועל מאפייני תזרים המזומנים החוזי של הנכס הפיננסי. השקעות במכשירים הוניים תימדדנה בשווי הוגן דרך רווח או הפסד. עם זאת, הנהלת השותפות יכולה לבחור, במועד ההכרה בראשונה, באופן בלתי-הפיך, להציג את השינויים בשווי ההוגן של מכשיר הוני ברווח כולל אחר, ללא סיווג מחדש לרווח והפסד (recycling).

התקן מציג מודל חדש לירידת ערך של נכסים פיננסיים, המבוסס על הפסדי האשראי הצפויים ("Expected Credit Loss Model"). מודל זה מחליף את המודל הקיים ב-IAS 39, המבוסס על הפסדים שהתרחשו ("Incurred loss model").

לגבי סיווג ומדידת התחייבויות פיננסיות לא חלו שינויים, למעט ההכרה בשינוי בהתחייבויות שיועדו לשווי הוגן דרך רווח או הפסד, הנובע מסיכון האשראי העצמי של הישות, ברווח כולל אחר.

IFRS 9 מקל את הדרישות לבחינת אפקטיביות של גידור על ידי החלפת הדרישה לעמידה בקווים מנחים כמותיים ברורים לבחינת אפקטיביות של גידור. IFRS 9 דורש כי יהיה יחס כלכלי בין המכשיר המגדר לבין הפריט המגודר, וכי "יחס הגידור" יהיה זהה ליחס הגידור בו הנהלת הישות משתמשת בפועל לצורכי ניהול הסיכונים שלה. התקן משמר את הדרישה לתייעוד במשך כל תקופת הגידור, אך התייעוד שונה מזה הנדרש לפי IAS 39.

התקן ייושם באופן רטרואקטיבי החל מתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2018. בהתאם להוראות IFRS 9, יישומו המוקדם אפשרי. השותפות בוחנת את השפעתו הצפויה של IFRS 9 על דוחותיה הכספיים.

באור 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 הרשיון. השטח, נשוא החזקה, מהווה חלק ממבנה מגד שבחלקו מצויה על פי ממצאי השותפות תגלית כמשמעותה בחוק הנפט אשר הוכרה על ידי הממונה. ראה גם באור 15 ו'.

ב. השלב הבא בפיתוח שדה מגד

השותף הכללי הגיש לממונה תוכנית פיתוח של שדה מגד אשר הוכנה עבור השותפות ע"י חברת Baker RDS Limited והועברה לאישור מקדים של משרד התשתיות. ביום 30.1.2012 נתקבל מכתב מאת הממונה על ענייני הנפט שכותרתו "אישור תוכנית פיתוח שדה מגד". במכתב מודיע הממונה כי:

"במענה לפנייתך מ-26/11/11 הריני לאשר תוכנית פיתוח שדה מגד כפי שהוגשה בדו"ח של חברת Baker RDS Limited "Meged Field-Field Development Plan" ומתייחסת לשלב פיתוח השדה הכולל הפקה בקידוח הקיים מגד-5 וקידוחים מתוכננים מגד-6 – מגד-14". ביום 30.4.2012 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.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

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 הדו"ח השותפות פועלת לגיבוש פתרון לבעיית אבדן הלחץ ולגיבוש תוכנית המבחנים לבאר. השותפות קיבלה 2 דוחות מחברות ייעוץ בינלאומיות לגבי דרכי הפתרון המומלצות. דוחות אלו הועברו לעיון וניתוח של יועצי השותפות. המשך הפעולות בבאר וההחלטה על דרכי הפעולה תהיה בהתאם להחלטות המפעיל שיצורף לשותפות (השותפות מנהלת מו"מ עם מומחה בינלאומי (שלמיטב הבנת השותפות מקובל על משרד הממונה) לגיבוש קבוצת מומחים שימשו כ"מפעיל" בהמשך הפעולות לפיתוח שדה מגד. המשך הפעולות שיבוצעו בבאר מגד 6 והפיתוח העתידי של שדה מגד יהיו בכפוף להמלצות וההחלטות של המפעיל שימונה. ביצוע התוכנית שתאושר על ידי המפעיל כפוף לקבלת אישור דירקטוריון השותף הכללי, משרד הממונה ולגיוס האמצעים הכספיים לביצועו.

בכוונת השותף הכללי לבצע ברבעון השלישי 2015 מבחנים ופעולות המרצה (בכפוף לביצוע כל האמור לעיל) על מנת להביא את קידוח מגד 6 להפקה מסחרית.

ד. מימון

במסגרת ההיערכות הכוללת לפיתוח שדה מגד (תוכניות השותף הכללי לטווח הקרוב כוללות ביצוע מבחנים ופעולות פרופנט 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. ליתר פירוט בדבר תוכניות המימון של השותפות ראה ביאור 13 להלן.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

ה. על-פי דוח שהוכן על-ידי Netherland and Sewell & Associates, Inc. (להלן: "NSAI"), ואשר הוכן על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרויליום (SPE-PRMS), רזרבות הנפט (crude oil) בשדה מגד נכון ליום 31.12.2014, הינן כמפורט להלן:

חלק השותפות (Net) ²⁰ MBBL	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	קטגוריית רזרבות
3,110	4,685	רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)
5,161	7,775	רזרבות צפויות (Probable Reserves)
8,270	12,460	סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
11,275	16,987	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)
19,545	29,447	סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

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

בדו"ח הרזרבות מציינת NSAI כי רזרבות הנפט בשדה מגד סווגו בשלב בשלות של- "בהפקה" (On Production).

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

(א) נפט

חלק השותפות (Net) ²¹ 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.

20 החישוב נעשה אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.
21 אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

חלק השותפות (Net) ²² MMCF	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MMCF	קטגוריית המשאבים המותנים
13,912	20,960	אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)
37,001	55,746	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)
85,534	128,865	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

משאבי הגז הנלווה האמורים הינם בתנאי טמפרטורה ולחץ סטנדרטיים ומותנים בהסרת מגבלות תשתית ורגולציה.

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

ההערכות הנ"ל בדבר רזרבות והמשאבים המותנים של הנפט והגז בשדה מגד, הינם בגדר הערכות והשערות מקצועיות של חברת NSAI אשר עשויות להתעדכן ככל שייצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז, לרבות כתוצאה מהמשך ניתוח ממצאי הקידוחים.

באור 4 - מזומנים ושווי מזומנים:

31 בדצמבר	
2013	2014
אלפי דולר	
417	99
5,851	977
6,268	1,076

מזומן בבנק ובקופה
פקדונות לזמן קצר

באור 5 - פקדונות לזמן קצר וארוך :

פקדונות בסך 2,826 אלפי דולר (31 בדצמבר 2013 - 3,844 אלפי דולר) המשמשים בחלקם העיקרי כבטוחה לערבויות בנקאיות שניתנו למדינה ולספקים ונותני שירותים. להלן פירוט הערבויות שניתנו באמצעות אותם פקדונות:

31 בדצמבר	
2013	2014
אלפי דולר	
928	1,617
1,902	1,046
2,830	2,663

ערבויות לזמן קצר
ערבויות לזמן ארוך

²² אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 6 - פקדון משועבד ומזומנים מוגבלים בשימוש:

להלן הרכב פקדון משועבד ומזומנים מוגבלים בשימוש:

31 בדצמבר 2014		
אלפי דולר		
320		פקדון משועבד
891		מזומנים מוגבלים בשימוש
<u>1,211</u>		

באור 7 - מכשירים פיננסיים נגזרים

המכשירים הנגזרים נמדדים בשווי הוגן, החלק שהוכר ברווח או הפסד מסתכם בשנת 2014 לרווח בסך של כ-756 אלפי דולר.
מדידת השווי ההוגן מסווגת ברמה 1 של מדרג השווי ההוגן.

באור 8 - חייבים ויתרות חובה אחרים:

31 בדצמבר		
2013	2014	
אלפי דולר		
	162	ההרכב:
	118	חייבים ממימוש עסקת גידור
1,211	56	מוסדות
1,173	363	מקדמות לספקים
274	7	הוצאות מראש
-	706	אחרים
<u>2,658</u>		

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
 באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 9 - רכוש קבוע

הרכב הרכוש הקבוע והפחת שנצבר בגינו, לפי קבוצות עיקריות, והתנועה בהם בשנת 2014:

מחשבים וציוד משרדי	כלי רכב	ציוד ומבנים ארעיים	שיפורים במושכר	סה"כ
אלפי דולר				
419	257	2,834	37	3,547
62		1,904	4	1,970
(23)				(23)
458	257	4,738	41	5,494
עלות:				
יתרה לתחילת שנה				
תוספות				
גריעות				
סה"כ				
פחת נצבר:				
יתרה לתחילת שנה				
תוספות				
גריעות				
סה"כ				
261	115	3,687	29	4,092
יתרה לסוף השנה				

הרכב הרכוש הקבוע והפחת שנצבר בגינו, לפי קבוצות עיקריות, והתנועה בהם בשנת 2013:

מחשבים, ציוד משרדי	כלי רכב	ציוד ומבנים ארעיים	שיפורים במושכר	סה"כ
אלפי דולר				
226	186	1,609	36	2,057
193	104	1,225	1	1,523
-	(33)	-	-	(33)
419	257	2,834	37	3,547
עלות:				
יתרה לתחילת שנה				
תוספות				
גריעות				
סה"כ				
פחת נצבר:				
יתרה לתחילת שנה				
תוספות				
גריעות				
סה"כ				
290	153	2,287	29	2,759
יתרה לסוף השנה				

באור 10 - נכסי נפט וגז

נכסי הנפט וגז נובעים מהוצאות הפיתוח של באר מגד 5. ברבעון הרביעי של שנת 2010 החלה השותפות להוון את הוצאות פיתוח באר מגד 5 לנכס (ראה באור 2). נכון ליום 31.12.14 נרשמה הפחתה מצטברת של נכס הנפט על בסיס הערכת הרזרבות בבאר ביחס לכמות הנפט שהופק בפועל מתחילת ההפקה בחודש יוני 2011 בסך של כ- 3,376 אלפי דולר (נכון ל-31.12.13 נזקפה הפחתה מצטברת בסך של כ- 2,891 אלפי דולר).

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 11 - ספקים ונותני שרותים:

31 בדצמבר		
2013	2014	
אלפי דולר		
3,420	996	ספקים בארץ
1,261	168	ספקים בחו"ל
248	271	שטרות לפירעון
4,929	1,435	סה"כ חובות פתוחים

באור 12 - זכאים אחרים:

31 בדצמבר		
2013	2014	
אלפי דולר		
1,271	861	מדינת ישראל
165	432	עובדים ומוסדות בגין שכר
244	405	אחרים
1,680	1,698	

באור 13 - תעודות התחייבות והלוואה:

א. תעודות התחייבות:

ביום 13.04.2014 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 היתה בסך של 25 מיליון ש"ח, ובניכוי עמלות עמדה על 24,312,500 ש"ח.

בהתאם לאמור, חתמה השותפות ביום 13.04.2014 על שטר נאמנות עם ש.א נאמנויות (1999) בע"מ (להלן: "הנאמן"), אשר משמש כנאמן למחזיקים בתעודות ההתחייבות. ביום 24.4.2014 התקבלו הכספים לחשבון השותפות.

להלן פרטים עיקריים בדבר תעודות ההתחייבות:

1. ריבית ולוח סילוקין

תעודות ההתחייבות עומדות לפירעון ב-9 תשלומים רבעוניים שווים אשר משולמים החל מיום 30 בספטמבר 2014 ועד למועד הפירעון הסופי של תעודות ההתחייבות ביום 30 בספטמבר 2016. תעודות ההתחייבות נושאות ריבית שנתית בשיעור 9.75% (ריבית רבעונית בשיעור 2.4375%). הריבית משולמת אחת לרבעון, החל מיום 30 ביוני 2014 ועד ליום 30 בספטמבר בשנת 2016. קרן תעודות ההתחייבות והריבית בגינה נקובות בש"ח והן לא תהיינה צמודות לבסיס הצמדה כלשהו.

2. תגמול הצלחה חד פעמי

בנוסף התחייבה השותפות לשלם למשקיעים שהשתתפו בהנפקה בלבד, כזכות שאינה ניתנת להעברת או הסבה, תגמול הצלחה ככל שקידוח במגד 6 יגיע עד לתום שנת 2016 להפקה מסחרית רצופה של ארבעה חודשים, כמפורט להלן: (א) ככל שבחודש הרביעי תהיה התפוקה הממוצעת בין 500 ל-750 חביות, יהיה התגמול בסך של תשלום ריבית לרבעון אחד, או (ב) ככל שבחודש הרביעי תעלה התפוקה הממוצעת על 750 חביות, יהיה התגמול בגובה של תשלום ריבית לשני רבעונים. התגמול לא יופחת עקב פירעון מוקדם ו/או מידי של תעודות ההתחייבות.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 13 - הלוואות (המשך):

3. פרעון מוקדם

השותפות תהיה רשאית, לפי שיקול דעתה הבלעדי, להעמיד את תעודות ההתחייבות לפדיון מוקדם, מלא או חלקי (הפרעון המוקדם כרוך בתשלום עמלת פרעון מוקדם).
באשר לפרעון המוקדם של תעודות ההתחייבות לאחר תאריך 31 בדצמבר 2014 מתוך כספי הלוואה שתועמד לשותפות על ידי חברה בשליטת בעלי שליטה בשותף הכללי ראה ב' להלן.

4. בטוחות

כבטחון למילוי מלא ומדויק של כל תנאי תעודות ההתחייבות ושטר הנאמנות, רשמה השותפות לטובת הנאמן שעבודים שונים כמפורט בהסכם.

5. עילות להעמדה לפירעון מיידי

העילות להעמדה לפירעון מיידי הקבועות בשטר הנאמנות הינן עילות המקובלות בשטרי תעודות התחייבות.

