



גבעות עולם חפושי נפט
שותפות מוגבלת (1993)

2012

דוח תקופתי

לשנת 2012



בס"ד

תוכן העניינים

- חלק ראשון - תיאור עסקי התאגיד
- חלק שני - דו"ח הדירקטוריון על מצב ענייני התאגיד
- חלק שלישי - דו"ח חות כספיים
- חלק רביעי - פרטים נוספים על התאגיד
- חלק חמישי - דו"ח בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

דוח תקופתי לשנת 2012

חלק ראשון: תיאור עסקי התאגיד



תוכן העניינים

עמ'

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

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

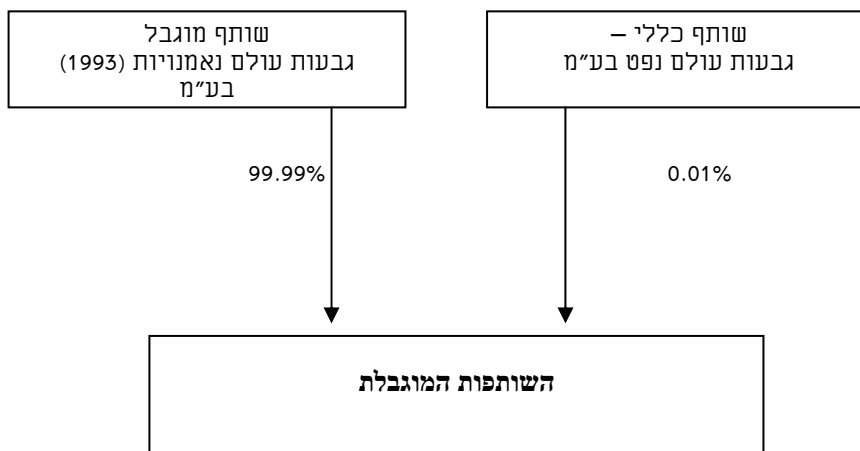
1.1 גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות" או השותפות המוגבלת) עוסקת בפיתוח שדה הנפט מגד הנמצא בשטח חזקת ראש העין I/11 ורשיון מכבי/330.

1.2 השותפות נוסדה על פי הסכם שותפות מוגבלת שנחתם ביום 8 ביוני 1993 בין גבעות עולם נאמנויות (1993) בע"מ (להלן: "הנאמן" או "השותף המוגבלי") 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:



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 ידה בעבר (על פי רשיון ראש העין מערב / 244 שהיה בידה לפני קבלת החזקה) מספר קידוחים (קידוחי מגד 2 והכניסה הנוספת בשנת 1998, מגד 3, מגד 4, הקידוח האופקי מגד 4 וקידוח מגד 5). - במועד הדו"ח השותפות מבצעת מבחני הפקה ארוכי טווח במגד 5 אשר במסגרתם מופק נפט מהבאר ומבצעת את ההכנות הנדרשות לביצוע קידוח מגד 6, לפרטים ראו סעיף 9.3 להלן. כמו כן מתכננת השותפות (בכפוף להשגת האמצעים הכספיים והאישורים הדרושים לכך) לבצע קידוחים נוספים בשטח החזקה.

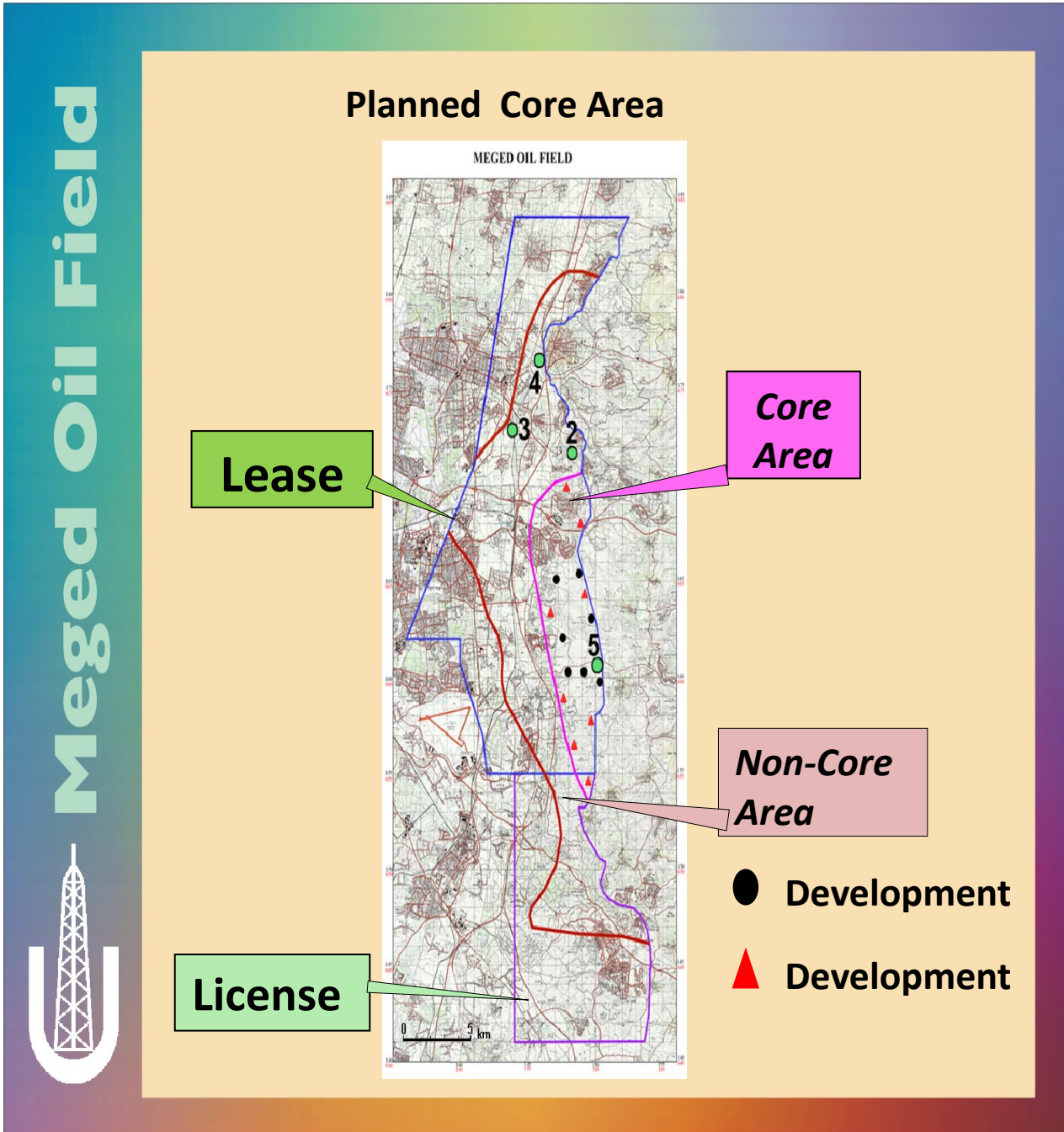
עוד מחזיקה השותפות ברשיון מכבי/330 המשתרע על חלק משטח היתר מוקדם (מכבי / 183) שהיה לשותפות. תכנית העבודה של השותפות בשטח רשיון מכבי/330 כוללת (על פי תנאי הרשיון) ביצוע קידוח בשטח הרישיון. לפרטים ראו סעיף 8 להלן. בטבלה להלן מובאים ביחס לחזקה והרשיון האמורים, פרטים על השטח, התקופה וחלקה של השותפות.

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%
רשיון מכבי/330	110 קמ"ר	מיום 15.6.06 לתקופה של 3 שנים (הממונה האריך את תקופת הרשיון עד ליום 15.4.2013).	100%

נכסי הנפט האמורים היו נכסי הנפט של השותפות בשלוש השנים האחרונות לפרטים על נכסי הנפט של השותפות בהתאם למתכונת הנחיית גילוי בנוגע לפעילות חיפוש והפקת גז ונפט שפרסמה רשות ניירות ערך בחודש מרץ 2011 (להלן- "הנחיית הדיווח") ראו בסעיף 8 להלן.

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

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



השקעות בהון התאגיד ועסקאות במניותיו

3.1 ביום 19 במאי 2009 פורסם על ידי השותפות תשקיף מדף (להלן: "תשקיף המדף"). על פי תשקיף המדף פורסמו שלוש הצעות מדף כמפורט בטבלה להלן:

תאריך דו"ח הצעת המדף	מס' היחידות שהונפקו	התמורה ברוטו שנתקבלה באלפי ש"ח
18 ביוני 2009	1,865,578,800	24,251
27 באוקטובר 2009	2,040,382,880	20,404
7 באפריל 2010	1,870,517,916	26,187
סה"כ	5,776,479,596	70,842

מימוש כתבי אופציה שהונפקו על פי דו"חות הצעת המדף האמורים

3.2

מספר סדרה	מספר כתבי האופציה שמומשו	התמורה ברוטו שנתקבלה באלפי ש"ח
סדרה 6	186,287,356	1,863
סדרה 7	255,020,389	2,550
סדרה 8	254,889,389	2,804
סדרה 9	254,687,858	3,056
סדרה 10	251,721,953	3,272
סדרה 11	1,402,740,648	28,055
סדרה 12	1,402,615,641	28,052
סה"כ	4,007,963,234	69,652

ביום 9.12.2011 נרשמו למסחר 230,246 יחידות השתתפות נוספות. רישום זה נעשה מפני שמימושי כתבי אופציה מהסדרות 5 עד 12 של מחזיקים הרשומים בפנקס בעלי היחידות שבוצעו בשנים 2008-2010 לא דווחו על פי הטופס המתאים, ובעקבות זאת יחידות ההשתתפות שנובעות ממימוש כתבי האופציה לא נרשמו למסחר בבורסה.

פרט לכך לא היו שינויים בהון השותפות המוגבלת בשלוש השנים האחרונות למעט השלמת הון של השותף הכללי בסך 11,000 ש"ח.

יחידות קיימות 3.3

בתאריך הדו"ח קיימות 10,569,031,651 יחידות רשומות על שם בנות 1 ש"ח כל היחידות רשומות למסחר בבורסה לניירות ערך בתל אביב בע"מ.

יחידות שהונפקו בשלוש השנים האחרונות 3.4

בשלוש השנים האחרונות הונפקו 9,784,673,076 יחידות עקב הנפקות ומימוש כתבי האופציה.

4.1 כל הרווחים של השותפות המוגבלת הראויים לחלוקה על ידי השותפות על פי דין (על כך ראה סעיף 4.17), בניכוי סכומים (שלא הובאו בחשבון לצורך קביעת הרווחים) הדרושים לשותפות לפי שיקול דעתו של השותף הכללי לצורך או בקשר עם התחייבויות קיימות של השותפות המוגבלת, (לרבות הסכומים הדרושים לדעת השותף הכללי לעמידה בהוצאות בלתי צפויות מראש ושסכומם לא יעלה על 250,000 דולר ארה"ב) (להלן: "הרווחים") יחולקו לשותפים, בהתאם לזכויותיהם, כאמור לעיל, אחת לשנה. חישוב הרווחים יעשה תמיד לשנה המסתיימת ביום 31 בדצמבר. מובהר בזאת כי לא יחולקו רווחים אם קבלתם על ידי השותף המוגבל תיחשב כמשיכה של השקעתו או חלק ממנה, כמשמעות הדבר בסעיף 63(ב) לפקודת השותפויות (נוסח חדש), תשל"ה-1975.

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

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

4.4 על פי הסכם השותפות המוגבלת כל הרווחים שישולמו לנאמן בגין חלקו בשותפות המוגבלת (למעט הסכומים הדרושים לביצוע תשלומים והוצאות ולעשיית פעולות הקבועים בהסכם הנאמנות ואשר סכומם יקבע מעת לעת על ידי הנאמן באישור המפקח) יחולקו על ידו, בתאריך קבלתם מן השותפות 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 לעשייתן הינו כספי הרווחים) עשויה לפגוע באינטרסים של בעלי היחידות. השותף הכללי רשאי, על פי שיקול דעתו, לעשות שימוש בכספי רווחים ולצורך זה להמנע מחלוקתם וכן ליטול בשם השותפות, לצורך קבלת אשראי, התחייבויות בדבר הגבלות על חלוקת רווחים וכן שעבודים על נכסי השותפות הכוללים התחייבויות כאמור והכל לצורכי מימון (בין צרכי מימון מידיים ובין צרכי מימון עתידיים, וכן בין צרכי מימון ידועים ובין

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

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.

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 יצויין 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 חיפושי 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 מחלוקות רווחים לבעלי יחידות ההשתתפות. עוד צויין בהחלטה כי ניתן לקבוע כי החקיקה בדבר חלוקת הון ראווה 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.

לפרטים בדבר הוראות הסכם השותפות המוגבלת (כפי שתוקנו) לענין רווחים, שימוש בהם ונטילת הגבלות על חלוקתם ראו סעיף 7.6.4 לתשקיף המדף.