6. התחייבויות מהותיות נוספות של השותפות:

- א. לא ליצור שעבוד כלשהו נוסף לשעבודים המפורטים בסעיף ה' להלן.
- ב. להעביר לחשבון השותפות המשועבד המשמש לפירעון תעודות ההתחייבות כרית ביטחון חודשית בסכום השווה ל-5% מהערך הנקוב של תעודות ההתחייבות במועד הנפקתן (למעט הסכום החודשי הראשון אשר יהיה מופחת).
ג. לעמוד בהתניות הפיננסיות, שעיקרן מפורט להלן:
 1. הון עצמי מתואם מינימאלי
ההון העצמי המתואם (ההון העצמי בתוספת התמלוגים לשותף הכללי) של השותפות לא יפחת מסך של שמונה 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 מיידי.
 2. יחס הון עצמי מתואם לסך מאזן
היחס בין ההון העצמי המתואם לבין סך המאזן של השותפות לא יפחת מ-25%.
 3. יחס מכירה
היחס בין ערך המכירה נטו (סכום החשבוניות שהוציאה השותפות בגין מכירת נפט בחודש הרלוונטי, כפול) 58% לבין התשלום הרבעוני הצפוי בגין תעודות ההתחייבות (קרן וריבית), כשהוא מחולק לשלוש, לא יפחת מ-1.5.
 4. יחס כיסוי
היחס בין תזרים ההכנסות נטו לבין התשלום הרבעוני הצפוי בגין תעודות ההתחייבות (קרן וריבית) לא יפחת מ-1.5. "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.
 - ד. השותפות לא תחלק רווחים מעבר ל-18% מרווחיה, אלא בכפוף לקיום התנאים המצטברים הבאים:
 1. ההון העצמי המתואם של השותפות לא פחת מסך של חמישה עשר (15) מיליון דולר;
 2. היחס בין ההון העצמי המתואם לבין סך המאזן של השותפות לא פחת מ-45%;
 3. השותפות אינה בהפרה של יחס פיננסי כלשהו המהווה עילה להעמדה לפירעון מיידי של תעודות ההתחייבות.
 - ה. לא למכור ו/או להעביר ו/או לשעבד את הזכויות בחזקה ובמגד 5 או 6 (למעט במהלך העסקים הרגיל) או להעניק בהם זכות כלשהי לצד ג';

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
 באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 13 - הלוואות (המשך):

ו. מגבלות על נטילת אשראי נוספת של השותפות (למעט הלוואה מהמדינה ו/או אשראי בנקאי בסכום שאינו עולה על 1.5 מיליון דולר, בתנאים מסוימים);

ז. בתקופת תעודות ההתחייבות לא ישולמו תמלוגים לשותף הכללי או לכל צד ג', למעט למדינה;

ח. השותף הכללי יהיה אחראי כספית כלפי מחזיקי יחידות ההתחייבות לתשלומן המלא ובמועד של תעודות ההתחייבות. עוד התחייב השותף הכללי שלא למכור/או להעביר ו/או לשעבד ו/או להעניק זכות אחרת כלשהי ביחידות ההשתתפות של השותפות שבבעלותו, אלא ככל שהתמורה שתתקבל (בניכוי כל מס או הוצאה בגין העסקה) תועמד לשותפות כהלוואה לצורך מימון פעילותה. כמו כן קיבל על עצמו השותף הכללי מגבלות על קיום עסקאות בעלי עניין.

נכון לתאריך המאזן ולמועד פרסום הדוח השותפות עומדת בכל ההתניות הפיננסיות ובכל התחייבויותיה האמורות לעיל.

להלן הרכב יתרת תעודות ההתחייבות ליום המאזן:

31 בדצמבר 2014	
אלפי דולר	
4,773	תעודות התחייבויות
2,681	בניכוי חלויות שוטפות של תעודות התחייבויות
<u>2,092</u>	

נכון ליום 31 בדצמבר 2014 ערכן בספרים של תעודות ההתחייבות אינו שונה מהותית משויין ההוגן כיוון שמחיר החוב של החברה לא השתנה מהותית ממועד הנפקתן.

ב. הלוואה שתועמד לשותפות לאחר 31 בדצמבר 2014 לשם פרעון תעודות ההתחייבות

ביום 11.3.2015 (לאחר תאריך המאזן) 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.

ההלוואה החדשה נושאת ריבית של 8.25%. קרן ההלוואה תיפרע ב-32 תשלומים חודשיים שווים. הריבית בגין היתרה הבלתי מסולקת של קרן ההלוואה תשולם מידי חודש, קרן ההלוואה והריבית בגינה יהיו בש"ח והן לא תהיינה צמודות לבסיס הצמדה כלשהוא.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
 באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 14 - התחייבויות נטו בגין הטבות לעובדים:

א. תכניות הטבה לאחר סיום העסקה:

31 בדצמבר	
2013	2014
אלפי דולר	
721 (452)	653 (434)
<u>269</u>	<u>219</u>

ערך נוכחי של מחויבויות ממומנות
 בניכוי שווי הוגן של נכסי התכנית
 התחייבות נטו בגין תכנית הטבה
 מוגדרת

ב. התנועה במחויבויות בגין תכנית הטבה מוגדרת:

2012	2013	2014
אלפי דולר		
516	621	721
73	75	53
24	26	27
(3)	(40)	(45)
(3)	(9)	(20)
15	48	(83)
<u>622</u>	<u>721</u>	<u>653</u>

מחויבויות בגין תכניות הטבה מוגדרות
 ליום 1 בינואר
 עלויות שירות שוטף
 עלויות ריבית
 הטבות ששולמו
 רווח אקטוארי, נטו
 הפרשי שער

מחויבויות בגין תכניות הטבה מוגדרות
 ליום 31 בדצמבר

ג. התנועה בנכסי התכנית:

230	381	452
29	31	29
(1)	(4)	(15)
8	13	18
105	2	2
10	29	(52)
<u>381</u>	<u>452</u>	<u>434</u>

שווי הוגן של נכסי התכניות ליום 1
 בינואר
 הפקדות ע"י המעסיק
 הטבות ששולמו מנכסים
 הכנסות ריבית
 רווחים אקטואריים שנזקפו, נטו
 הפרשי שער
 שווי הוגן של נכסי התכניות ליום 31
 בדצמבר

ד. הוצאה שנזקפה לרווח והפסד:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2012	2013	2014
אלפי דולר		
73	75	53
24	26	27
(108)	-	-
(8)	(13)	(18)
<u>(19)</u>	<u>88</u>	<u>62</u>

עלויות שירות שוטף
 עלויות ריבית
 רווחים אקטואריים
 הכנסות ריבית נכסי התכנית

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 14 - התחייבויות נטו בגין הטבות לעובדים:

ה. תשואה בפועל:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2012	2013	2014
אלפי דולר		
<u>112</u>	<u>14</u>	<u>17</u>

התשואה בפועל על נכסי התכנית

ו. ההנחות האקטואריות העיקריות למועד הדיווח לפי ממוצע משוקלל:

2012	2013	2014
%	%	%
4.14	3.93	3.5
5.65	5.4	4.49

שיעור ההיוון ביום 31 בדצמבר
שיעור עליות שכר עתידיות

31 בדצמבר

2013		2014	
10%	-10%	10%	-10%
43.27	(37.97)	40.95	(35.92)
(3.30)	2.98	(1.49)	1.21
-	-	-	-

ניתוח רגישות

הנחת גידול בשכר

הנחת שיעורי עזיבה

הנחת שיעור התפטרות

באור 15 - 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 05/06/06 התחייב השותף הכללי להימנע מלמשוך את הכספים
המגיעים לו כתמלוגים עד שסכום הרווחים שיוחלקו 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 31.12.2014 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-3,034 אלפי דולר בגין מכירת הנפט בשנת 2014 (ב-2013 כ-3,717
אלפי דולר). סכום זה סווג כהתחייבות לזמן ארוך. לדעת הנהלת השותפות לא ניתן
להעריך את מועד הפירעון של ההתחייבות האמורה. נכון ליום 31.12.14 יתרת
ההתחייבות עמדה על סך של כ-14,255 אלפי דולר (ב-31.12.13 כ-11,221 אלפי
דולר).

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 15 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):

(2) השותף הכללי ינהל את השותפות המוגבלת וכן יהיה המפעיל בפעולות חיפוש 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 חיפוש נפט אך לא פחות מ - 22,000 דולר ארה"ב (לא כולל מע"מ) לחודש (החישוב הנ"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 (ראה באור 16 להלן).

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%.

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

הבהרה בעניין דמי המפעיל

השותף הכללי מבקש לציין כי ההגדרה בהסכם השותפות המוגבלת (להלן: "ההסכם") של "דמי מפעיל בשיעור של 7.5% מההוצאות בגין פעולות חיפוש נפט" יוצרת, למיטב הבנת השותף הכללי, קשיים ואי בהירויות בקביעת דמי המפעיל שישולמו בגין כל פעולה. הקביעה של דמי המפעיל תדרוש סיווג של כל פעולה הנעשית. השותף הכללי ידרש לקבוע לגבי כל פעולה האם מדובר בפעולות "חיפוש נפט" כמשמעותה בהסכם. בהסכם השותפות המוגבלת אין הגדרה של המונח "פעולות חיפוש נפט" יחד עם זאת סעיף 2.2.1 להסכם קובע כי: "מונחים שהוגדרו בחוק הנפט, תשי"ב – 1952, תהיה משמעותם בהסכם זה כהגדרתם בחוק האמור. מונחים המקובלים בעסקי חיפוש נפט וגז יפורשו כמשמעותם המקובלת."

ההגדרה בחוק הנפט של המונח "חיפוש נפט" הינה:

"חיפוש נפט" פירושו -

- (1) קדיחת בארות נסיון לשם מציאת נפט או לשם קביעת גדלו או גבולותיו של שדה נפט (להלן - קדיחת נסיון);
- (2) כל פעולה אחרת לחיפוש נפט, לרבות בדיקות וניסויים גיאולוגיים, גיאופיזיים, גיאוכימיים ודומיהם, וכן קדיחות להשגת ידיעות גיאולוגיות בלבד; בהתאם להגדרות האמורות, השותף הכללי זכאי לדמי מפעיל 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 "חיפוש" (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, עולה 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.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 15 - 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 קיום סייסמיים שנתקבלו מן המשרד שלקחו על עצמם המעבירים ואחרים מטעמם. על פי התחייבויות אלו, במידה ותהיה תגלית נפט בשטח בו עוברים הקיום הסייסמיים האמורים, יהיה על המתחייבים לשלם סכום כפול מהעלות של הקיום הסייסמיים הנ"ל וזאת מתוך 50% מכמות הנפט שתופק. קביעתו של משרד האנרגיה והתשתיות בנוגע לעלות יצירת המידע תהיה סופית וללא עוררין.

ביום 1 בספטמבר 1993 נתקבלה מאת משרד האנרגיה הערכה לפיה סה"כ העלות הנומנלית של הקיום האמורים הינה 1,456 אלפי ש"ח (סכום ההתחייבות בדולר נכון ליום 31.12.14 הינו כ- 749 אלפי דולר). עם זאת, הערכה זו אינה בגדר קביעה. קביעתו של משרד האנרגיה והמים בנוגע לעלות יצירת המידע לענין ההתחייבויות הנ"ל תעשה רק בעתיד. ההתחייבות בסכום האמור נזקפה בשנת 2011 במסגרת הדוחות הכספיים ויתרתה בסך 749 אלפי דולר נכללת נכון ליום 31 בדצמבר 2014 במסגרת "מדינת ישראל" בסעיף "זכאים אחרים" (31 בדצמבר 2013 – 839 אלפי דולר). בשנת 2005 קיבל השותף הכללי על עצמו התחייבות נוספת בקשר לקווים סייסמיים נוספים שהתקבלו. לגבי העלות של קווים 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.

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 30.11.05 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 21.4.2013 הסכם שענינו בהסדר שלפיו בגין התקופה שמיוני 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.

בהסכם הוגדר בין היתר, למען הסר ספק, כי לא תערך התחשבות בתום תקופת ההסכם, בגין תקופת ההסכם, לגבי סכומי ההכנסות נטו מצד אחד לבין סכומי ההוצאות מצד שני, וההפרש אם ייוצר בין אלה לגבי תקופת ההסכם, לא יגרור תשלום מצד אחד למישנהו.

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 1.4.2002 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.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 15 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):

(2) רשיון מכבי

רשיון מכבי התקבל בחודש יוני 2006 לתקופה של 3 שנים. הוא משתרע על שטח של כ- 110 קמ"ר.

בישיבת מועצת הנפט שהתקיימה ביום 15.1.2013 המליצה המועצה לשר להוסיף חלק משטח רשיון מכבי לחזקת ראש העין בהתאם לסעיפים 48 ו- 49 לחוק הנפט. כמו כן, לשם עמידה במגבלות השטח הקבועות בחוק, ממליצה המועצה לגרוע שטח בגודל דומה מחזקת ראש העין. השטח שעליו הומלץ כי יתווסף לחזקת ראש העין, הינו שטח שהומלץ מבחינה גיאולוגית בהתאם לעמדת גורמי המקצוע והוועדה המקצועית (ולא כל השטח שהתבקש מלכתחילה על ידי השותפות).

השותפות טרם קיבלה את החלטת השר בעניין זאת היקף השטחים שיוחלפו כאמור.

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

"הריני להודיע על פקיעתו של רשיון " מכבי" /330. הרישיון פקע ביום 15/6/2013."

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.

ז. חתימה על הסכם קידוחים

ביום 23.9.2012 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 תקופת ההשבתה של מגדל הקידוח. לאחר תאריך המאזן, בחודש ינואר שולם התעריף המופחת האמור. בחודש פברואר לא שולם כל תשלום בהסכמת הקבלן והצדדים מנהלים מגעים לגבי המשך התשלומים בגין תקופת ההשבתה.

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 תשכיר בשכירות משנה (החל מחודש אפריל 2015 ולתקופה שלא תפחת משישה חודשים) חלק מנפח המיכל שאינה עושה בו שימוש. כמו כן בהסכמת המשכיר ושוכר המשנה השותפות רשאית למכור 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 ידאג המשכיר להזרמת הנפט הנדרש לתחתית המיכל מסיבות תפעוליות.

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 25.3.2017.

בהתאם להסכם השכירות השותפות מעמידה ערבות בסך כ-1,046 אלפי דולר להבטחת התחייבותה על פי ההסכם.

ט. הסכמים למכירת הנפט והגז המופקים מאתר מגד 5:

(1) 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. 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.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 16 - מגבלות חקיקה:

א. חוק הנפט, תשי"ב-1952 ותקנות שהותקנו מכוחו

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 הפקת 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", "רשיון" או "שטר חזקה" (כהגדרתם בחוק) ולא יפיק אדם נפט אלא על פי רשיון 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.

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.

ב. הנחיות הממונה על ענייני הנפט

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

ג. תנאי סף להגשת בקשות לקבלת נכסי נפט

ביום 9.3.2010 פרסם משרד התשתיות הלאומיות הודעה מטעם הממונה על ענייני 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 לרשיונות 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 לחיפוש נפט בים), התשס"ו-2006 (להלן: "תקנות לחיפוש 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, גיאופיזיקה, אקספלורציה, הנדסת קידוחים, הנדסת מאגרים והנדסת הפקה, וניסיון בתחום של 10 שנים לפחות, (ב) מפעיל (חברה או קבוצה) בעל ניסיון בניהול ובביצוע פרויקט אחד לפחות בתחום חיפוש או הפקה נפט או גז בהיקף של 10 מיליון דולר - לזכות ביבשה ו- 100 מיליון דולר - לזכות בים.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 16 - מגבלות חקיקה (המשך):

- (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 לרשיונות תכלולנה פרוספקט לקדיחה בשטח המבוקש.
- (7) בקשות לזכות קדימה תכלולנה התחייבות לביצוע תוכנית העבודה ולהשקעת הסכום הנדרש בחיפוש הנפט בהתאם לסעיף 7 לחוק הנפט.
- (8) בקשות לפי סעיף 76 לחוק הנפט, תפרטנה באופן ברור את סוג הבקשה והרקע לה. הבקשה תהיה חתומה בידי מעבירי הזכות ומקבלי הזכות ותכלול, בין היתר, אישורים מקוריים על זכויות חתימה של מגישי הבקשה (המעביר והנעבר, הגורם מבקש השעבוד והגורם עליו מוטל השעבוד וכו'), בהתאם לסוג הבקשה. במידה ומדובר בבקשה של אחד מהשותפים בזכות, יש לצרף אישור של שאר השותפים כי אין מניעה מצידם לקיום הבקשה.
- (9) בבקשות להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט, תיבדק מחדש היכולת המקצועית והכלכלית של הקבוצה שמחזיקה בזכות, בהתאם להרכב החדש המוצע לאחר ביצוע ההעברה, ובהתאם לכך, יש לצרף לבקשה את כל המסמכים הנדרשים להוכחת יכולת מקצועית וכלכלית, כאילו מדובר בבקשה ראשונה לקבלת זכות.
- (10) בבקשות לאישור שעבוד – יצורף הסכם שעבוד (הסכם חתום מותנה באישור הממונה, או טיוטה סופית מאושרת בידי הבנק) ופירוט תנאי השעבוד. מובהר – אישור לשעבוד אינו אישור למימוש שעבוד.