5. פרק שני – מידע אחר

5.1 מידע כספי

<u>2010</u>	<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>נתונים לגבי תחום הפעילות (אלפי דולר)</u>
\$	\$	\$	
0	14,214	16,592	הכנסות ממכירת נפט
0	(1,811)	(2,569)	תמלוג למדינה
0	(2,965)	(4,206)	תמלוג לשותף הכללי
0	9,439	9,817	הכנסות ממכירת נפט בניכוי תמלוגים
0	(1,581)	(1,744)	הוצאות הפקה
(9,982)	(3,315)	(7,107)	הוצאות חיפושי נפט
(1,591)	(2,441)	(1,572)	הוצאות הנהלה וכלליות
(11,573)	(7,337)	(10,423)	סה"כ הוצאות
(65)	274	167	(הוצאות) הכנסות מימון נטו
(11,338)	(7,063)	(10,256)	סה"כ הוצאות לאחר מימון
(8)	(5)	13	מימוש נכסים
746	(839)	-	קרן הון מתרגום דוחות כספיים
(10,753)	1,532	(426)	רווח/ (הפסד) נקי לשנה

סך הנכסים ליום 31.12.2012 היה 33,759 אלפי \$, ליום 31.12.11 28,270 אלפי \$ וליום 31.12.10 18,967 אלפי \$.

5.2 ההתפתחויות שחלו בנתונים שבטבלה שבסעיף 5.1 לעיל

השינויים בהוצאות חיפושי הנפט כפי שבאה לידי ביטוי בטבלה לעיל נובעים מביצוע קידוח מגד 5 והמבחנים בו בשנים 2010 – 2012. 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") ו/או שיטות המרצה אחרות לפרטים ראו סעיף 9.3 (ו) (5) להלן. 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 והשותף הכללי מעריך כי יהיה צורך לעשות שימוש בטכניקת המרצה זו גם בקידוחים הבאים בשדה מגד. העלויות המשוערות, להערכת השותף הכללי של המרצה באמצעות פרופנט ומבחינה הפקה לאחר מכן הינן כ-9 מליון דולר בכל קידוח (השותף הכללי מעריך כי עלות זו עשויה לרדת כשתחל עבודה רציפה על בארות בשדה).
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 וברישיון מכבי/330 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 לגרום בעקבותיה גם עליה בביקוש לשירותי קידוחי נפט ובמחירים של שירותים אלה. עליה במחירי השירותים במנחי 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.

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.
ביצועו של קידוח מגד 5 התעכב תקופה ממושכת בשל עיכובים בקבלת האישורים הדרושים.

³ למשמעות מונחים אלו ראו בנספח שבסוף פרק זה.

(א) השותף הכללי פועל 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 השותף הכללי 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.

(ב) למיטב ידיעת השותף הכללי לתאריך הדו"ח האישורים הדרושים לביצוע קידוחים באזור של שדה מגד הם: אישור הממונה, אישור צה"ל, המשרד להגנת הסביבה, מינהל התעופה האזרחית, רשות המים, רשות הטבע והגנים, רשות העתיקות, הרשות המקומית, משרד הבריאות, ועדה מחוזית לתכנון ובניה, (הועדה המחוזית התנתה את אישורה בקבלת אישורם של גורמים שונים והשותפות פנתה לקבלת אישורם) מינהל מקרקעי ישראל, מע"צ ומשטרת ישראל.

(ג) הצורך באישור צה"ל לקידוחי מגד 5,6,7 ו-8 נדרש בשל היותם של מקום הקידוחים מצוי במקום המוגדר כ"שטח אש פעיל" של צה"ל. בהקשר זה יצוין כי מרבית השטח של חזקת ראש העין ורשיון מכבי מצוי ב"שטחי אש" של צה"ל.

(ד) תוקפו של אישור צה"ל לקידוחי מגד 5,6,7 ו-8 מותנה בתנאים שונים ובכלל זה חתימה על כתב התחייבות ונטילת אחריות והצגת ביטוחים על פי הנדרש ע"י משרד הביטחון. אישור צה"ל וכתב ההתחייבות שנחתם כאמור כוללים, בין היתר, תנאי-גובה של מגדל הקידוח ותנאים טכניים אחרים תנאים המחייבים את השותפות בקבלת הנחיות, קביעת נוהלי עבודה ועדכונים הדדיים עם הצבא, עמידה בדרישות מסוימות של משרד הבטחון, הצורך באישורים לעובדים בקידוח, איסור על יציאת עובדים מתחומי האתר, גורמים שעמם יש לתאם את ביצוע הקידוח ותנאים נוספים.

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, למגדל הקידוח, לעובדים ולכל צד שלישי במהלך ועקב או כתוצאה מביצוע העבודות על ידי השותפות. כתב ההתחייבות קובע גם הוראות פטור מאחריות למשרד או נציגיו או מי מטעמו בגין כל נזק שיגרם לשותפות ו/או לפועלים מטעמה או לצד ג' כלשהו באופן ישיר או בעקיפין, בכל צורה ובכל נסיבות תוך כדי ועקב או כתוצאה מביצוע העבודות על ידי השותפות ו/או מי מטעמה.

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

בכתב ההתחייבות נקבעו גם הוראות בדבר שיפוי ופיצוי של המשרד על ידי השותפות בגין נזקים שיגרמו לו ותביעות שיוגשו נגדו ואשר השותפות אחראית בגינם על פי כתב

ההתחייבות או על פי דין. כמו כן נקבעו הוראות בדבר ביטוחים שעל השותפות לערוך וכן הוטל על השותפות להמציא הצהרה מאת החברה שתבצע את פעולת הקידוח הכוללת בין היתר הצהרה שהיא מודעת לכך שפעילות הקידוח מתבצעת בשטח אש ולסיכונים הכרוכים בכך וויתור על טענות ותביעות כלפי המשרד בגין כל נזק ו/או אובדן העלול להגרם לציוד שלה.

ביום 2.4.09 חתמה השותפות על כתב התחייבות נוסף ובו התחייבה השותפות (בנוסף

(ה)

לאמור לעיל בדבר התחייבותיה על פי כתב ההתחייבות הקודם) כי:

- למשרד הבטחון או מי מטעמו תתאפשר כניסה לאתר מגד 5 בכל עת.

- להציב שמירה לאורך כל שעות היממה ובכל עת בשטח.

- להעביר רשימת עובדים שעתידיים לעבוד בשטח לאישור גורמי הבטחון כחודש מראש.

- לדאוג ליישור השטח בתום הקידוח ולניקוי השטח במקרה של זיהום השטח בעקבות העבודות.

- לפנות את האתר בכל עת על פי דרישת משרד הבטחון.

- כי ככל ובמהלך ביצוע העבודות תתגלה או תמצא תגלית כהגדרתה בחוק הנפט ו/או תתקבל הודעה ממשרד התשתיות הלאומיות על היות הבאר מסחרית תדווח השותפות למשרד הבטחון על התוכניות העתידיות ותפעל לקבלת האישורים הנדרשים מאת משרד הבטחון לצורך המשך פעילותה בשטח, בטרם תחילת קידום התוכניות העתידיות. השותפות התחייבה ליידע את משרד הבטחון לתאם עימו ולקבל אישורו מראש לכל תכנון ו/או תכנית פיתוח שתתוכנן על ידה וזאת מיד עם הכנתה כאמור לצורך מימוש תכנית העבודה שתואמה עם הממונה.

בכתב ההתחייבות נוסף שנחתם ביום 3.3.2011 התחייבה השותפות להקים גדר היקפית

(ו)

נוספת, שער והסדרת דרכי גישה, ליידע ולקבל אישור מראש להצבת כל מתקן משמעותי בשטח ובכלל זה מתקן לייצור חשמל, קבלת אישור מראש לכל תוכנית פיתוח, לעדכן על כל התפתחות או אירוע, וויתור של המבטח על זכות שיבוב ותחלוף כלפי משרד הבטחון ולהימנע מזיהום הסביבה.

באישור נקבע כי בכל מקרה של העדר כיסוי ביטוחי ו/או סיום תקופת ההרשאה של מנהל מקרקעי ישראל האישור יפקע, עוד נקבע כי כתב ההתחייבות תקף לשישה חודשים מיום חתימתו. בתום תקופה זו יפקע האישור ועל השותפות לפנות מחדש למשרד הביטחון לקבלת אישור חדש.

ביום 15.8.2011 חתמה השותפות על כתב התחייבות נוסף על פיו התקבל אישור משרד

(ז)

הבטחון 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, להצבת שילוט, להרחיב את דרך הגישה לאתר מגד 6, להציב עמדת שמירה נוספת, להתקין שער נוסף ולוודא כי בביצוע העבודות והקידוח לא תהיה השפעה על גדר הבטחון. בכתבי התחייבות נוספים מיום 13.11.2012 התחייבה עוד השותפות לעדכן מראש ולקבל את אישור המשרד בכל מקרה של הצבת צובר נפט (או כל מתקן דומה) ו/או הנחת צנרת או תשתית בקרקע, להרחיב את דרך הגישה לאתר מגד 7, לפעול למניעת רעשים בלתי סבירים ולפיצוי מוסכם בסך 50,000 ₪ לכל יום עיכוב בפינוי השטח.

האישורים לקידוח מגד 5 ולקידוחי מגד 6, 7 ו-8 הוארכו מספר פעמים והם בתוקף עד ליום 30.9.2013.

(ח) לאחר קבלת אישור צה"ל לקידוחי מגד 6, 7 ו-8 השותפות הגישה את הבקשה (תשריט) לשלושת הקידוחים לאישור הועדה המחוזית.

(ט) השותפות הגישה ביום 13.7.11 את הבקשה (המלווה בתשריט) לשלושת הקידוחים בהתאם להליך המהיר שהיה מקובל במשך עשרות שנים לאישור ביצוע קידוחי נפט, בהתאם לסעיף 21(2)(ט) לתקנות התכנון והבניה (עבודה ושימוש הטעונים היתר) תשכ"ז-1967. ביום 14.11.11 התקיים בוועדה המחוזית הדיון לאישור קידוחים אלו בדיון פנימי שהתקיים לאחר מכן בוועדה ביום 28.11.11 החליטה הוועדה לדחות את הבקשה. ברקע לדחייה עמדה עמדה משפטית חדשה של המדינה כי לא ניתן לבצע קידוחי נפט ללא אישורה של תכנית מתאימה אלא בדרך של הרשאה לפי סעיף 47 לחוק הנפט (שאותה עת לא היתה קיימת).

(י) 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 כרוכים בעלויות עתידיות משמעותיות נוספות לשותפות הנאמדות בכ-3.3 מליון דולר עבור ביצוע 2 קידוחי ניטור מי תהום, ניטור אקולוגי ומעקב אחר תפקוד אוכלוסית בע"ח, מתקן ארובה ירוקה לכל אחד מהקידוחים, בניית משטח בטון שעליו יעמוד מגדל הקידוח והציוד הנלווה עם מערכת ניקוז ומפרידי שמן מים.

ביום 7.1.2013 קיבלה השותפות הודעה בדבר אישור בקשה לקידוח נפט ופעולות לשם קידוח נפט מהוועדה המחוזית לתכנון ובניה מחוז מרכז. בעקבות קבלת האישור החלו העבודות להכנת השטח באתר מגד 6.

קידוח מגד 6 צפוי להתחיל ברבעון השני 2013 והקידוח הבא כחצי שנה לאחר מכן, בעזרת ה'.

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

יחד עם זאת מאפיין מיוחד של הקידוחים האמורים שהשפיע רבות על הדיון הסביבתי היה היותו של האזור שבו מצויים אתרי הקידוחים מוגדר כ"מסדרון אקולוגי" וכשטח בעל ערכי טבע ונוף יחודיים.

בהקשר זה יצוין כי רוב שטח הליבה (core area) בשדה מגד מוגדר כ"מסדרון אקולוגי". לפרטים בדבר בקשה למתן צו ביניים שהוגשה לבית המשפט העליון על ידי אדם טבע ודין ראו בסעיף 17.8 (ב) להלן.

(יא) 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).

(יב) 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 הגישה 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.

(יג) 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.

(יד) 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.

(טו) 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. מאחר והנחיות מקצועיות כאמור טרם הוצאו, אין בידי השותפות לדעת אם הן תעלינה בקנה אחד עם עמדתה זו.

קושי בהשגת קבלן קידוחים

6.5

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 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. בין היתר החלה השותפות בקידומן של תכניות שיעדן הפרדת הגז מהנפט, טיפול בו לצורך הבאתו לאיכות המתאימה לשווק לצרכנים בצנרת, והולכתו בצנרת משדה מגד אל צנרת הולכה חיצונית 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. התכניות האמורות כוללות תכנית לטווח ארוך (הכוללת מתקן מרכזי שאליו ינותבו הנפט והגז המופקים מכל הבארות המפיקות שיהיו בשדה מגד) ותכנית לטווח ביניים (עד להשלמת התכנית לטווח ארוך) המיועדת לטיפול בנפט ובגז שיופקו ממגד 5, 6, 7 ו-8. 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 לענין שיווק לצרכנים או לענין הולכת הגז בקשר לתכניות האמורות.

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.

ביום 20.3.2012 נחתם הסכם למכירת הגז הנלווה המופק במגד 5 (להלן- "הגז") עם חברת ג.ט.ל (גז טבעי לישראל) בע"מ (להלן- "הרוכש").

השלב הראשון בהסכם יחול בתשעת החודשים מחתימת ההסכם בהם יפעל הרוכש בעצמו ועל חשבונו לקבלת כל האישורים וההיתרים הדרושים. במידה ותהיה מניעה כלשהי בקבלת האישורים לרוכש תהיה אופציה לבקש ארכה נוספת של שלושה חודשים (ביום 20.12.2012 הודיע הרכש על רצונו לממש ארכה זו). במידה ולא יתקבלו האישורים הנדרשים בחלוף 12 החודשים הרוכש יוכל להודיע על ביטול ההסכם ולשלם פיצוי בסך- 75,000 דולר לשותפות או להודיע על רצונו לקיים את ההסכם (בהסכם נקבע מנגנון לפיו הרוכש יקבל ארכה נוספת של שלושה חודשים ולאחר מכן החל מהחודש ה-16 יחל לשלם בכל מקרה עבור הגז או שישלם פיצוי בסך-75,000 דולר לשותפות).