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.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 16 - מגבלות חקיקה (המשך):

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.

ד. 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 הדין ובהתאם לפרטים ולתנאים המפורטים בהנחיות מרץ 2010 (המתוארות לעיל), על פי העניין, ובהתאם להבהרות המפורטות להלן.
- (3) לענין בקשות לרשיונות 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 לרשיונות 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 ברשיון 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.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 16 - מגבלות חקיקה (המשך):

ה. מגבלות על העברת זכויות ברשיונות לחיפוש נפט:

- ביום 15.9.2010 משרד התשתיות הלאומיות פרסם הודעה לפיה הוא שוקל את המדיניות לעניין התנאים והמקרים בהם יאושרו העברות זכויות לפי חוק הנפט, בין במישרין ובין בעקיפין, וכי הזכויות על פי חוק הנפט הינן אישיות ועד לפרסום המדיניות לא תאושרנה עסקאות אלא במקרים חריגים.
 - בהמשך להודעה האמורה, פרסם משרד התשתיות הלאומיות ביום 20.10.2010 הבהרות לתגובות הציבור לעניין אישורים לפי סעיף 76 לחוק הנפט, לפיהן הודיע על המדיניות המתוכננת לעניין מתן אישורים להעברת זכויות לפי החוק. בהודעה בכתב כדלקמן:
סעיף 76 לחוק הנפט קובע כדלקמן:
"א) היתר מוקדם, רשיון וחזקה הם אישיים ואינם ניתנים, לא הם ולא כל טובת הנאה בהם, לשעבוד או להעברה בכל דרך שהיא – פרט להורשה – אלא ברשות המנהל; ולא ירשה המנהל שעבוד או העברה של רשיון או של חזקה אלא לאחר התייעצות עם המועצה.
ב) לעניין זכות או חובה הכרוכות בהיתר מוקדם, ברשיון או בחזקה לא יוכר שום אדם זולת האדם ששמו מפורש בהיתר, ברשיון או בשטר החזקה, או מי שיזכה בהם דרך הורשה.
ג) הועבר היתר מוקדם, רשיון או חזקה, יהיו מוטלים על מקבל ההעברה כל החובות שהיו מוטלים על המעביר אלמלא ההעברה, והוא יהנה מכל הזכויות שהמעביר היה נהנה מהן אלמלא ההעברה."
(יובהר כי המנהל הינו הממונה על ענייני נפט במשרד התשתיות הלאומיות).
בהתאם להוראות הסעיף, הזכויות כאמור הינן אישיות, ואינן ניתנות להעברה, לא הן ולא כל טובת הנאה בהן למעט הורשה, אלא באישור הממונה על ענייני הנפט במשרד התשתיות הלאומיות לאחר התייעצות עם המועצה המייעצת לפי חוק הנפט. מבלי לגרוע מכלליות האמור לעיל, מובהר בזאת, למען הסר ספק, כי גם שינוי בשליטה בתאגיד המחזיק בזכויות האמורות, בין במישרין ובין בעקיפין, או מתן טובת הנאה ביחס לשליטה, טעונים אישור הממונה לאחר התייעצות עם המועצה כאמור. טובת הנאה בהקשר זה הינה כל טובת הנאה כלכלית הצומחת מן הזכות, לרבות בדרך של אחזקות במישרין או בעקיפין, תמלוגים, מידע, שעבודים וכו'.
לענין זה "החזקה", "שליטה", כשמשמעותם בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968.
 - מובהר בזאת, כי, ככלל, העברה של זכויות אשר נובעות מזכויות שהוקנו מאת המדינה מלכתחילה ללא תשלום, לא תאושר, אלא בנסיבות מיוחדות.
 - בקשות מיוחדות כאמור להעברת זכויות תיבחנה, בין היתר, בשים לב לשיקולים הבאים:
 - (1) עמידה בכל הדרישות למתן זכות על פי הנחיות הממונה על ענייני הנפט במשרד התשתיות הלאומיות כפי שתפורסמה מזמן לזמן ועל פי כל דין;
 - (2) מידת התרומה של ההעברה לקידום הפעילות בתחום חיפוש הנפט והגז;
 - (3) היתרון שבהעברת הזכות על פני החזרתה למדינה;
 - (4) שיקולים של בטחון המדינה, יחסי החוץ של המדינה, תחרות וטובת הציבור;
 - (5) משך הזמן בו הזכות תקפה (ככלל לא תיבחנה בקשות הנוגעות לרישיונות התקפים פחות משנה, אלא אם במהלך שנה זו הושקעו על ידי בעל הזכות (להלן: "המעביר"), לפחות 25% מעלות תוכנית העבודה הכוללת);
 - (6) גובה ההשקעה בתוכנית העבודה ואופן ביצוע אבני הדרך של התכנית;
 - (7) פרק הזמן שנותר עד לתום תקופת הזכות (ככלל לא תאושרנה בקשות לגבי זכויות אשר הזמן שנותר עד לתום תקופת הזכות אינו עולה על חצי שנה);
 - (8) חוסנו הכלכלי ויכולותיו המקצועיות של הגורם אשר מבקשים להעביר אליו את הזכות (להלן: "הנעבר"). לא תאושרנה בקשות לענין נעבר אשר החוסן הכלכלי והרמה המקצועית שלו אינן לפחות כמו אלה של המעביר;
 - (9) התאמה בין התמורה בעסקת ההעברה ככל שקיימת, לגובה ההשקעות שנעשו.
- עוד צוין, כי העמדות ישקלו לקראת גיבוש סופי של המדיניות, ועד לאותו מועד תוסיף לחול ההודעה מיום 15.9.10 לפיה, לא תאושרנה עסקאות אלא במקרים חריגים. מקרים חריגים יבחנו בין היתר בהתחשב בשיקולים המפורטים בסעיף (ד) לעיל.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 16 - מגבלות חקיקה (המשך):

ז. טיוטת תקנות הנפט (העברת זכויות נפט), התשע"א-2011

ביום 30.5.2011 פרסם משרד התשתיות הלאומיות לשימוע את טיוטת תקנות הנפט (העברת זכויות נפט), התשע"א-2011, שמטרתן להסדיר את הפרוצדורה להגשת בקשות להעברת זכויות בנפט תוך קביעת תנאים מנחים לפיהם הממונה רשאי לקבל בקשה כאמור, להתנות 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 שתקבלנה, עלולה להשפיע לרעה על הפעילות בתחום החיפוש וההפקה של נפט בישראל ובכלל זה על פעילות השותפות.

ח. הנחיות להגשת בקשות לדיון בישיבת מועצת הנפט

ביום 26.1.2011 פרסם הממונה הנחיות להגשת בקשות לדיון בישיבת מועצת הנפט שהתכנסה לדיון 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, בבקשות להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט ובבקשות 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 נסיון 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.

ט. 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 ברשיון אשר יכלול, לכל הפחות, את אנשי המקצוע המפורטים בהנחיות. כמו כן, על המבקש להציג יכולת כלכלית לפי חלקו היחסי ברשיון, שסכומה הכולל הינו מלוא עלות ביצוע תוכנית העבודה ברשיון ללא קידוח, בתוספת 50% מהערכת עלות ביצוע הקידוח, ובכל מקרה לא פחות מ- 5 מיליון דולר עבור הרשיון המבוקש. המבקש יצרף להצעתו ערבות בנקאית או ערבות מחברת ביטוח בסך של 100,000 ש"ח.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 16 - מגבלות חקיקה (המשך):

הבקשה תכלול פרטים הנוגעים לרשיון, 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 ברשיון להגיש ערבות בנקאית בגובה 10% מעלות תכנית העבודה המוצעת להבטחת עמידתו בתכנית העבודה. תוך חודש מקבלת הרשיון, יגיש מקבל הרשיון 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.

י. ערבויות ביצוע

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 רשיון 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 הרשיון
- (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 הרשיון ותוחזר באחד מהמקרים כדלהלן:

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 16 - מגבלות חקיקה (המשך):

המחזיק ברשיון ביצע את תוכנית העבודה לפי אבני הדרך שאושרו על ידי הממונה, אולם החליט לאחר ביצוע סקרים ו/או ביצוע קידוח ברשיון להחזיר את הרשיון למדינה, כל זאת במידה ולא הסב נזקים כלשהם.

המחזיק הרשיון הגיע לתגלית, ביצע את תוכנית העבודה, לא גרם נזקים (לסביבה או אחרים) בביצוע העבודות וקיבל חזקה. במקרה כזה, תידרש ערבות ביצוע לחזקה שתיקבע באופן פרטני לכל חזקה. רק לאחר מסירת ערבות ביצוע בגין החזקה, תוחזר ערבות הביצוע שהוגשה בגין הרשיון. 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.

יא. ערבויות למניעת נזקים

ביום 9.12.2012 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 9.12.2012 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, העלוילים 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, העלוילים 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.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 16 - מגבלות חקיקה (המשך):

עוד נכתב בהחלטה כי מדובר בסדרה שנייה של הנחיות, מתוך מכלול רחב של הנחיות, אשר יובילו להגברת הפיקוח 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.

יב. הנחיות סביבתיות לקידוחי נפט וגז טבעי ביבשה

ביום 1.8.2013 פרסם משרד האנרגיה והמים לציבור הרחב הנחיות סביבתיות לקידוחי נפט וגז טבעי ביבשה (להלן: "ההנחיות"), 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 ההפקה 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.

בהנחיות נכתב כי גופים המעוניינים מתבקשים להעביר הערות בעניין ההנחיות הסביבתיות. נכון למועד הדו"ח השותפות לומדת את הדרישות הכלולות בהנחיות ובשלב זה, השותף הכללי אינו יכול להעריך את השלכות ההנחיות והשפעתן על פעילות השותפות.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 16 - מגבלות חקיקה (המשך):

י.ג. 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 מליון דולר בגין חזקה ביבשה.
ג. בחזקות קיימות הערבויות תופקדנה במשרדי אגף הנפט בתוך 45 ימים מפרסום הנחיות אלה. השותפות הפקידה את הערבות בגין חזקת ראש העין בסך 1.5 מליון דולר.
ד. התרשם הממונה כי עקב שינוי נסיבות, בין היתר, בשל אישור שינויים בתוכנית 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. הערבויות 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 חשבון, 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.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 16 - מגבלות חקיקה (המשך):

יד. 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 וחינוש 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 ויועמד 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 9.1.2012 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.
- ג. 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 נלווים.

טו. החוק לתיקון פקודת השותפויות (מס' 5) (ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית)

לאחר תאריך המאזן, ביום 23 בפברואר 2015 פורסם החוק לתיקון פקודת השותפויות (מס' 5), התשע"ה - 2015 (להלן בסעיף זה: "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 בסעיף זה: "שותפות ציבורית").

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 16 - מגבלות חקיקה (המשך):

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.

קביעה כי מינוי המפקח, תנאי כהונתו ותקופת כהונתו יאושרו כל שלוש שנים בידי האסיפה הכללית של מחזיקי יחידות ההשתתפות.

3. 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.

4. 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 תידרש השותפות לבצע את ההתאמות הנדרשות בכללי הממשל התאגידי הקיימים.

טז. שיעבדים וערבויות

להבטחת התחייבויות השותפות המוגבלת לספקים, למדינה ולנותני שירותים שונים, נמסרו ערבויות בנקאיות בסך כולל של 2,663 אלפי דולר וכן שועבד פיקדון בסך של 320 אלפי דולר (ראה באורים 5 ו- 6 לעיל).

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 17 - הון השותפות:

א. ההרכב:

31 בדצמבר 2013	31 בדצמבר 2014				
	סך הכל	משקיעים אחרים*	השותף הכללי	בעלי היחידות	
אלפי דולר	אלפי דולר	אלפי דולר	אלפי דולר	אלפי דולר	
84,299	84,314	100	8	84,206	הון השותפות
(74,560)	(85,293)		(9)	(85,284)	בניכוי הפסד נצבר
<u>9,739</u>	<u>(979)</u>	<u>100</u>	<u>(1)</u>	<u>(1,078)</u>	

* 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 15ה'.

ב. נכון לתאריכי הדוחות על המצב הכספי המדווחים עומדת כמות יחידות ההשתתפות בשותפות על 10,569,031,651 יחידות.

באור 18 - צדדים קשורים ובעלי ענין:

א. בסעיפי המאזן נכללות יתרות של צדדים קשורים כדלהלן:

31 בדצמבר		באור	
2013	2014		
אלפי ש"ח			
11,221	14,255	15 א'	התחייבות בגין תמלוגים לשותף הכללי
540	839	15 א'	זכאים ויתרות זכות
			יתרת החובה השוטפת של בעל עניין
			הגבוהה ביותר לתקופה של 12 חודשים
			לפני תאריך המאזן
<u>33</u>	<u>-</u>		

ב. סעיפי דו"ח הרווח וההפסד נכללו:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2012	2013	2014	
אלפי דולר			
289	540	562	הוצאות לצדדים קשורים
22	23	30	דמי מפעיל לשותף הכללי (בעל השליטה בשותפות)
170	68	118	בטוח דירקטורים בשותף הכללי
4,206	3,717	3,034	תשלומים לקרוב לצד קשור לשותפות*
			תמלוגים לשותף הכללי

* בשנים 2011 ו-2012 בניהם של דירקטורים בשותף הכללי שהועסקו בעבר בשותפות. בשנת 2013 חברה בבעלות קרוב משפחה של דירקטור בשותף הכללי. החברה האמורה חדלה להעניק שירותים לשותפות בחודש ינואר 2015. בחודש דצמבר 2014 בן של דירקטור בשותף הכללי חזר לעבוד בשותפות.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 19 - אסיפה כללית של בעלי יחידות ההשתתפות

בחודש אפריל 2014 קיימה השותפות כנס משקיעים. לא התקיימו אסיפות כלליות בשנת הדיווח.

באור 20 - היבטי מיסוי:

א. השותפות המוגבלת אושרה ביום 28.9.93 על ידי נציב מס הכנסה לעניין תקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט), התשמ"ט 1988 (להלן: "התקנות"). תוקף התקנות עד 31 בדצמבר 2014. בחודש מרס 2014 אישרה וועדת הכספים הארכה של התקנות האמורות עד לסוף שנת 2014.

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:

(1) בתוך חמש שנים, מלוא תמורת ההנפקה המיידית תשמש לחיפוש 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.

(2) השותפות לא תהא רשאית ליתן הלוואות מתמורת ההנפקה המיידית ומתמורת מימוש כתבי האופציה (סדרה 6) שיונפקו בהנפקה המיידית.

(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 בחיפוש 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 בהתניה.

(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 שיגויס מהמשקיעים בשותפות אלא בתיאום ואישור מראש מרשות המיסים.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 20 - היבטי מיסוי (המשך):

ב. על מחזיק יחידת השתתפות שהוגדר בתקנות הנ"ל כ"מחזיק זכאי" יחולו הוראות סעיף 63 לפקודת מס הכנסה. בהתאם להוראות אלה, הכנסותיה והוצאותיה של השותפות מיוחסות ל"מחזיק זכאי", על פי חלקו המחושב על בסיס כמות היחידות המוחזקות על ידו בתום השנה.