בשלב השני לאחר קבלת האישורים וההיתרים הנדרשים הרוכש מתחייב לרכוש לפחות 90% מהכמות היומית של הגז המופק מבאר מגד 5. בהסכם נקבעו מנגנונים למקרים בהם תהיה עליה או ירידה בתפוקת הגז. יודגש כי לא תיעשה מכירה של גז בשבתות וחגי ישראל.

תקופת הסכם תחל מיום 20.3.2012 (מועד חתימת ההסכם) ותסתיים בתום 4 שנים.

מחיר הגז בהסכם נקבע על פי מחיר קבוע (כאשר עד לתום 24 חודש מחתימת ההסכם ישלם הרוכש תשלום מופחת) והשותפות מעריכה כי במידה ויתקבלו כל האישורים הנדרשים ויושלמו פעולות ההכנה הנדרשות באתר הקידוח (עד תום השנה הראשונה להסכם) יתקבלו בשלושת השנים של המכירות על פי ההסכם כ- 4 מליון דולר.

ההסכם כולל מספר תנאים מתלים, שעיקרם קבלת אישור התוכניות (תב"ע) של השותפות לגבי קידוח מגד 5, אישור מוסדות התכנון לתוכנית הבינוי של מתקני הגז באתר הקידוח ככל שידרש, וכן מספר תנאים להפסקת ההסכם ללא פיצוי שעיקרם שינוי מהותי של הרכב הגז, ירידה משמעותית של כמות הגז וחוסר יכולת להפיק גז מהבאר שלא בשל מעשה זדון ו/או מעשה מכוון של השותפות.

בהסכם נשמרה זכות הצדדים להודיע על סיום ההסכם בהודעה מראש של 60 יום ונקבעו סכומי הפיצוי לצד השני המשתנים בהתאם למועד ההודעה. הפיצוי המקסימלי שתשלם השותפות במידה ותיתן הודעה על סיום ההסכם יעמוד על 500,000 דולר. הפיצוי המקסימלי שישלם הרוכש במידה וייתן הודעה על סיום ההסכם יעמוד על 400,000 דולר.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד:

ההערכות דלעיל ביחס להיקף הכספי הכולל של ההסכם, כמות הגז שתירכש, ותחילת מועד האספקה על פי ההסכם, מהוות מידע צופה פני עתיד כמשמעותו בסעיף 32 א לחוק ניירות ערך, אשר אין כל ודאות כי יתממש, כולו או חלקו, והעשוי להתממש באופן שונה מהותית, וזאת עקב גורמים שונים לרבות עקב אי התקיימות התנאים המתלים, כולם או חלקם, קושי בהשגת האישורים וההיתרים הנדרשים, שינויים בהיקף, בקצב ובעיתוי הפקת הגז, וכיוצ"ב

6.7 שינויים בחקיקה

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.

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.

7 מידע כללי על תחום הפעילות

מבנה תחום הפעילות ושינויים החלים בו (א)

פעילות חיפוש והפקה של נפט וגז טבעי היא פעילות מורכבת ודינאמית, הכרוכה בעלויות משמעותיות ובחוסר ודאות גדול ביותר לגבי עלויות החיפוש, לוחות הזמנים שלהם, הימצאות נפט או גז טבעי והיכולת להפיקם תוך שמירה על כדאיות כלכלית. כתוצאה מכך, חרף ההשקעות הניכרות, לעתים קרובות הקידוחים אינם משיגים תוצאות חיוביות ואינם מביאים להכנסות כלשהן או אף מביאים לאובדן רוב ההשקעה או כולה. 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 סייסמים 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, בקרות שינויים מהותיים בתנאי השוק, לתגליות מסחריות, וכן להיפך.

7.1 **כפיפות לחוק הנפט תשי"ב-1952 ולתנאים שנקבעו על פיו**
7.1.1 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. על הטכניקות המיוחדות שנבחרו על ידי השותף הכללי ראו סעיף 9.3(ו)5 להלן. על התלות של השותפות בספקי שירותים וציוד מחוץ לישראל הנובעת מכך ראו סעיף 6.1 לעיל ו-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 על חתימת ההסכם לביצוע שני הקידוחים הבאים של השותפות על ידי חברה זרה ועל ביצוע המבחנים ופעולת הפרופנט על ידי חברות זרות המתמחות התחומים 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 העיכובים בביצוע של קידוח מגד 5 בשל עיכוב בקבלת האישורים, על העיכוב בקבלת אישור הועדה המחוזית לקידוחי מגד 6,7 ו-8, על כך שלא נתקבל אישור צה"ל לקידוח בשטח רשיון מכבי ועל היות מרבית שטחי חזקת ראש העין I/11 ורשיון מכבי 330 שטחים 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 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 15 במרץ 2013 היה כ-109 דולר לחבית נפט מסוג BRENT). להסכם מכירת הנפט שמפיקה השותפות ראו בסעיף 7.9 להלן.
עליית מחירי הנפט בשנים האחרונות גרמה גם לעליות במחירי השירותים לקידוחי נפט.

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.

גורמי הצלחה קריטיים בתחום

גורמי הצלחה הקריטיים בתחום הינם:

- א. איתור וקבלת זכויות לחיפושים (רכישה או הצטרפות) בשטחים בהם קיים פוטנציאל לתגלית מסחרית.
- ב. יכולת גיוס משאבים כספיים ניכרים.
- ג. שימוש בטכנולוגיות מתקדמות (כגון סקרים סייסמיים ותהליכי עיבוד מידע מתקדמים) וזאת לצורך איתור והכנת פרוספקטים לקדיחה וכן לצורך גיבוש תכנית פיתוח.
- ד. קבלת שירותים מגופים עתירי 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.

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).

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 חיפוי נפט וגז כמוגדר בהסכמים.

תחליפים למוצרי תחום הפעילות

7.8

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 יימצאו מאגרי נפט נוספים לא תתקל השותפות בקשיים למכור את הנפט לאור היקפי הצריכה המקומית והעולמית והיותו של הנפט Commodity. עוד יצויין בהקשר זה כי בדיקות שנעשו על ידי מעבדה חיצונית של דגימות הנפט מתוך המקטעים 1 עד 6 מראות כי לכל הדגימות מאפיינים דומים, כולן בעלי איכות גבוהה (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. בהסכם נקבע כי:

- א. תקופת ההסכם הינה לשנה אחת עד ליום 31.12.2013.
- 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).

לקוחות

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

שיווק והפצה

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

כחלק מההיערכות לקראת המשך פיתוח שדה מגד, השותפות חתמה ביום 11.10.2012 על הסכם שכירות של מיכל אחסון נפט שנועד להתאים ליכולות ההפקה העתידיות של השותפות. המיכל האמור נועד להחליף את המיכל שבו עשתה השותפות שימוש עד לאותו מועד, שכן אין אפשרות להאריך את תקופת השכירות שלו וגודלו עשוי שלא להספיק לפעולות ההפקה העתידיות.

במיכל האחסון שנשכר כאמור ביום 10.11.12 ניתן לאחסן עד ל-300,000 חביות נפט. בשל גודלו של המיכל ובשל צרכים תפעוליים היה צורך להזרים למיכל כמות נפט התחלתית מינימאלית של כ- 36,000 חביות שרק לאחריה ניתן לעשות שימוש מסחרי במיכל ולהזרים ממנו נפט שיימכר לצד ג'. מאמצע חודש אוקטובר 2012 ועד לחודש פברואר 2013 לא בוצעו מכירות של נפט על ידי השותפות וכל הנפט שהופק מקידוח מגד 5 הוזרם למיכל.

בשל שיקולים תפעוליים הודיעה השותפות למשכיר בחודש פברואר 2013 כי לא תוכל להמשיך ולעשות שימוש במיכל וכי היא מבטלת את ההסכם. בחודש מרץ 2013 מכרה השותפות את הנפט שהוזרם למיכל ופינתה את המיכל. השותפות חזרה לאחסן את הנפט במיכל הקודם ולמכור את הנפט המופק. השותפות פועלת למציאת מיכל חלופי.

פעילות השותפות

כפי שצויין לעיל, השותפות המוגבלת הוקמה לצורך ביצוע פעולות חיפוש והפקה של נפט וגז בישראל. במסגרת זו, פועלת השותפות בחזקת ראש העין וברישיון מכבי. 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 להנחיית הדיווח:

א. חזקת ראש העין I/11

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שדה הנפט מגד	שם נכס הנפט:
מרכז הארץ ולאורך הקו הירוק	מיקום:
שטח החזקה 244 קמ"ר שטח שדה מגד המשתרע על חלק מהחזקה ומהרשיון הינו כ- 175 קמ"ר	שטח:
חזקה I/11 פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפוש והפקה	סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:
4.4.04 בתוקף מ-1.4.02	תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:
31.3.2032	תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:
	תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:
31.3.2032	תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:
בכפוף להוראות חוק הנפט החזקה ב-20 שנים נוספות	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת הארכה האפשרית:
גבעות עולם נפט בע"מ (השותף הכללי בשותפות)	ציון שם המפעיל (Operator):
גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993)- 99% וחברה זרה 1% - Millenium Quest PTY Ltd למיטב ידיעת השותפות מנהל הקידוחים פיטר דאוור (אשר ניהל גם את קידוחי מגד 3, 4 ו-5) 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 (73.33%) ⁴ נפט הר קדם בע"מ (0.02%) ⁵ , וטי-אויל וגז בע"מ (26.65%) ⁶ .	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:

⁴ במניות ראש העין חיפושי נפט בע"מ מחזיקים נפט ב.ד. בע"מ (46%), ש.ל.ב. השקעות בע"מ (46%)*, פרופ' גדליה גבירצמן (2%) 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%) (שלום פרץ משמש כרואה החשבון של בני משפחת בן-דוד ועסקיה) וחברת גינות המלכים בע"מ- 6% (למיטב ידיעת השותפות בעלי המניות בחברה הינם דהוקי, שלמה, דהוקי סימה, דהוקי עומרי ודהוקי עוז בחלקים שווים).

* במניות 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%) וקזמיר ג'פרי (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-אויל וגז בע"מ, חברה פרטית, אשר המחזיקים במניותיה הנם טוביה לוסקין (99%) וולדימיר שטיינגולץ (1%). טוביה לוסקין מכהן כדירקטור בטי-אויל וגז בע"מ.

חזקת ראש העין I/11	
פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
-	עבור החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:
אחזקה ישירה על ידי השותפות ב-99% מהחזקה	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
שיעור ההשתתפות האפקטיבי של התאגיד המדווח בהכנסות מנכס הנפט- 66.375% (בהתאם להסכם השותפות המוגבלת השותף הכללי זכאי לתמלוג בשיעור 20.455% ובחישוב אפקטיבי 20.25%)	ציון החלק האפקטיבי המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט:
חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט בחמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח – 37,653 אלפי דולר.	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):

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). כמו כן נקבע כי על בעלת החזקה להציג לאישור הממונה על עניני הנפט הוכחה לקיום ביטוח בהיקף שיכסה נזקים לסביבה היבשתית כתוצאה מפעולות המתבצעות במסגרת החזקה. ביטוח מתאים יהיה בתוקף במשך כל תקופת החזקה ועד להשלמת פעולות הנטישה פוליסות הביטוח יוצגו לממונה על עניני הנפט לפני כל קידוח חדש ולפני תחילתן של פעולות התקנת ציוד הפקה ומתקניו ולפני תחילת פעולות הנטישה של החזקה. עוד נקבע בתנאים המיוחדים כי שלש שנים לאחר תחילת ההפקה, תגיש בעלת החזקה לממונה על עניני הנפט תכנית נטישה ואומדן העלויות של ביצוע תכנית זו. העלויות יכללו איטום הקידוחים ופרוק המתקנים והצנרת שהוקמו לצורכי הפקה. גובה הערבות שתנתן לביצוע 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 עניני הנפט שכותרתו "אישור תכנית פיתוח שדה מגד". במכתב מודיע הממונה כי:

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

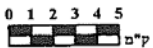
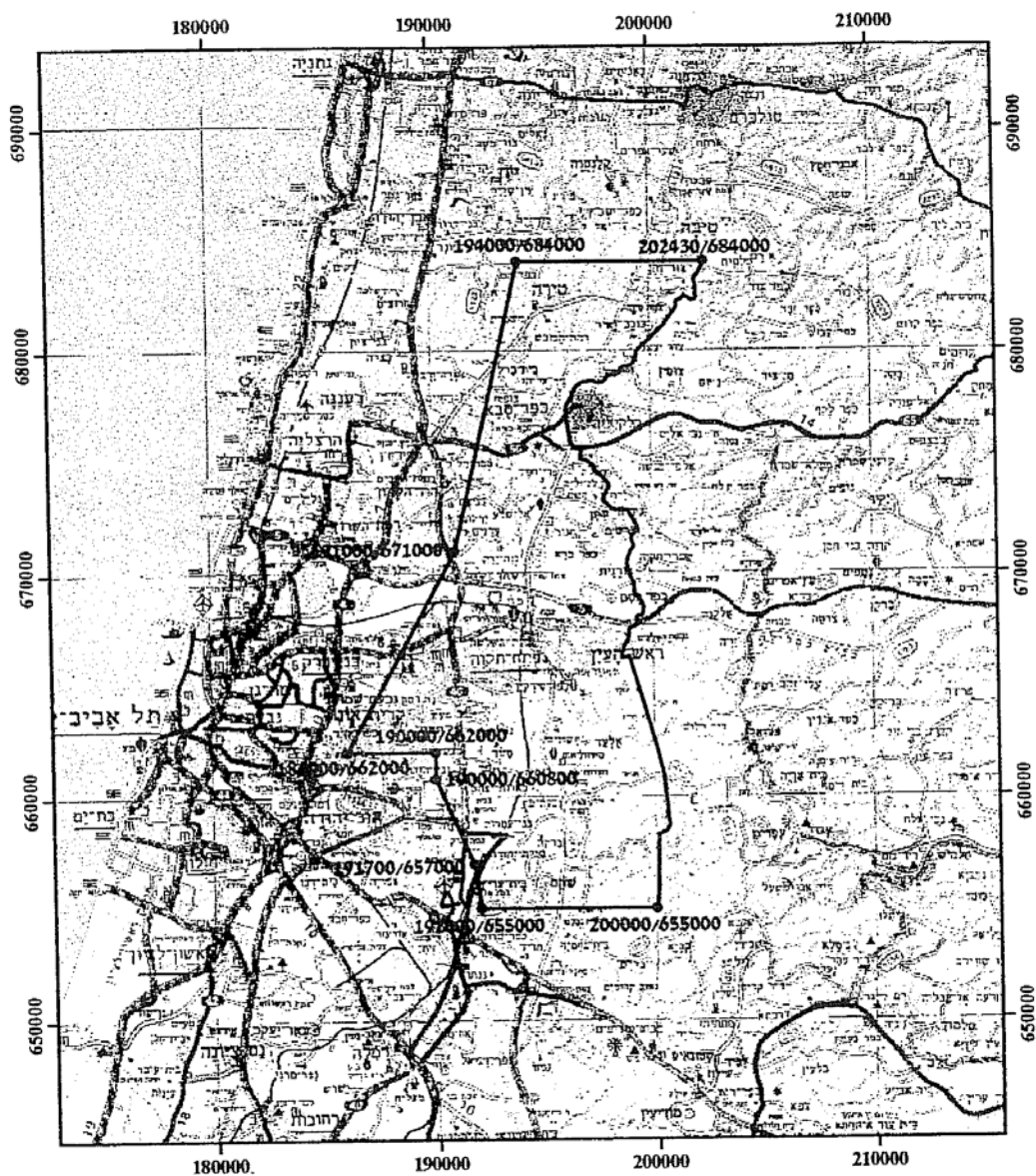
זכויות השותפות כאמור בחזקת ראש העין וברשיון מכבי רשומות בשטר החזקה והרשיון לפי הענין ובפנקס הנפט. כמו כן קיימת התחייבות של בעלי ענין בשותפות, שטרם נתקבל האישור למימושה, להעביר לשותפות את זכויותיהם על פי כתב זכות סירוב ראשונה לגבי שטח ראש העין מזרח שממזרח ל"קו הירוק".

מפת נכס נפט

.ג.

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

חזקה I/11 "ראש העין"
 כ- 243,000 דונם



ק"מ: 1 : 250,000

ד"ר יחזקאל דוקמן
 הממונה על ענייני הנפט

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

עמידה בתנאי תכנית העבודה בחזקה (ד)

תיאור רכיבי תכנית העבודה שטרם קוימו בתקופה	תיאור רכיבי תוכנית העבודה שקוימו בתקופה	תיאור תוכנית העבודה שנקבעה לתקופה	תקופה
לא הוגשה תוכנית פיתוח השדה	הכנות וביצוע קידוח מגד 5	ביצוע קידוח מגד 5 והגשת תוכנית לפיתוח שטח החזקה.	2009
לא הוצג האישור מחברת החשמל לא הושגו האישורים	ביצוע מבחנים ופעולות פרופנט הגשת תוכנית עקרונית לפיתרון הנדסי של הפקת הגז בכמויות מסחריות	ביצוע פעולות פרופנט תוגש תוכנית עקרונית לפיתרון הנדסי של הפקת הגז בכמויות מסחריות – עד 1.12.10 . 2. הצגת אישור מחברת החשמל להתחייבות לרכוש החשמל שיוצר ע"י הגז בתחנת כח באתר.	2010
טרם החל שלב ההפקה המסחרית בקידוח מגד 5.	ביצוע מבחנים ופעולות פרופנט החל מחודש יוני ועד למועד דו"ח זה מבוצעים בקידוח מגד 5 מבחני הפקה ארוכי טווח. כמו כן הגישה השותפות תוכנית לפיתוח שטח החזקה שקיבלה את אישור הממונה.	ביצוע מבחני הפקה ארוכי טווח ותחילת הפקה מסחרית בקידוח מגד 5 והגשת תוכנית לפיתוח שטח החזקה. הערכת כמויות הנפט (וגז המלווה) במהלך חודשי ההפקה המסחרית הניסיונית (4/2011 עד 11/2011) עד 30.11.2011 .	2011
לא נקדחו קידוחי מגד 6,7 ו-8 ולא בוצעו בהם מבחני הפקה.	התקנת מתקן שריפת הגז. המשך ביצוע מבחני ההפקה לטווח ארוך בקידוח מגד 5. קבלת אישור הועדה המחוזית לביצוע קידוחי מגד 6,7 ו-8.	ייצור והספקה של מתקן שריפת הגז – Green Flare – עד 1.02.12 התקנה של מתקן שריפת הגז באתר קידוח מגד – 5 עד 29.02.12 תחילת קדיחת קידוח מגד 6 – 1.2.12 תחילת הפקה מסחרית מקידוח מגד 6- עד 1.09.12 תחילת קדיחת קידוח מגד – 7 עד 1.6.12 תחילת קדיחה של קידוח מגד 8 – 01.11.12 סיום קדיחה וביצוע מבחני הפקה בקידוח מגד 7 – 1.12.12	2012

עמידת התאגיד בתנאי תוכנית העבודה המחייבת

דירקטוריון השותף הכללי מבקש לציין כי קידוח מגד 5 התעכב תקופה ממושכת עד להשגת כל האישורים הנדרשים ומכונת קידוח ותוכנית העבודה בחזקה עודכנה בשל עיכובים אלו. כמו כן נגרמו עיכובים נוספים בתוכנית העבודה של השותפות כתוצאה מעיכוב בקבלת אישור הועדה המחוזית לקידוחי מגד 6, 7 ו-8 (לפרטים ראו בסעיף 6.6 לעיל. השותפות פועלת לעדכון תכנית העבודה בעקבות העיכובים האמורים.