ג. 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 המסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות.

ד. חוק מיסוי רווחי נפט התשע"א - 2011

בחודש ינואר 2011 אישרה ממשלת ישראל את המלצות ועדת ששינסקי להחלת שינויים במיסוי החל בענף חיפוש נפט וגז בישראל. בעקבות ההמלצות, ביום 30 במרץ 2011 התקבל בכנסת חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א-2011 (להלן: החוק) וביום 10 באפריל 2011 פורסם ברשומות. יישומן של ההמלצות והחוק יגרום 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 שיחולו בהפקה עד שנת 2014. עיקרי הוראות החוק כלהלן:

- (א) השארת שיעור התמלוגים למדינה ללא שינוי;
- (ב) ביטול ניכוי האזילה;
- (ג) הנהגת היטל רווחי נפט וגז;

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, וככשעלה היחס יגדל ההיטל בצורה פרוגרסיבית עד לשיעור המקסימאלי עד הגעת היחס ל-2.3. 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%. בנוסף נקבעו הוראות נוספות לעניי ההיטל, בין היתר, ההיטל יוכר כהוצאה לצורך חישוב מס הכנסה, גבולות ההיטל לא ייכללו מתקני יצוא; ההיטל יחושב ויוטל ביחס לכל מאגר בנפרד, 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.

- (ד) יינתן פחת מואץ על ההשקעות בשיעור 10%, עם אפשרות בחירה לפחת עד לגובה ההכנסה החייבת באותה שנה.
- (ה) מיסוי שותפות נפט - בחוק נקבעו הוראות לגבי אופן חישוב ודיווח על רווחי השותפים בשותפויות העוסקות בחיפוש נפט, לרבות אופן חישוב ותשלום המס הנובע מרווחים אלה.
- (ו) בחוק נקבעו כללים לאיחוד או להפרדה של מיזמי נפט לעניין החוק.
- (ז) נקבעו הוראות מעבר כדלקמן:

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 20 - היבטי מיסוי (המשך):

על מיזם נפט שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו לפני יום התחילה, יחולו הוראות חוק זה בשינויים אלה:

א. חלה לגבי מיזם כאמור חובת תשלום היטל בשנת המס שבה חל יום התחילה, יהיה שיעור ההיטל באותה שנת מס, מחצית משיעור ההיטל שהיה מוטל על רווחי הנפט אילולא הוראות פסקה זו ולא יותר מ- 10% ;
ב. במקרה בו עלה מקדם ההיטל בשנת המס שבה חל יום התחילה על 1.5, נקבעו כללים לאופן חישוב מקדם ההיטל בכל שנת מס שלאחריה.
ג. שיעור ההיטל שיוטל על רווחי הנפט של המיזם בכל אחת משנות המס 2012 עד 2015 יהיה שווה למחצית משיעור ההיטל שהיה מוטל על רווחי הנפט כאמור אילולא הוראות פסקה זו.
על מיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו בתקופה שמיום התחילה עד יום 1.1.2014 יחולו, בין היתר, הוראות אלה:

(1) מקדם ההיטל המינימלי יהיה בשיעור 2 במקום 1.5 והמקסימלי יהיה בשיעור 2.8 במקום 2.3 ;

(2) שיעור הפחת לגבי נכס שנרכש בשנים 2011-2013 יהיה 15% במקום 10%.

(ח) במסגרת תיקון לתקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסות בעלי זכויות נפט) (תיקון), התשע"א-2011, בוטלה ההכרה כהוצאה שוטפת בהוצאות פיתוח בגין מאגרים שההפקה המסחרית מהם תחל לאחר 1.1.2014, ויחולו לגביהן כללי ההפחתה שנקבעו בחוק מיסוי רווחי נפט.

יצוין כי ניכוי האזילה בוטל במסגרת תיקון לתקנות מס הכנסה בתחולה מיום 1 במאי 2011.

ההוראות בדבר הטלת היטל רווחי נפט וגז הינן בתחילה מיום 10 באפריל 2011, וההוראה בדבר מיסוי שותפות נפט (פסקה ה לעיל) בתחולה משנת המס 2011.

(ט) עוד נקבעו הוראות מעבר שמהן רלוונטיות לשותפות הוראת המעבר המתייחסת למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו בתקופה שמיום התחילה עד יום 1.1.2014 שהוראותיה הן:

(1) תקופת הרצה" תהיה 48 חודשים במקום 24 חודשים;

(2) מקדם ההיטל המינימלי יהיה בשיעור 2 במקום 1.5 יבוא והמקסימלי יהיה בשיעור 2.8 במקום 2.3 ;

(3) שיעור הפחת לגבי נכס שנרכש בשנים 2011-2013 יהיה 15% במקום 10% .
(השותפות הגיעה כבר להפקה מסחרית כמשמעותה בחוק האמור).

(י) כמו כן, אושר תיקון תקנות הניכויים באופן שניכוי האזילה בוטל. כמו כן בוטל הניכוי כהוצאה שוטפת של "הוצאות חיפוש" למועד שלאחר הגשת בקשה לחזקה (לשותפות ישנה חזקה - חזקת ראש העין). מאידך גיסא, על השותפות חלה הוראת מעבר המאפשרת לה זיכוי כהוצאה שוטפת של "הוצאות פיתוח" (אף שניכוי כהוצאה שוטפת של הוצאות פיתוח בוטל לגבי מי שהוראת המעבר האמורה אינה חלה עליהם). יצוין כי ביום 18.3.14 אישרה ועדת הכספים של הכנסת תיקון לתקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט) תשמ"ט-1988 ("תקנות 1988"). על פי התיקון, בין היתר, תושמט המלה "פיתוח" מהגדרת "הוצאות חיפוש" ופיתוח" וכן מתקנה 2(ב) לתקנות 1988 אשר נוסחה לפני התיקון היה: "על מחזיק זכאי יחולו הוראות סעיף 63 לפקודה כיחס חלקו בשותפות, לרבות חלקו האמור בהוצאות חיפוש ופיתוח של השותפות". בתיקון האמור של תקנות 1988 לא נכללה הוראת מעבר דומה לזו שנכללה בתיקון לתקנות הניכויים כנזכר למעלה. יחד עם זאת בישיבתה האמורה, מיום 18.3.14, של ועדת הכספים הודיעה גב' ליאת גרבר, ממנה על חקיקה ברשות המסים, משרד האוצר, לפרוטוקול (על פי בקשת יו"ר הוועדה, חבר הכנסת ניסן סלומינסקי) כי הוראת המעבר האמורה שבתקנות הניכויים חלה אותו דבר גם על תקנות 1988.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 20 - היבטי מיסוי (המשך):

ה. **פרסום חוק לשינוי נטל המס (תיקוני חקיקה), התשע"ב-2011.**
ביום 1.1.2012 נכנס לתוקפו החוק לשינוי נטל המס (תיקוני חקיקה), התשע"ב-2011 הרפורמה במס במסגרת החוק כוללת בין היתר את השינויים הבאים:

- (1) שיעורי המס על יחידים – עצירת מתווה הפחתת שיעורי המס על יחידים והעלאת שיעור המס על יחידים במדרגת המס העליונה משיעור של 45% לשיעור של 48%.
 - (2) שיעורי המס על חברות – עצירת מתווה הפחתת שיעור מס החברות והעלאת מס החברות ל 25%-משנת 2012.
 - (3) מיסוי רווחי הון – העלאת המס על ריבית, דיבידנד ורווח הון ראלי לגבי יחידים מ- 20% ל- 25% ולגבי בעל מניות מהותי מ- 25% ל- 30%.
- עצירת מתווה הפחתת שיעור מס החברות כאמור לעיל והעמדתו על שיעור של 25% תקטין את שיעור ההיטל על רווחי הנפט ושיעורו המקסימלי יעמוד על 45.52%.

ו. **החוק לשינוי סדרי עדיפויות לאומיים (תיקוני חקיקה להשגת יעדי התקציב לשנים 2013 ו-2014) התשע"ג-2013**

ביום 5 באוגוסט 2013 פורסם ברשומות החוק לשינוי סדרי עדיפויות לאומיים (תיקוני חקיקה להשגת יעדי התקציב לשנים 2013 ו-2014) התשע"ג-2013 (להלן- "חוק ההסדרים"), לחוק ההסדרים השפעה מיסויית רחבת היקף ובין היתר נכללו בו עדכונים לשיעור המס החל על היחיד וכן עדכון בשיעור מס החברות ל-26.5% החל משנת 2014.

ז. **תשלום מס מכח חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א 2011**

על-פי הוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א 2011 (להלן: "חוק מיסוי רווחי נפט"), השותף הכללי חייב להגיש לפקיד השומה דו"ח המאושר על-ידי רואה חשבון על הכנסתה החייבת של השותפות או הפסדיה ובעת הגשתה הדוח על השותף הכללי לשלם את המס הנובע ממנו, וזאת על חשבון המס חייבים בו השותפים בשותפות בשנת המס שלגביה הוגש הדוח (היינו, על חשבון מחזיקי היחידות הזכאים כפי שהיו 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 שהינם חבר בני אדם ושיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהינם יחידים, כאשר לענין זה יראו את הכנסתם החייבת של היחידים כאילו חל עליהם 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 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 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 השתתפות וכן סכום המס ששולם על ידי השותף הכללי עבור מחזיקי היחידות בגין כל יחידת השתתפות של השותפות. הואיל ואין בידי השותף הכללי נתונים מלאים בדבר שיעור חלקם היחסי של המחזיקים הזכאים שהם 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 החלו. 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 (המשך)

באור 21 - פירוטים נוספים לדוחות על ההפסד הכולל:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2012	2013	2014
אלפי דולר		
28	747	32
3,206	3,154	2,732
(747)	(32)	(143)
<u>2,487</u>	<u>3,869</u>	<u>2,621</u>

א. עלות הפקה ואחסנת נפט:

מלאי פתיחה
עלויות הפקה ואחסנה
מלאי סגירה
סה"כ

מלאי הנפט נמכר באופן שוטף ומוערך לפי תמחור עלות ההפקה לחבית. נכון ליום 31.12.2014 קיימת יתרת מלאי נפט של 12,640 חביות בסך כ-143 אלפי דולר בספרי השותפות. ביום 31.12.2013 היתה יתרת מלאי של 2,181 חביות בסך כ-32 אלפי דולר בספרי השותפות.

ב. הוצאות חיפושי נפט וגז חומרים וציוד מתכלה:

1,917	3,160	5,214
1,332	2,686	2,486
3,249	5,846	7,700
(3,160)	(5,214)	(5,351)
89	632	2,349
879	1,238	1,019
* 3,273	17,924	9,699
126	530	315
-	202	350
1	20	38
1	-	-
160	74	41
177	129	241
* -	149	162
<u>4,706</u>	<u>20,898</u>	<u>14,214</u>
(36)	-	-
<u>4,670</u>	<u>20,898</u>	<u>14,214</u>

מלאי בתחילת השנה
קניות, נטו

מלאי בסוף שנה
סה"כ חומרים וציוד מתכלה
עלויות אחרות:

משכורות ונלוות
שכירות, אחזקה, הכשרה וביצוע קידוח ומבחנים
דמי מפעיל
אבטחה
ביטוחים
נסיעות לחו"ל
אגרות ורשיונות
אחזקת רכב
פחת והפחתות

בניכוי חלק משקיעים אחרים*
סך עלויות נטו

* ראה באור 15 ה.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 21 - פירוטים נוספים לדוחות על ההפסד הכולל (המשך):

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2012	2013	2014
אלפי דולר		
376	474	656
163	163	247
6	6	1
318	287	240
395	304	377
34	38	42
94	227	320
18	19	20
62	78	92
79	114	55
3	-	-
15	22	38
2	-	-
1,565	-	2,088
(13)	-	-
1,552	1,732	2,088

ג. הוצאות והנהלה כלליות:

משכורות ונלוות
דמי מפעיל
פחת
שירותים מקצועיים
יעוץ משפטי
ביטוחים
שכירות, אחזקה ומשרדיות
תקשורת
אחזקת רכב
פרסום ויחסי ציבור
נסיעות ואירוח לחו"ל
מיסים ואגרות
אחרות

סה"כ

בניכוי חלק משקיעים אחרים*

סה"כ הוצאות נטו

* ראה ביאור 15 ה.

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2012	2013	2014
אלפי דולר		
28	26	52
97	99	686
125	125	-
125	125	738
(292)	(127)	(16)
(292)	(25)	(637)
(292)	(152)	(653)
(167)	(27)	85

ד. הוצאות (הכנסות) מימון:

הוצאות מימון:
עמלות בנק וריבית בגין ARO
ריבית בגין תעודות ההתחייבות
הפרשי שער

הכנסות מימון:
בגין פקדונות
הפרשי שער

סה"כ

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 22 - 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:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2012	2013	2014	
אלפי דולר			
<u>10,569,032</u>	<u>10,569,032</u>	<u>10,569,032</u>	מספר יחידות ההשתתפות המשוקללות (באלפי יחידות)
			ההפסד ששימש בחישוב ההפסד ליחידת השתתפות (באלפי דולר)
<u>(534)</u>	<u>(11,694)</u>	<u>(10,655)</u>	הפסד לשנה - חלקו של השותף המוגבל

באור 23 - מכשירים פיננסיים:

א. שווי הוגן של מכשירים פיננסיים

השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים המוצגים במאזני השותפות המוגבלת לימים 31 בדצמבר 2014 ו- 2013 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 מזילות. 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 המופקדת 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 מזילות.

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 המאזן 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 חיפוש נפט מתנהלות בדרך כלל בדולר ארה"ב, בתקופות קידוחים עשויה השותפות המוגבלת להיות חשופה לתנודות בשער החליפין של הדולר. גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

שינויים סבירים בשערי החליפין במטבעות החוץ לתאריך המאזן לא היו מביאים לשינויים מהותיים ברווח ובהון השותפות.

תנאי הצמדה של יתרות כספיות בדו"חות הכספיים

דוח בסיסי הצמדה						
ל י ו ם 31 בדצמבר 2014						
אלפי \$						
סה"כ	לא כספי	ללא הצמדה	אירו	ליש"ט	ש"ח	סעיף/ בסיס הצמדה
רכוש:						
1,076		979			97	מזומנים ושווי מזומנים
1,780		1,780				פקדונות לזמן קצר
1,211		320			891	מזומנים מוגבלים
786		786				בשימוש
675		675				נגזר על מחיר הנפט
706	347	177			182	לקוחות
5,494	5,494					אחרים
1,046					1,046	מלאי
4,092	4,092					פקדונות לזמן ארוך
5,695	5,695					רכוש קבוע
22,561	15,628	4,717			2,216	נכסי נפט וגז
סה"כ רכוש התחייבויות:						
(3,133)		(266)	(16)	(62)	(2,789)	ספקים ואחרים
(14,255)		(14,255)				התחייבות בשל תמלוגים
(839)		(839)				לשותף הכללי
(321)		(321)				צדדים קשורים
(4,773)					(4,773)	הפרשות
(219)	(219)					הלוואות וחלויות שוטפות
(23,540)	(219)	(15,681)	(16)	(62)	(7,562)	התחייבות בשל סיום
979	15,409	(10,964)	(16)	(62)	(5,346)	יחסי עובד- מעביד
סה"כ התחייבויות סה"כ יתרות מאזניות נטו						

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 23 - מכשירים פיננסיים (המשך):

(2) סיכון ריבית

נכון ליום 31.12.14 מחזיקה השותפות המוגבלת בפקדונות שקליים ובפיקדונות במט"ח לזמן קצר ובריבית משתנה. נכון לאותו מועד תעודת ההתחייבות שהנפיקה השותפות נושאת ריבית קבועה (ראה ביאור 13). הפקדונות בריבית משתנה חושפים את השותפות לסיכון תזרימים מזומנים בגין שינויים בשיעורי ריבית.

(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 7).

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

סיכויי 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 פרעונן. על מנת להשיג מטרה זו השותפות המוגבלת שואפת להחזיק יתרות מזומנים ופקדונות על מנת לענות על הדרישות החוזיות. האמור אינו מביא בחשבון השפעה של תרחישים קיצוניים שאין אפשרות לצפותם. 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.

להלן מועדי הפרעון החזויים של ההתחייבויות הפיננסיות (בהתאם לערכים הנקובים לסילוק), בהתבסס, היכן שרלבנטי, על שיעורי הריבית ושערי החליפין לתאריכי המאזן:

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 23 - מכשירים פיננסיים (המשך):

ו. ניתוח מועדי המימוש של המכשירים הפיננסיים המאזניים *

סה"כ	עד שלושה חודשים	מל 3 חודשים ועד שנה	1-3 שנים	3-5 שנים	סה"כ
					אלפי דולר
4,123	977	2,100	1,046	-	
675	675				
706	706	-	-	-	
<u>5,504</u>	<u>2,358</u>	<u>2,100</u>	<u>1,046</u>	<u>-</u>	

31.12.2014:

פקדונות בבנקים
לקוחות
חייבים ויתרות חובה

סה"כ	עד שלושה חודשים	מל 3 חודשים ועד שנה	1-3 שנים	3-5 שנים	סה"כ
					אלפי דולר
9,692	5,848	1,942	1,902	-	
1,732	1,732				
1,173	1,173	-	-	-	
<u>12,597</u>	<u>8,753</u>	<u>1,942</u>	<u>1,902</u>	<u>-</u>	

31.12.2013:

פקדונות בבנקים
לקוחות
חייבים ויתרות חובה

סה"כ	עד שלושה חודשים	מל 3 חודשים ועד שנה	1-3 שנים	3-5 שנים	מל 5 שנים	סה"כ
						אלפי \$
1,435	1,435	-	-	-	-	
1,698	1,698	-	-	-	-	
<u>3,133</u>	<u>3,133</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	

~~מועדי פרעון חזויים~~

~~31.12.14: התחייבות ליום~~

~~ספקים ונותני שירותים~~

~~זכאים ויתרות זכות~~

~~סה"כ~~

31.12.13: התחייבות ליום

ספקים ונותני שירותים

זכאים ויתרות זכות

סה"כ

* 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 באור 15(א). בנוסף, הניתוח אינו כולל את ההתחייבות בגין תעודות ההתחייבות וזאת לאור קבלת ההלוואה לאחר תאריך המאזן שהחליפה אותם, ראה ביאור 13ב' וז' להלן.

ז. הלוואה שהתקבלה לאחר תאריך המאזן לשם פירעון תעודות ההתחייבות (ראה ביאור 13ב') להלן ניתוח מועדי המימוש בגין הלוואה זו:

אלפי דולר	
1,446	מל 3 חודשים ועד שנה
3,696	1-3 שנים
<u>5,142</u>	

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים (המשך)

באור 24 - אירועים לאחר תום תקופת הדיווח:

- א.** ביום 8.1.2015 התקבלה החלטה בוועדת הדוחות לאמץ את כל הוראות תקנה 5 ד(ב) שעניין הקלות בדיווחים לתאגיד קטן, ככל שהן (או שתהיינה) רלוונטיות לתאגיד. ראה ביאור 1 ח'.
- ב.** לגבי החוק לתיקון פקודת השותפויות ראו באור 16 (טו).
- ג.** ביום 3 בפברואר 2015 חדל לכהן מר יגאל פלברט כסמנכ"ל כספים של השותפות. באותו יום מונה אביעד אודיש לשמש כמנהל הכספים של השותפות.
- ד.** ביום 10 למרס 2015 הגישה החברה להגנת הטבע עתירה נגד השותפות – ראה ביאור 15 (י') (2).
- ה.** ביום 12 למרס 2015 הודיעה השותפות כי אושרה לה קבלת הלוואה מבעלי שליטה בסך 20 מיליון ש"ח. הכסף ישמש לצורך פרעון תעודת ההתחייבות - ראה ביאור 13.

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

דוח תקופתי לשנת 2014

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: 31/12/2014

תאריך הדו"ח: 30/3/2015

תקנה 9ד: דו"ח מצבת התחייבויות לפי מועדי פרעון
לפרטים בדבר מצבת התחייבויות השותפות ליום 31.12.2014 ראו דו"ח מיידי נפרד המפורסם בסמוך לדו"ח זה.

תקנה 10 א': תמצית דוחות רווח והפסד רבעוניים

דוחות רווח והפסד לתקופות של שלושה חודשים

שנסתיימו ביום האחרון של כל רבעון

לשנת 2014 באלפי דולר

Q1	Q2	Q3	Q4	סה"כ	
(3,393)	(3,656)	(4,075)	(2,376)	(13,500)	הכנסות ממכירת נפט
539	528	459	316	1,842	בניכוי תמלוגים ששולמו למדינה
857	862	726	589	3,034	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
(1,997)	(2,266)	(2,890)	(1,471)	(8,624)	הכנסות נטו
532	677	761	651	2,621	עלות הפקת הנפט
178	210	195	159	742	פחת והפחתות
5,872	4,514	2,710	1,118	14,214	הוצאות חיפוי נפט
473	579	480	556	2,088	הוצאות הנהלה וכלליות
-	-	217	(688)	(471)	הוצאות (הכנסות) אחרות
7,055	5,980	4,363	1,796	19,194	סה"כ
5,058	3,714	1,473	325	10,570	רווח (הפסד) תפעולי
(13)	-	(440)	(200)	(653)	הכנסות מימון
12	292	225	209	738	הוצאות מימון
(1)	292	(215)	9	85	סה"כ מימון
5,057	4,006	1,258	334	10,655	רווח לשנה

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 קדחה השותפות את הקידוח העוקף במגד 6 וביצעה לוגים, צמנט, דיפון ונסיון לפתור את בעיית אובדן הלחץ בבאר וכן קידוח ניטור עמוק ונמשכו מבחני ההפקה ארוכי הטווח במקטע 8b בקידוח מגד 5.

בשנת 2014 הוציאה השותפות הוצאות חיפוי נפט בסכום של 14,214 אלפי \$. הוצאות ההנהלה והכלליות בתקופה זו היו 2,088 אלפי \$.

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 חיפוש 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 "דמי מפעיל" (לרבות גם ממשתתפים אחרים, אם יהיו) בשיעור של 7.5% מההוצאות בגין פעולות חיפוש 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 חיפוש הנפט שהוצאו באותו חודש קלנדרי.

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 12 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), יוסף פרוליק נמנע בהצבעה וטוביה 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 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 אחיד קבוע השווה ל-20.455% מתפוקת הנפט לפרטים ראו בתקנה 22 להלן.

השותפות נושאת בהוצאות רכב של הדירקטורים (שמואל בקר, נגה בן דוד וטוביה לוסקין). כמו כן נושאת השותפות בעלויות מכשיר טלפון נייד של הדירקטור טוביה לוסקין.

במכתב מיום 9.2.96 הודיע השותף הכללי לגיאולוג הראשי 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.

במכתב מיום 13 ביוני 1999 הודיע השותף הכללי למר יגאל פלברט (סמנכ"ל הכספים בשותפות עד ליום 28.2.2015) 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. לפרטים על סיום עבודתו של מר פלברט בשותפות ראו בסעיף 10 בחלק הראשון לעיל.

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
615,501	---	---	4,248	32,604	578,649	-----	100%	מנכ"ל עבור תקופה של כ- 4 חודשים	יוסי זינגר
	---	---			36,589	-----	80%	מנכ"ל עבור תקופה של חצי חודש	אבי מעוז
685,177	---	---	2,350	55,800	627,027	0.05%	100%	סמנכ"ל הכספים	יגאל פלברט
510,953	---	---	---	---	510,953	0.001%	-----	יועץ חיצוני ומנכ"ל זמני במשך כחצי שנה	גורא איילנד
571,561			2,640	55,840	513,081	0.006%	100%	סמנכ"ל לוגיסטיקה	דרור ברודר
627,679			2,010	55,140	570,529	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 ההתגמולים 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
143,349	---	---	432	7,800	135,117	-----	80%	מנכ"ל	אביגדור מעוז
392,214			470	9,300	382,444	0.05%	100%	סמנכ"ל הכספים עבור חודשיים	יגאל פלברט
89,804	---	---	320	9,100	80,384	---	100%	מנהל כספים עבור חודשיים	אביעד אודיש
88,371	----	----	480	9,190	78,701	0.006%	100%	סמנכ"ל לוגיסטיקה	דרור ברודר
95,183	----	----	400	9,150	85,633	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 מיום 19.5.2009) שולמו לבעלי העניין בשנת הדיווח שכר וטובות הנאה כדלקמן- דמי מפעיל בסך 264 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:

שם	תפקיד	היקף משרה	שיעור החזקה בהון השותפות	תגמולים בעבור שירותים בש"ח			תגמולים אחרים		סה"כ בש"ח
				שכר ו/או שכר דירקטורים	הוצאות רכב*	אחרות	שכירות	אחרות	
טוביה לוסקין	דירקטור בשותף הכללי	-----	-----	113,455	44,827	1,676	---	---	159,958
שמואל בקר	דירקטור בשותף הכללי	-----	-----	113,455	12,844	---	-	-	126,299
נגה בן דוד	דירקטור בשותף הכללי	-----	0.03%	113,455	45,356	---	---	---	158,812
יוסף פרוליק	דירקטור בשותף הכללי עבור 10 חודשים**	-----	-----	32,310	-----				32,310

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

** יציין כי השכר למר פרוליק בגין שנת 2014 טרם שולם בשל סירובו של מר לוסקין לחתום על הוראת התשלום, לפרטים ראו סעיף 10.1 בחלק הראשון לעיל. כתוצאה מסרוב זה החל מחודש אוגוסט 2014 ועד למועד הדו"ח, השותפות המשיכה להעביר את תשלום דמי המפעיל החודשיים לשותף הכללי (לאחר שנת הדיווח הועברו דמי ממפעיל חודשיים בסכום כולל של 59.4 אלפי דולר) אך לא שולם שכר גם לדירקטורים האחרים בשותף הכללי (נגה בן דוד, שמואל בקר וטוביה לוסקין).

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

שיעור התמלוגים שיקבל השותף הכללי 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.

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.

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 קרובי משפחה של בעלי עניין בשותפות שהועסקו ע"י השותפות

להלן מובאים פרטים על העסקתם של מר ראובן לוסקין (בנו של טוביה לוסקין-מנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי) ומר אמיר בן דוד (בנו של מר נגה בן דוד-דירקטור בשותף הכללי) ע"י השותפות כעובדים שכירים (ביום 31.12.2012 סיים מר ראובן לוסקין את עבודתו בשותפות וביום 30 באפריל 2013 סיים אמיר בן דוד את עבודתו בשותפות. אמיר בן דוד חזר לעבוד בשותפות החל מחודש דצמבר 2014):

שם העובד	תפקיד	תאריך תחילת העסקה	עלות העסקתו הכוללת בשנת 2014 בש"ח	עלות העסקתו הכוללת בשנת 2013 בש"ח	עלות העסקתו הכוללת בשנת 2012 בש"ח
ראובן לוסקין	עוזר לסמנכ"ל לוגיסטיקה	01.02.2006	0	0	377,083
אמיר בן דוד	עוזר מנכ"ל תפעול ופיתוח	16.12.2014	22,724	92,173	276,519

עלות העסקתו הכוללת של ראובן לוסקין בשנת 2011 עמדה על 241,938 ₪, בשנת 2010 עמדה על 198,707 ₪, בשנת 2009 171,588 ₪, בשנת 2008 115,694 ₪, בשנת 2007 153,074 ₪, בשנת 2006 123,688 ₪.

אמיר בן דוד בעל תואר בהנדסה מהטכניון החל את עבודתו בשותפות ביום 23.10.2011 (עלות העסקתו בשנת 2011 עמדה על 54,712 ₪).

העסקתם של ראובן לוסקין ואמיר 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 מכה 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 ₪. יצויין כי מר לוסקין מסרב לחתום על תשלומי המשכורת לאמיר בן דוד וטוען כי תשלום המשכורת לאמיר בן דוד נעשה בדרך לא חוקית ובניגוד להסדרי החתימה בשותפות.

ביום 26.12.2012 אישר דירקטוריון השותף הכללי (לאחר שקיבל את המלצת הועדה 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 הועדה 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 2014 שולם למפקח מנכסי הנאמנות סכום של כ- 53 אלפי דולר.

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: גגה בן דוד מס' ת.ז. 3800224
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. מוחזק בתאריך 29/3/2015: 356,929,067 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 3.34%.
3. שם בעל העניין: עודד בן דוד מס' ת.ז. 3800224
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2015: 67,399,606 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.64%.
4. שם בעל העניין: דרור ברודר מס' ת.ז. 02272819
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%.
5. שם בעל העניין: ולדימיר שטיינגולץ מס' ת.ז. 306407040
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2015: 4,464,923 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 פיישר	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' הנישיאים 1/19 הוד השרון	רותם אפרים	11/02/2009	####
238		רח' לה גרדיה 76 ת"א	אבינועם 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 בני ברק	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 פיישר	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

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).
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: חבר בדירקטוריון – דירקטור בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית.
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, בנו 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: 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: אח של נגה בן דוד, דירקטור בשותף הכללי – גבעות עולם נפט בע"מ.
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.

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 ידן 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 לפריון 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. מר וולדימיר שטיינגולץ, ת.ז. 306407040.
2. שנת לידה: 1950.
3. המען: יפה רום 20\88 ירושלים.
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: EXPLORATION MANAGER והגיאולוג הראשי של 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: דוקטור בגיאולוגיה בתחום הנפט מאוניברסיטת מוסקוואה.

נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: הגיאולוג הראשי של השותפות מאז שנת 1993.
8. התאריך שבו החלה כהונתו: 7/12/2011.

- ה. 1. גיא מונרוב מס' ת.ז. 024163677
2. שנת לידה: 1969
3. המען: בית באומן בר ריבנאי, החילזון 6, רמת גן (אצל אלקלעי מונרוב ושות').
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 ענין: לא.
7. השכלתו: רואה חשבון מוסמך, בעל תואר ראשון, מבקר פנימי מוסמך CIA, מבקר מערכות מידע מוסמך CISA, מוסמך בסיכונים ובקרת מערכות מידע CRISC.
נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: שותף- בקרה וניהול סיכונים AlMo במשרד רואה חשבון אלקלעי מונרוב ושות'.
תאגידים אחרים שבהן הוא משמש כדירקטור: אין
8. התאריך שבו החלה כהונתו: 01/09/12.
תקנה 26 ב: מורשי חתימה עצמאיים
בשותפות לא קיים מורשה חתימה עצמאי.

תקנה 27: רואה החשבון של התאגיד

קסלמן וקסלמן, רואי חשבון
רחוב הרטום 19 ירושלים.

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%.

השותף הכללי יביא הצעת החלטה כאמור לעיל לאסיפה הכללית הבאה שתכנס.

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.

תקנה 29(א): המלצות מנהלים בפני האסיפה הכללית

לא התקיימו אסיפות כלליות בשנת הדיווח.

תקנה 29(א)(2): שינוי ההון הרשום או המונפק של התאגיד

לא נרשמו יחידות למסחר בשנת הדיווח.

הסכם השותפות המוגבלת כולל הוראות בדבר פטור מאחריות שיפוי וביטוח של השותף הכללי עובדיו ומנהליו.

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 2015

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. נגה בן דוד
מנכ"ל	3. אביגדור מעוז

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

פרק חמישי **הצהרות מנהלים**

שנת 2014

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).

הצהרות מנהלים

הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים
לפי תקנה 9ב(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 2014 (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 2015

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 2014 (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 2015

תאריך

אביגדור מעוז, מנכ"ל

נספח

דו"ח רזרבות

לשנת

2014

March 30, 2015

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 30, 2015, 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, 2014, 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, 2014, for these properties.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By: 
Danny D. Simmons, P.E.
President and Chief Operating Officer

CEI:RGH

March 30, 2015

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, 2014, 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, 2014, 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. 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, 2015, exchange rate was 3.97 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, 2014, 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	4,685.1	4,638.3	108,620.4	62,502.7
Probable	7,774.5	7,696.7	232,740.5	111,934.0
Proved + Probable	12,459.6	12,335.0	341,361.0	174,436.7
Possible	16,987.2	16,817.3	629,324.4	275,862.1
Proved + Probable + Possible	29,446.8	29,152.3	970,685.3	450,298.8

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, 2014, 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	79,442.5	59,201.7	45,034.9	34,794.9	27,180.1
Probable	94,166.6	66,643.1	48,167.6	35,411.6	26,389.7
Proved + Probable	173,609.1	125,844.8	93,202.4	70,206.5	53,569.8
Possible	188,654.9	118,232.7	78,159.3	54,310.6	39,538.3
Proved + Probable + Possible	362,264.0	244,077.5	171,361.8	124,517.1	93,108.2

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 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, an 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>
12-31-2015	59.50
12-31-2016	75.03
Thereafter	99.00

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, 2014, 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 ⁽¹⁾	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 ⁽¹⁾	153	263	414	7,173	17,764	39,313

⁽¹⁾ 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, 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 15, 2015, 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

/s/ C.H. (Scott) Rees III

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

/s/ Chad E. Ireton

By: Chad E. Ireton, P.E. 115760
Petroleum Engineer

/s/ Shane M. Howell

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

Date Signed: March 30, 2015

Date Signed: March 30, 2015

CEI:RGH

Please be advised that the digital document you are viewing is provided by Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) as a convenience to our clients. The digital document is intended to be substantively the same as the original signed document maintained by NSAI. The digital document is subject to the parameters, limitations, and conditions stated in the original document. In the event of any differences between the digital document and the original document, the original document shall control and supersede the digital document.

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

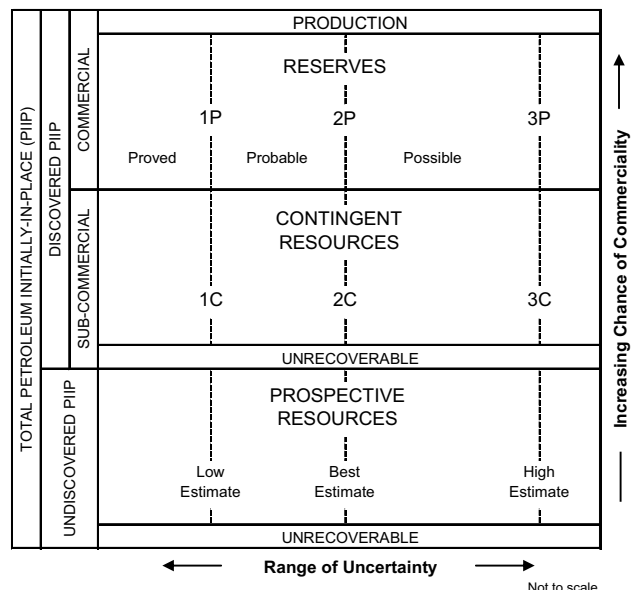


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

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:

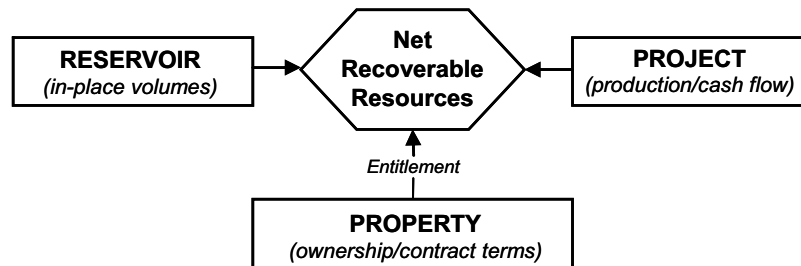


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- 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
Reserves	Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions.	Reserves must satisfy four criteria: 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. 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. 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.
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	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%. The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.

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
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.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable 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.
Prospective Resources	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
Developed Reserves	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
Undeveloped Reserves	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
Proved Reserves	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.	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. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the 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). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	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.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

Excerpted from the Petroleum Resources Management System Approved by
the Society of Petroleum Engineers (SPE) Board of Directors, March 2007

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

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, 2014

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (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\$)					
12-31-2015	2	8,660.8	1,082.6	0.0	0.0	1,082.6	8,072.3	0.0	4,628.5	(5,122.6)	(4,884.2)
12-31-2016	3	28,153.4	3,519.2	0.0	0.0	3,519.2	44,892.7	0.0	8,395.1	(28,653.6)	(24,836.5)
12-31-2017	4	96,472.2	12,059.0	0.0	0.0	12,059.0	4,455.0	0.0	18,222.6	61,735.6	48,646.7
12-31-2018	4	74,727.0	9,340.9	28,722.3	0.0	38,063.2	0.0	0.0	14,620.4	22,043.5	15,790.9
12-31-2019	4	53,322.7	6,665.3	35,582.8	0.0	42,248.1	0.0	0.0	11,074.6	0.0	0.0
12-31-2020	4	38,401.3	4,800.2	11,246.3	0.0	16,046.4	0.0	0.0	8,602.8	13,752.1	8,141.6
12-31-2021	4	27,938.8	3,492.4	5,713.5	0.0	9,205.8	0.0	0.0	6,869.6	11,863.4	6,384.9
12-31-2022	4	20,403.7	2,550.5	4,172.6	0.0	6,723.0	0.0	0.0	5,621.4	8,059.3	3,943.2
12-31-2023	3	13,976.7	1,747.1	2,858.2	0.0	4,605.3	0.0	1,485.0	4,556.7	3,329.7	1,481.0
12-31-2024	3	8,759.3	1,094.9	1,791.3	0.0	2,886.2	0.0	0.0	3,692.4	2,180.7	881.8
12-31-2025	3	27,849.7	3,481.2	5,695.3	0.0	9,176.5	247.5	0.0	6,854.8	11,570.9	4,253.5
12-31-2026	3	17,392.4	2,174.1	3,556.8	0.0	5,730.8	0.0	0.0	5,122.5	6,539.1	2,185.3
12-31-2027	2	11,584.3	1,448.0	2,369.0	0.0	3,817.0	0.0	1,485.0	4,160.4	2,121.9	644.6
12-31-2028	1	7,848.8	981.1	1,605.1	0.0	2,586.2	0.0	1,485.0	3,541.6	236.1	65.2
12-31-2029	1	5,330.0	666.3	1,090.0	0.0	1,756.2	0.0	0.0	3,124.3	449.5	112.9
12-31-2030	1	3,624.9	453.1	330.0	0.0	783.1	0.0	0.0	2,841.9	0.0	0.0
12-31-2031	1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,485.0	0.0	(1,485.0)	(308.1)
Total		444,446.3	55,555.8	104,732.9	0.0	160,288.7	57,667.5	5,940.0	111,929.6	108,620.4	62,502.7

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽⁴⁾ (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\$)
12-31-2015	0.0	0.0	(5,122.6)	26.5	0.0	(5,122.6)	(4,999.2)	(4,884.2)	(4,776.9)	(4,676.3)
12-31-2016	0.0	0.0	(28,653.6)	26.5	0.0	(28,653.6)	(26,631.5)	(24,836.5)	(23,234.4)	(21,797.5)
12-31-2017	0.0	0.0	61,735.6	26.5	7,409.2	54,326.3	48,088.0	42,808.4	38,305.9	34,439.5
12-31-2018	0.0	0.0	22,043.5	26.5	5,841.5	16,202.0	13,658.6	11,606.3	9,934.0	8,559.2
12-31-2019	0.0	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	0.0	0.0	13,752.1	26.5	3,644.3	10,107.8	7,728.9	5,984.1	4,686.2	3,708.2
12-31-2021	0.0	0.0	11,863.4	26.5	3,143.8	8,719.6	6,349.9	4,692.9	3,515.3	2,665.7
12-31-2022	0.0	0.0	8,059.3	26.5	2,135.7	5,923.6	4,108.3	2,898.3	2,076.6	1,509.1
12-31-2023	0.0	0.0	3,329.7	26.5	882.4	2,447.3	1,616.5	1,088.6	746.0	519.6
12-31-2024	0.0	0.0	2,180.7	26.5	577.9	1,602.8	1,008.3	648.1	424.9	283.6
12-31-2025	0.0	0.0	11,570.9	26.5	3,066.3	8,504.6	5,095.3	3,126.3	1,960.3	1,253.9
12-31-2026	0.0	0.0	6,539.1	26.5	1,732.9	4,806.2	2,742.4	1,606.2	963.3	590.5
12-31-2027	0.0	0.0	2,121.9	26.5	562.3	1,559.6	847.5	473.8	271.8	159.7
12-31-2028	0.0	0.0	236.1	26.5	62.6	173.5	89.8	47.9	26.3	14.8
12-31-2029	0.0	0.0	449.5	26.5	119.1	330.4	162.8	82.9	43.5	23.5
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	0.0	0.0	(1,485.0)	26.5	0.0	(1,485.0)	(663.9)	(308.1)	(148.0)	(73.3)
Total		0.0	108,620.4		29,177.9	79,442.5	59,201.7	45,034.9	34,794.9	27,180.1

⁽¹⁾ For the purposes of this 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
PROBABLE RESERVES
MEGED FIELD, ISRAEL
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
AS OF DECEMBER 31, 2014

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (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\$)					
12-31-2015	237.9	29.7	0.0	0.0	29.7	0.0	0.0	65.6	142.6	135.9
12-31-2016	8,266.1	1,033.3	0.0	0.0	1,033.3	6,853.8	0.0	1,806.8	(1,427.8)	(1,237.6)
12-31-2017	48,257.3	6,032.2	0.0	0.0	6,032.2	52,860.3	0.0	7,994.1	(18,629.3)	(14,679.6)
12-31-2018	98,581.3	12,322.7	(276.5)	0.0	12,046.2	51,575.2	0.0	16,330.6	18,629.3	13,345.1
12-31-2019	137,462.0	17,182.8	63,548.2	0.0	80,731.0	22,360.7	0.0	22,771.5	11,598.9	7,553.5
12-31-2020	117,401.2	14,675.1	20,615.4	0.0	35,290.5	0.0	0.0	19,448.3	62,662.4	37,097.7
12-31-2021	86,584.1	10,823.0	17,706.5	0.0	28,529.5	0.0	0.0	14,343.2	43,711.4	23,525.7
12-31-2022	64,075.8	8,009.5	13,103.5	0.0	21,113.0	0.0	0.0	10,614.6	32,348.2	15,827.3
12-31-2023	48,588.8	6,073.6	9,936.4	0.0	16,010.0	0.0	(1,485.0)	8,049.0	26,014.7	11,571.3
12-31-2024	37,783.5	4,722.9	7,726.7	0.0	12,449.7	0.0	0.0	6,259.1	19,074.7	7,713.1
12-31-2025	6,344.5	793.1	1,297.5	0.0	2,090.5	(247.5)	0.0	1,051.0	3,450.5	1,268.4
12-31-2026	4,612.8	576.6	943.3	0.0	1,519.9	0.0	0.0	764.1	2,328.7	778.2
12-31-2027	32,087.7	4,011.0	6,561.9	0.0	10,572.9	247.5	1,485.0	5,315.5	14,466.7	4,395.0
12-31-2028	20,322.9	2,540.4	4,156.0	0.0	6,696.4	0.0	1,485.0	3,366.6	8,774.9	2,423.5
12-31-2029	13,392.6	1,674.1	2,738.8	0.0	4,412.8	0.0	4,455.0	2,218.6	2,306.1	579.0
12-31-2030	9,776.9	1,222.1	2,410.7	0.0	3,632.8	0.0	1,485.0	1,619.6	3,039.5	693.8
12-31-2031	9,677.5	1,209.7	1,979.1	0.0	3,188.7	0.0	(1,485.0)	3,844.5	4,129.3	856.8
12-31-2032	6,995.6	874.5	1,430.6	0.0	2,305.1	0.0	0.0	3,400.2	1,290.3	243.4
12-31-2033	5,062.2	632.8	1,035.2	0.0	1,668.0	0.0	0.0	3,080.0	314.3	53.9
12-31-2034	3,667.0	458.4	359.8	0.0	818.2	0.0	0.0	2,848.8	0.0	0.0
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,485.0	0.0	(1,485.0)	(210.5)
Total	759,177.6	94,897.2	155,273.1	0.0	250,170.3	133,650.0	7,425.0	135,191.8	232,740.5	111,934.0

Period Ending	Levy ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽⁴⁾ (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\$)
12-31-2015	0.0	142.6	26.5	0.0	142.6	139.1	135.9	133.0	130.2
12-31-2016	0.0	(1,427.8)	26.5	0.0	(1,427.8)	(1,327.0)	(1,237.6)	(1,157.8)	(1,086.2)
12-31-2017	0.0	(18,629.3)	26.5	(5,277.3)	(13,351.9)	(11,818.7)	(10,521.1)	(9,414.6)	(8,464.3)
12-31-2018	0.0	18,629.3	26.5	4,936.8	13,692.5	11,543.1	9,808.6	8,395.4	7,233.5
12-31-2019	0.0	11,598.9	26.5	3,073.7	8,525.2	6,844.7	5,551.8	4,545.3	3,753.1
12-31-2020	16,461.0	46,201.4	26.5	12,243.4	33,958.0	25,965.8	20,104.0	15,743.6	12,457.9
12-31-2021	18,950.8	24,760.7	26.5	6,561.6	18,199.1	13,253.2	9,794.8	7,336.9	5,563.8
12-31-2022	15,711.2	16,637.0	26.5	4,408.8	12,228.2	8,480.9	5,983.0	4,286.8	3,115.3
12-31-2023	12,210.8	13,803.9	26.5	3,658.0	10,145.9	6,701.6	4,512.9	3,092.8	2,154.0
12-31-2024	9,215.2	9,859.5	26.5	2,612.8	7,246.8	4,558.8	2,930.3	1,920.9	1,282.1
12-31-2025	6,670.6	(3,220.1)	26.5	(853.3)	(2,366.7)	(1,418.0)	(870.0)	(545.5)	(348.9)
12-31-2026	3,951.5	(1,622.8)	26.5	(430.0)	(1,192.7)	(680.6)	(398.6)	(239.1)	(146.5)
12-31-2027	8,825.6	5,641.1	26.5	1,494.9	4,146.2	2,253.1	1,259.6	722.7	424.5
12-31-2028	5,338.7	3,436.2	26.5	910.6	2,525.6	1,307.1	697.5	382.8	215.5
12-31-2029	3,213.0	(906.9)	26.5	(119.1)	(787.8)	(388.3)	(197.8)	(103.8)	(56.0)
12-31-2030	2,016.1	1,023.4	26.5	271.2	752.2	353.1	171.7	86.2	44.6
12-31-2031	1,178.3	2,951.0	26.5	388.5	2,562.5	1,145.6	531.7	255.4	126.5
12-31-2032	575.0	715.4	26.5	189.6	525.8	223.9	99.2	45.6	21.6
12-31-2033	140.0	174.2	26.5	46.2	128.1	51.9	22.0	9.6	4.4
12-31-2034	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2035	0.0	(1,485.0)	26.5	0.0	(1,485.0)	(546.2)	(210.5)	(84.6)	(35.4)
Total	104,457.8	128,282.7		34,116.1	94,166.6	66,643.1	48,167.6	35,411.6	26,389.7

⁽¹⁾ For the purposes of this 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, 2014

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (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\$)					
12-31-2015	2	8,898.7	1,112.3	0.0	0.0	1,112.3	8,072.3	0.0	4,694.1	(4,980.1)	(4,748.3)
12-31-2016	3	36,419.5	4,552.4	0.0	0.0	4,552.4	51,746.5	0.0	10,201.9	(30,081.4)	(26,074.1)
12-31-2017	5	144,729.5	18,091.2	0.0	0.0	18,091.2	57,315.3	0.0	26,216.8	43,106.3	33,967.1
12-31-2018	7	173,308.3	21,663.5	28,445.8	0.0	50,109.3	51,575.2	0.0	30,951.0	40,672.8	29,136.0
12-31-2019	9	190,784.7	23,848.1	99,131.0	0.0	122,979.1	22,360.7	0.0	33,846.1	11,598.9	7,553.5
12-31-2020	9	155,802.5	19,475.3	31,861.6	0.0	51,336.9	0.0	0.0	28,051.1	76,414.5	45,239.3
12-31-2021	9	114,523.0	14,315.4	23,419.9	0.0	37,735.3	0.0	0.0	21,212.8	55,574.8	29,910.6
12-31-2022	9	84,479.5	10,559.9	17,276.0	0.0	27,836.0	0.0	0.0	16,235.9	40,407.5	19,770.5
12-31-2023	9	62,565.5	7,820.7	12,794.6	0.0	20,615.3	0.0	0.0	12,605.7	29,344.4	13,052.3
12-31-2024	9	46,542.7	5,817.8	9,518.0	0.0	15,335.8	0.0	0.0	9,951.5	21,255.4	8,594.9
12-31-2025	9	34,194.3	4,274.3	6,992.7	0.0	11,267.0	0.0	0.0	7,905.9	15,021.4	5,521.9
12-31-2026	9	22,005.3	2,750.7	4,500.1	0.0	7,250.7	0.0	0.0	5,886.7	8,867.8	2,963.5
12-31-2027	7	43,672.0	5,459.0	8,930.9	0.0	14,389.9	247.5	2,970.0	9,475.9	16,588.7	5,039.7
12-31-2028	5	28,171.7	3,521.5	5,761.1	0.0	9,282.6	0.0	2,970.0	6,908.2	9,010.9	2,488.7
12-31-2029	2	18,722.6	2,340.3	3,828.8	0.0	6,169.1	0.0	4,455.0	5,342.9	2,755.6	691.9
12-31-2030	1	13,401.8	1,675.2	2,740.7	0.0	4,415.9	0.0	1,485.0	4,461.5	3,039.5	693.8
12-31-2031	1	9,677.5	1,209.7	1,979.1	0.0	3,188.7	0.0	0.0	3,844.5	2,644.3	548.7
12-31-2032	1	6,995.6	874.5	1,430.6	0.0	2,305.1	0.0	0.0	3,400.2	1,290.3	243.4
12-31-2033	1	5,062.2	632.8	1,035.2	0.0	1,668.0	0.0	0.0	3,080.0	314.3	53.9
12-31-2034	1	3,667.0	458.4	359.8	0.0	818.2	0.0	0.0	2,848.8	0.0	0.0
12-31-2035	1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,485.0	0.0	(1,485.0)	(210.5)
Total		1,203,623.9	150,453.0	260,006.0	0.0	410,459.0	191,317.5	13,365.0	247,121.4	341,361.0	174,436.7

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽⁴⁾ (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\$)
12-31-2015	0.0	0.0	(4,980.1)	26.5	0.0	(4,980.1)	(4,860.0)	(4,748.3)	(4,643.9)	(4,546.2)
12-31-2016	0.0	0.0	(30,081.4)	26.5	0.0	(30,081.4)	(27,958.5)	(26,074.1)	(24,392.2)	(22,883.7)
12-31-2017	0.0	0.0	43,106.3	26.5	2,131.9	40,974.4	36,269.3	32,287.2	28,891.4	25,975.2
12-31-2018	0.0	0.0	40,672.8	26.5	10,778.3	29,894.5	25,201.6	21,414.9	18,329.4	15,792.7
12-31-2019	0.0	0.0	11,598.9	26.5	3,073.7	8,525.2	6,844.7	5,551.8	4,545.3	3,753.1
12-31-2020	21.5	16,461.0	59,953.5	26.5	15,887.7	44,065.8	33,694.7	26,088.1	20,429.8	16,166.1
12-31-2021	34.1	18,950.8	36,624.0	26.5	9,705.4	26,918.7	19,603.0	14,487.8	10,852.2	8,229.5
12-31-2022	38.9	15,711.2	24,696.3	26.5	6,544.5	18,151.8	12,589.3	8,881.3	6,363.4	4,624.5
12-31-2023	41.6	12,210.8	17,133.6	26.5	4,540.4	12,593.2	8,318.2	5,601.4	3,838.9	2,673.6
12-31-2024	43.4	9,215.2	12,040.2	26.5	3,190.7	8,849.6	5,567.0	3,578.4	2,345.8	1,565.7
12-31-2025	44.4	6,670.6	8,350.8	26.5	2,213.0	6,137.9	3,677.3	2,256.3	1,414.8	904.9
12-31-2026	44.6	3,951.5	4,916.3	26.5	1,302.8	3,613.5	2,061.8	1,207.6	724.3	444.0
12-31-2027	44.6	8,825.6	7,763.0	26.5	2,057.2	5,705.8	3,100.6	1,733.4	994.5	584.2
12-31-2028	44.6	5,338.7	3,672.2	26.5	973.1	2,699.1	1,396.9	745.4	409.1	230.3
12-31-2029	44.6	3,213.0	(457.4)	26.5	0.0	(457.4)	(225.5)	(114.9)	(60.3)	(32.5)
12-31-2030	44.6	2,016.1	1,023.4	26.5	271.2	752.2	353.1	171.7	86.2	44.6
12-31-2031	44.6	1,178.3	1,466.0	26.5	388.5	1,077.5	481.7	223.6	107.4	53.2
12-31-2032	44.6	575.0	715.4	26.5	189.6	525.8	223.9	99.2	45.6	21.6
12-31-2033	44.6	140.0	174.2	26.5	46.2	128.1	51.9	22.0	9.6	4.4
12-31-2034	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2035	44.6	0.0	(1,485.0)	26.5	0.0	(1,485.0)	(546.2)	(210.5)	(84.6)	(35.4)
Total		104,457.8	236,903.2		63,294.1	173,609.1	125,844.8	93,202.4	70,206.5	53,569.8

⁽¹⁾ For the purposes of this 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
POSSIBLE RESERVES
MEGED FIELD, ISRAEL
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
AS OF DECEMBER 31, 2014

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (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\$)					
12-31-2015	287.6	35.9	0.0	0.0	35.9	0.0	0.0	79.3	172.4	164.3
12-31-2016	11,631.6	1,453.9	0.0	0.0	1,453.9	0.0	0.0	2,542.4	7,635.2	6,618.1
12-31-2017	57,874.4	7,234.3	380.1	0.0	7,614.4	0.0	0.0	9,587.3	40,672.8	32,049.6
12-31-2018	71,369.1	8,921.1	88,603.2	0.0	97,524.3	0.0	0.0	11,822.8	(37,978.0)	(27,205.6)
12-31-2019	82,368.3	10,296.0	(43,271.2)	0.0	(32,975.2)	41,808.5	0.0	13,644.9	59,890.2	39,002.1
12-31-2020	145,883.7	18,235.5	29,833.2	0.0	48,068.7	58,943.1	0.0	24,166.6	14,705.4	8,706.0
12-31-2021	203,003.9	25,375.5	41,514.3	0.0	66,889.8	58,429.0	0.0	33,628.9	44,056.1	23,711.2
12-31-2022	250,269.1	31,283.6	51,180.0	0.0	82,463.7	27,929.4	0.0	41,458.7	98,417.3	48,153.3
12-31-2023	224,631.4	28,078.9	45,937.1	0.0	74,016.0	0.0	0.0	37,211.7	113,403.7	50,441.6
12-31-2024	162,369.2	20,296.1	33,204.5	0.0	53,500.6	0.0	0.0	26,897.5	81,971.0	33,145.9
12-31-2025	118,198.6	14,774.8	24,171.6	0.0	38,946.4	0.0	0.0	19,580.4	59,671.8	21,935.4
12-31-2026	89,414.0	11,176.8	18,285.2	0.0	29,461.9	0.0	0.0	14,812.0	45,140.1	15,085.0
12-31-2027	37,000.4	4,625.1	7,566.6	0.0	12,191.6	(247.5)	(2,970.0)	6,129.4	21,896.9	6,652.3
12-31-2028	26,970.2	3,371.3	5,515.4	0.0	8,886.7	0.0	(1,485.0)	4,467.8	15,100.7	4,170.6
12-31-2029	14,323.3	1,790.4	2,929.1	0.0	4,719.5	0.0	0.0	2,372.8	7,231.0	1,815.5
12-31-2030	51,422.4	6,427.8	10,515.9	0.0	16,943.7	247.5	2,970.0	8,518.5	22,742.8	5,191.1
12-31-2031	32,263.7	4,033.0	6,597.9	0.0	10,630.9	0.0	4,455.0	5,344.7	11,833.1	2,455.4
12-31-2032	21,251.5	2,656.4	4,345.9	0.0	7,002.4	0.0	4,455.0	3,520.4	6,273.7	1,183.4
12-31-2033	15,373.2	1,921.7	3,143.8	0.0	5,065.5	0.0	2,970.0	2,546.7	4,791.1	821.6
12-31-2034	11,456.0	1,432.0	2,732.9	0.0	4,164.9	0.0	0.0	1,897.8	5,393.4	840.8
12-31-2035	11,201.8	1,400.2	2,290.8	0.0	3,691.0	0.0	(1,485.0)	4,097.0	4,898.8	694.3
12-31-2036	8,304.7	1,038.1	1,698.3	0.0	2,736.4	0.0	0.0	3,617.1	1,951.2	251.4
12-31-2037	6,162.4	770.3	1,260.2	0.0	2,030.5	0.0	0.0	3,262.2	869.7	101.9
12-31-2038	4,576.8	572.1	936.0	0.0	1,508.1	0.0	0.0	2,999.5	69.2	7.4
12-31-2039	3,402.2	425.3	171.9	0.0	597.2	0.0	0.0	2,804.9	0.0	0.0
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,485.0	0.0	(1,485.0)	(130.7)
Total	1,661,009.3	207,626.2	339,542.7	0.0	547,168.9	187,110.0	10,395.0	287,011.1	629,324.4	275,862.1

Period Ending	Levy ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes	Corporate Income	Corporate Income Tax ⁽⁴⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes					
		Discounted at 0% (M\$)	Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)		Income Tax ⁽⁴⁾ (M\$)	Discounted	Discounted	Discounted	Discounted	Discounted
						at 0% (M\$)	at 5% (M\$)	at 10% (M\$)	at 15% (M\$)	at 20% (M\$)
12-31-2015	0.0	172.4	26.5	0.0	172.4	168.2	164.3	160.7	157.3	
12-31-2016	0.0	7,635.2	26.5	0.0	7,635.2	7,096.4	6,618.1	6,191.2	5,808.3	
12-31-2017	0.0	40,672.8	26.5	12,847.3	27,825.5	24,630.3	21,926.1	19,620.0	17,639.6	
12-31-2018	0.0	(37,978.0)	26.5	(10,064.2)	(27,913.9)	(23,531.9)	(19,996.1)	(17,115.0)	(14,746.4)	
12-31-2019	27,943.0	31,947.1	26.5	8,466.0	23,481.2	18,852.4	15,291.6	12,519.3	10,337.2	
12-31-2020	50,000.3	(35,294.9)	26.5	(9,353.1)	(25,941.7)	(19,836.2)	(15,358.2)	(12,027.1)	(9,517.0)	
12-31-2021	51,480.8	(7,424.6)	26.5	(1,967.5)	(5,457.1)	(3,974.0)	(2,937.0)	(2,200.0)	(1,668.3)	
12-31-2022	58,594.5	39,822.8	26.5	10,553.0	29,269.8	20,300.2	14,321.0	10,260.9	7,456.9	
12-31-2023	51,397.7	62,005.9	26.5	16,431.6	45,574.4	30,103.1	20,271.4	13,892.8	9,675.6	
12-31-2024	36,782.5	45,188.5	26.5	11,975.0	33,213.5	20,893.8	13,430.3	8,804.1	5,876.2	
12-31-2025	26,612.7	33,059.1	26.5	8,760.7	24,298.4	14,557.6	8,932.1	5,600.8	3,582.4	
12-31-2026	20,114.4	25,025.7	26.5	6,631.8	18,393.9	10,495.3	6,146.9	3,686.8	2,259.9	
12-31-2027	8,323.6	13,573.4	26.5	3,596.9	9,976.4	5,421.4	3,030.9	1,738.8	1,021.4	
12-31-2028	6,067.2	9,033.6	26.5	2,393.9	6,639.7	3,436.3	1,833.8	1,006.3	566.5	
12-31-2029	3,222.2	4,008.9	26.5	941.1	3,067.8	1,512.1	770.2	404.3	218.1	
12-31-2030	11,567.9	11,174.9	26.5	2,961.3	8,213.5	3,855.6	1,874.7	941.3	486.7	
12-31-2031	7,258.0	4,575.1	26.5	1,212.4	3,362.7	1,503.4	697.8	335.1	166.0	
12-31-2032	4,780.7	1,493.0	26.5	395.6	1,097.3	467.2	207.0	95.1	45.2	
12-31-2033	3,458.3	1,332.7	26.5	353.2	979.6	397.2	168.0	73.8	33.6	
12-31-2034	2,403.3	2,990.1	26.5	792.4	2,197.7	848.8	342.6	144.0	62.8	
12-31-2035	1,521.2	3,377.6	26.5	501.5	2,876.1	1,057.8	407.6	163.9	68.5	
12-31-2036	869.5	1,081.8	26.5	286.7	795.1	278.5	102.4	39.4	15.8	
12-31-2037	387.5	482.2	26.5	127.8	354.4	118.2	41.5	15.3	5.9	
12-31-2038	30.8	38.4	26.5	10.2	28.2	9.0	3.0	1.1	0.4	
12-31-2039	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
12-31-2040	0.0	(1,485.0)	26.5	0.0	(1,485.0)	(428.0)	(130.7)	(42.1)	(14.2)	
Total	372,816.0	256,508.4		67,853.5	188,654.9	118,232.7	78,159.3	54,310.6	39,538.3	

⁽¹⁾ For the purposes of this 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, 2014

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties			Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (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\$)				
12-31-2015	2	9,186.3	1,148.3	0.0	0.0	1,148.3	8,072.3	0.0	(4,807.7)	(4,584.0)
12-31-2016	3	48,051.1	6,006.4	0.0	0.0	6,006.4	51,746.5	0.0	(22,446.2)	(19,456.0)
12-31-2017	5	202,603.9	25,325.5	380.1	0.0	25,705.5	57,315.3	0.0	83,779.0	66,016.7
12-31-2018	7	244,677.4	30,584.7	117,049.0	0.0	147,633.7	51,575.2	0.0	2,694.7	1,930.4
12-31-2019	10	273,153.1	34,144.1	55,859.8	0.0	90,003.9	64,169.1	0.0	71,489.0	46,555.6
12-31-2020	12	301,686.2	37,710.8	61,694.8	0.0	99,405.6	58,943.1	0.0	91,119.9	53,945.3
12-31-2021	14	317,526.8	39,690.9	64,934.2	0.0	104,625.1	58,429.0	0.0	99,630.9	53,621.8
12-31-2022	16	334,748.5	41,843.6	68,456.1	0.0	110,299.6	27,929.4	0.0	138,824.8	67,923.8
12-31-2023	16	287,196.8	35,899.6	58,731.8	0.0	94,631.4	0.0	0.0	142,748.1	63,494.0
12-31-2024	16	208,911.9	26,114.0	42,722.5	0.0	68,836.5	0.0	0.0	103,226.4	41,740.8
12-31-2025	16	152,392.9	19,049.1	31,164.3	0.0	50,213.4	0.0	0.0	74,693.2	27,457.3
12-31-2026	16	111,419.3	13,927.4	22,785.2	0.0	36,712.6	0.0	0.0	54,007.9	18,048.5
12-31-2027	16	80,672.4	10,084.1	16,497.5	0.0	26,581.6	0.0	0.0	38,485.6	11,692.0
12-31-2028	15	55,141.9	6,892.7	11,276.5	0.0	18,169.3	0.0	1,485.0	24,111.7	6,659.3
12-31-2029	12	33,045.9	4,130.7	6,757.9	0.0	10,888.6	0.0	4,455.0	9,986.7	2,507.4
12-31-2030	9	64,824.2	8,103.0	13,256.5	0.0	21,359.6	247.5	4,455.0	25,782.2	5,884.8
12-31-2031	6	41,941.2	5,242.7	8,577.0	0.0	13,819.6	0.0	4,455.0	9,189.2	3,004.1
12-31-2032	3	28,247.1	3,530.9	5,776.5	0.0	9,307.4	0.0	4,455.0	6,920.7	1,426.9
12-31-2033	1	20,435.5	2,554.4	4,179.1	0.0	6,733.5	0.0	2,970.0	5,626.6	875.5
12-31-2034	1	15,123.1	1,890.4	3,082.7	0.0	4,983.0	0.0	0.0	4,746.6	840.8
12-31-2035	1	11,201.8	1,400.2	2,290.8	0.0	3,691.0	0.0	0.0	4,097.0	483.8
12-31-2036	1	8,304.7	1,038.1	1,698.3	0.0	2,736.4	0.0	0.0	3,617.1	251.4
12-31-2037	1	6,162.4	770.3	1,260.2	0.0	2,030.5	0.0	0.0	3,262.2	101.9
12-31-2038	1	4,576.8	572.1	936.0	0.0	1,508.1	0.0	0.0	2,999.5	7.4
12-31-2039	1	3,402.2	425.3	171.9	0.0	597.2	0.0	0.0	2,804.9	0.0
12-31-2040	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1,485.0	(1,485.0)	(130.7)
Total		2,864,633.2	358,079.2	599,548.7	0.0	957,627.8	378,427.5	23,760.0	534,132.5	450,298.8

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽⁴⁾ (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\$)
12-31-2015	0.0	0.0	(4,807.7)	26.5	0.0	(4,807.7)	(4,691.8)	(4,584.0)	(4,483.2)	(4,388.8)
12-31-2016	0.0	0.0	(22,446.2)	26.5	0.0	(22,446.2)	(20,862.1)	(19,456.0)	(18,201.0)	(17,075.4)
12-31-2017	0.0	0.0	83,779.0	26.5	14,979.2	68,799.9	60,899.6	54,213.3	48,511.3	43,614.9
12-31-2018	0.0	0.0	2,694.7	26.5	714.1	1,980.6	1,669.7	1,418.8	1,214.4	1,046.3
12-31-2019	20.6	27,943.0	43,546.0	26.5	11,539.7	32,006.3	25,697.1	20,843.4	17,064.6	14,090.3
12-31-2020	44.3	66,461.2	24,658.6	26.5	6,534.5	18,124.1	13,858.5	10,729.9	8,402.7	6,649.0
12-31-2021	44.6	70,431.5	29,199.4	26.5	7,737.8	21,461.6	15,629.0	11,550.7	8,652.2	6,561.2
12-31-2022	44.6	74,305.7	64,519.1	26.5	17,097.6	47,421.6	32,889.4	23,202.3	16,624.2	12,081.4
12-31-2023	44.6	63,608.5	79,139.5	26.5	20,972.0	58,167.6	38,421.3	25,872.8	17,731.7	12,349.2
12-31-2024	44.6	45,997.7	57,228.7	26.5	15,165.6	42,063.1	26,460.8	17,008.7	11,149.9	7,441.8
12-31-2025	44.6	33,283.3	41,409.9	26.5	10,973.6	30,436.3	18,234.9	11,188.4	7,015.6	4,487.3
12-31-2026	44.6	24,065.9	29,942.0	26.5	7,934.6	22,007.4	12,557.2	7,354.5	4,411.1	2,703.9
12-31-2027	44.6	17,149.2	21,336.4	26.5	5,654.1	15,682.3	8,522.0	4,764.3	2,733.3	1,605.6
12-31-2028	44.6	11,405.9	12,705.8	26.5	3,367.0	9,338.8	4,833.2	2,579.2	1,415.4	796.8
12-31-2029	44.6	6,435.2	3,551.5	26.5	941.1	2,610.3	1,286.6	655.4	344.0	185.6
12-31-2030	44.6	13,584.0	12,198.2	26.5	3,232.5	8,965.7	4,208.7	2,046.4	1,027.5	531.2
12-31-2031	44.6	8,436.3	6,041.1	26.5	1,600.9	4,440.2	1,985.1	921.4	442.5	219.2
12-31-2032	44.6	5,355.7	2,208.3	26.5	585.2	1,623.1	691.1	306.2	140.6	66.8
12-31-2033	44.6	3,598.4	1,507.0	26.5	399.3	1,107.6	449.1	189.9	83.5	38.0
12-31-2034	44.6	2,403.3	2,990.1	26.5	792.4	2,197.7	848.8	342.6	144.0	62.8
12-31-2035	44.6	1,521.2	1,892.6	26.5	501.5	1,391.1	511.6	197.1	79.3	33.1
12-31-2036	44.6	869.5	1,081.8	26.5	286.7	795.1	278.5	102.4	39.4	15.8
12-31-2037	44.6	387.5	482.2	26.5	127.8	354.4	118.2	41.5	15.3	5.9
12-31-2038	44.6	30.8	38.4	26.5	10.2	28.2	9.0	3.0	1.1	0.4
12-31-2039	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2040	44.6	0.0	(1,485.0)	26.5	0.0	(1,485.0)	(428.0)	(130.7)	(42.1)	(14.2)
Total		477,273.8	493,411.6		131,147.6	362,264.0	244,077.5	171,361.8	124,517.1	93,108.2

⁽¹⁾ For the purposes of this 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.

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
MEGED FIELD, ISRAEL
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
AS OF DECEMBER 31, 2014

Year	Gross Production (MBBL)	Average Per Production Unit (\$/Barrel)				Reserves Depletion Rate ⁽²⁾ (Percent)
		Price Received	Royalties Paid ⁽¹⁾	Production Costs	Net Revenue	
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
2012	195.5	109.25	13.00	12.15	84.10	2.25

Note: Values in this table have been provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993); these values have not been independently confirmed.

⁽¹⁾ Royalties do not include the 2012 General Partner royalties estimated at \$21.00 per barrel, the 2013 General Partner royalties estimated at \$21.75 per barrel, or the 2014 General Partner royalties estimated at \$18.90 per barrel, to be paid at a future date.

⁽²⁾ 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, 2014

Meged 5 - Zone 8B					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2015	141.7	1.8	143.5	1.7	145.2
12-31-2016	124.7	3.3	128.0	3.3	131.2
12-31-2017	109.7	4.5	114.2	4.5	118.6
12-31-2018	96.5	5.4	101.9	5.4	107.2
12-31-2019	84.9	6.0	90.9	6.0	97.0
12-31-2020	74.8	6.4	81.2	6.5	87.6
12-31-2021	65.8	6.7	72.4	6.8	79.2
12-31-2022	57.9	6.8	64.7	6.9	71.6
12-31-2023	50.9	6.8	57.8	7.0	64.7
12-31-2024	44.8	6.7	51.6	7.0	58.5
12-31-2025	0.0	46.1	46.1	6.8	52.9
12-31-2026	0.0	41.1	41.1	6.7	47.8
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	43.2	43.2
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	39.1	39.1
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	35.3	35.3
Total	851.7	141.6	993.3	186.2	1,179.5

Meged 5 - Zone 1					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2015	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
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	258.0	(258.0)	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	174.4	(174.4)	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	118.1	247.4	365.5	(365.5)	0.0
12-31-2028	80.1	183.0	263.1	(263.1)	0.0
12-31-2029	54.4	135.2	189.6	(189.6)	0.0
12-31-2030	37.0	99.8	136.7	380.5	517.3
12-31-2031	0.0	98.7	98.7	283.0	381.8
12-31-2032	0.0	71.4	71.4	210.6	282.0
12-31-2033	0.0	51.7	51.7	156.9	208.5
12-31-2034	0.0	37.4	37.4	116.9	154.3
12-31-2035	0.0	27.1	27.1	87.2	114.3
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	84.7	84.7
12-31-2037	0.0	0.0	0.0	62.9	62.9
12-31-2038	0.0	0.0	0.0	46.7	46.7
12-31-2039	0.0	0.0	0.0	34.7	34.7
Total	722.0	519.1	1,241.2	646.0	1,887.2

FORECASTED GROSS OIL PRODUCTION
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Meged 6 - Zone 1					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2015	5.4	2.2	7.6	3.2	10.8
12-31-2016	127.3	53.3	180.6	75.2	255.8
12-31-2017	86.0	44.0	130.0	58.8	188.8
12-31-2018	58.3	35.4	93.7	45.8	139.5
12-31-2019	39.5	28.1	67.6	35.5	103.1
12-31-2020	26.8	22.0	48.8	27.5	76.3
12-31-2021	18.2	17.1	35.3	21.3	56.5
12-31-2022	11.1	14.4	25.5	16.4	41.9
12-31-2023	0.0	18.5	18.5	12.6	31.1
12-31-2024	0.0	13.4	13.4	9.7	23.1
12-31-2025	0.0	9.7	9.7	7.5	17.2
12-31-2026	0.0	6.3	6.3	6.4	12.8
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	9.5	9.5
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	6.8	6.8
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
12-31-2015	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2016	127.1	54.6	181.7	78.1	259.8
12-31-2017	342.1	154.5	496.6	216.7	713.3
12-31-2018	236.8	127.2	364.0	167.7	531.7
12-31-2019	164.1	103.0	267.1	129.6	396.7
12-31-2020	114.0	82.3	196.2	100.0	296.2
12-31-2021	79.3	65.1	144.3	77.1	221.4
12-31-2022	54.9	51.4	106.3	59.4	165.6
12-31-2023	35.0	43.4	78.3	45.7	124.0
12-31-2024	19.2	38.6	57.8	35.2	92.9
12-31-2025	10.3	32.4	42.7	27.0	69.7
12-31-2026	0.5	30.9	31.4	21.0	52.3
12-31-2027	0.0	20.6	20.6	18.7	39.3
12-31-2028	0.0	7.8	7.8	21.7	29.6
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	18.8	18.8
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	5.3	5.3
Total	1,183.1	811.8	1,994.9	1,022.0	3,016.8

FORECASTED GROSS OIL PRODUCTION
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2014

Meged 7 - Zones 8B & 1					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2015	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2016	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2017	446.5	190.4	636.9	271.5	908.4
12-31-2018	370.9	184.7	555.6	249.5	805.1
12-31-2019	255.5	150.3	405.7	193.2	599.0
12-31-2020	176.3	120.4	296.6	149.4	446.1
12-31-2021	121.8	95.3	217.1	115.4	332.5
12-31-2022	84.3	74.8	159.1	89.0	248.1
12-31-2023	56.7	60.0	116.7	68.5	185.2
12-31-2024	25.3	60.4	85.7	52.7	138.4
12-31-2025	15.8	47.2	63.0	40.5	103.6
12-31-2026	2.5	43.9	46.4	31.2	77.5
12-31-2027	0.1	33.1	33.2	24.9	58.1
12-31-2028	0.0	14.2	14.2	29.4	43.6
12-31-2029	0.0	1.5	1.5	31.2	32.7
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	10.9	10.9
12-31-2031	0.0	0.0	0.0	1.0	1.0
Total	1,555.7	1,076.2	2,631.9	1,358.2	3,990.1

Meged 8 - Zones 8B & 1					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2015	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2016	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2017	0.0	99.0	99.0	39.0	138.0
12-31-2018	0.0	269.5	269.5	108.6	378.1
12-31-2019	0.0	194.7	194.7	84.8	279.5
12-31-2020	0.0	140.8	140.8	65.9	206.8
12-31-2021	0.0	102.0	102.0	51.1	153.1
12-31-2022	0.0	73.9	73.9	39.6	113.5
12-31-2023	0.0	53.7	53.7	30.5	84.2
12-31-2024	0.0	39.0	39.0	23.5	62.5
12-31-2025	0.0	22.2	22.2	24.2	46.5
12-31-2026	0.0	2.9	2.9	30.8	33.7
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	17.0	17.0
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, 2014

Parameter	Reservoir	Net Rock Volume (Acre-feet)			Porosity (Decimal)			Oil Saturation (Decimal)		Oil Recovery Factor (Decimal)		Initial Formation
		Triangular Distribution			Triangular Distribution			Normal Distribution		Normal Distribution		Volume Factor
		Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	(RB/STB) ⁽¹⁾
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
		Normal Distribution		Triangular Distribution			Normal Distribution		Normal Distribution		Volume Factor
		Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	Best Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	(RB/STB) ⁽¹⁾
Matrix	Zone 1 ⁽²⁾	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 ⁽²⁾	44,348	66,523	0.027	0.035	0.043	0.50	0.70	0.05	0.10	2.46

⁽¹⁾ The abbreviation RB/STB represents reservoir barrels per stock tank barrel.

⁽²⁾ Only matrix volumes are included in contingent resources since fracture volumes for these reservoirs are classified as reserves.