(ה) תוכנית עבודה עתידית מחייבת בהתאם לתנאי נכס הנפט

תקופה	תיאור תוכנית העבודה העדכנית שנקבעה לתקופה	אומדן תקציב הנדרש לביצוע תכנית העבודה (אלפי דולר ארה"ב) (בחלוקה לרכיבים עיקריים)	אומדן חלקם האפקטיבי של מחזיקי הזכויות ההונית של השותפות בתקציב הכולל (אלפי דולר ארה"ב) (בחלוקה לרכיבים עיקריים)
2013 (התאריכים טעונים עדכון של תכנית העבודה)	תחילת קדיחת קידוח וביצוע מבחני הפקה מגד 6	24,937	25,795
	תחילת קדיחת קידוח מגד 8 -	5,784	6,044
2014 ואילך	תחילת הפקה מסחרית מקידוח מגד 6-	4,805	4,805
	סיום קדיחה וביצוע מבחני הפקה ותחילת הפקה סדירה בקידוח מגד 8	18,607	19,423
	תחילת קדיחה של קידוח מגד 7	15,777	16,487
	סיום קדיחה וביצוע מבחני הפקה ותחילת הפקה סדירה בקידוח מגד 7	9,160	9,572

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקת ראש העין מיום 1.1.2009 ועד למועד הדו"ח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

<u>חזקת ראש העין</u>			
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)
2009	הכנות וביצוע קידוח מגד 5 והגשת פרוספקט חלופי וביצוע אינטרפרטציה ועיבוד מידע סייסמי קידוח מיד לאחר קידוח מגד 5	10,880	10,880
2010	ביצוע מבחנים ופעולות פרופנט וביצוע אינטרפרטציה ועיבוד מידע סייסמי	12,120	12,120
2011	ביצוע מבחנים ופעולות פרופנט ומבחני הפקה לטווח ארוך הצגת תכנית פיתוח מלאה	10,312	10,260
-2012	המשך מבחני ההפקה לטווח ארוך בקידוח מגד 5 והגשת אישורים לביצוע קידוח מגד 6,7 ו-8	5,427	5,372
-2013 ואילך	הפקה מסחרית ממגד 5 ביצוע קידוח מגד 6 והפקה מסחרית ממנו ביצוע קידוח מגד 8 והפקה מסחרית ממנו ביצוע קידוח מגד 7 והפקה מסחרית ממנו	74,811	77,913

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכת השותפות כאמור לעיל לעניין עלויות ולוחות זמנים של הפעולות המתוכננות בבחזקת ראש העין, הינה מידע צופה פני עתיד, המבוסס על הערכות ראשוניות של השותף הכללי לגבי עלויות מרכיבי הקידוח פרויקט. לוחות הזמנים והעלויות בפועל עשויים להיות שונים מההערכות לעיל והם מותנים, בין היתר, בהשלמת התכנון המפורט של מרכיבי הפרויקט אשר טרם בוצעו, בקבלת הצעות מקבלנים, בשינויים בשוק הספקים וחומר הגלם בעולם כגון מתכות וכיו"ב.

⁷ הסכומים לשנים 2009-2011 הינם סכומים שהוצאו בפועל.

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

שדה מגד			
שיעור ההשתתפות	אחוז	שיעור מגולם ל-100%	הסברים
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% ואילך 103.45% עד וכולל קידוח מגד 6 - 108.59% ואילך 104.49%	עד וכולל קידוח מגד 5 - 108.59% ואילך 104.49%	ראה תחשיב בטבלה שבסעיף ט' להלן השותפות נשאה בעלויות של מגד 5 גם עבור חלקה של החברה שבבעלות מנהל הקידוח

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

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 וחברה שמנהל הקידוחים של השותפות בעל מניות בה מחזיקה ב-1% מהחזקה. לפרטים ראו סעיף 12.13.7 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) לעיל. (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%	

ביאור לחישוב שיעור ההשתתפות האפקטיבית של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות

בהוצאות החיפוש, הפיתוח וההפקה בחזקה

חזקת ראש העין I/11		
הסבר תמציתי כיצד מחושב התמלוגים או התשלום (וכן הפניה לתיאור ההסכם)	אחוז	פריט
	100%	הוצאות תיאורטיות במסגרת תוכנית העבודה של נכס הנפט (ללא תמלוגים האמורים)
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
בהתאם להסכם השותפות המוגבלת השותף הכללי יהיה המפעיל בפעולות חיפושי הנפט בשטחים שבהם יש לשותפות אינטרס ויהיה זכאי לדמי מפעיל בשיעור של 7.5% מההוצאות בגין פעולות חיפושי נפט אך לא פחות מסכום כולל של 22,000 דולר ולפרטים בדבר הסכמת השותף הכללי להפחתת דמי המפעיל בקידוחים הבאים ל- 4.5% ראו (ראו בסעיף 7.6.1(ב)(1) לעיל.	עד וכולל קידוח מגד 5 - 7.5% מקידוח מגד 6 ואילך 4.5%	המפעיל
	עד וכולל קידוח מגד 5 - 107.5% מקידוח מגד 6 ואילך 104.5%	סה"כ שיעור ההוצאות האפקטיבי ברמת נכס הנפט
השותפות מחזיקה ב-99% מחזקת ראש העין וחברה שמנהל הקידוחים של השותפות בעל מניות בה מחזיקה ב-1% מהחזקה. על אף האמור השותפות נשאה בחלקה של החברה האמורה בהוצאות קידוח מגד 5 והמבחנים לפרטים ראו סעיף 13.7 להלן.	עד וכולל קידוח מגד 5 - 100% מקידוח מגד 6 ואילך 99%	חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)
	עד וכולל קידוח מגד 5 - 107.5% מקידוח מגד 6 ואילך 103.45%	סה"כ חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההוצאות האפקטיבי, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות. (האחוזים להלן יחושבו בהתאם לחלקה של השותפות בנכס הנפט):		
אין תשלומים כאמור בשותפות		
	עד וכולל קידוח מגד 5 - 107.5% מקידוח מגד 6 ואילך 103.45%	החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש ופיתוח בנכס הנפט.

8.1 (א) רשיון מכבי/330

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שדה הנפט מגד	שם נכס הנפט:
מרכז הארץ ולאורך הקו הירוק	מיקום:
שטח הרישיון 110 קמ"ר שטח שדה מגד המשתרע על חלק מהחזקה ומהרשיון הינו כ- 175 קמ"ר	שטח:
רשיון מכבי/ 330 פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפוש והפקה	סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה:
15.6.06	תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:
14.6.09	תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:
ביום: 16.6.09, ביום 25.11.09, ביום 12.7.2010, ביום 15.6.2011, ביום 13.11.2011 וביום 25.10.2012	תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:
15.4.2013	תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:
בכפוף להוראות חוק הנפט בחדשיים נוספים.	ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת הארכה האפשרית:
גבעות עולם נפט בע"מ (השותף הכללי בשותפות)	ציון שם המפעיל (Operator):
100% גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993)-השותף הכללי הוא בעל השליטה בשותפים.	ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים:

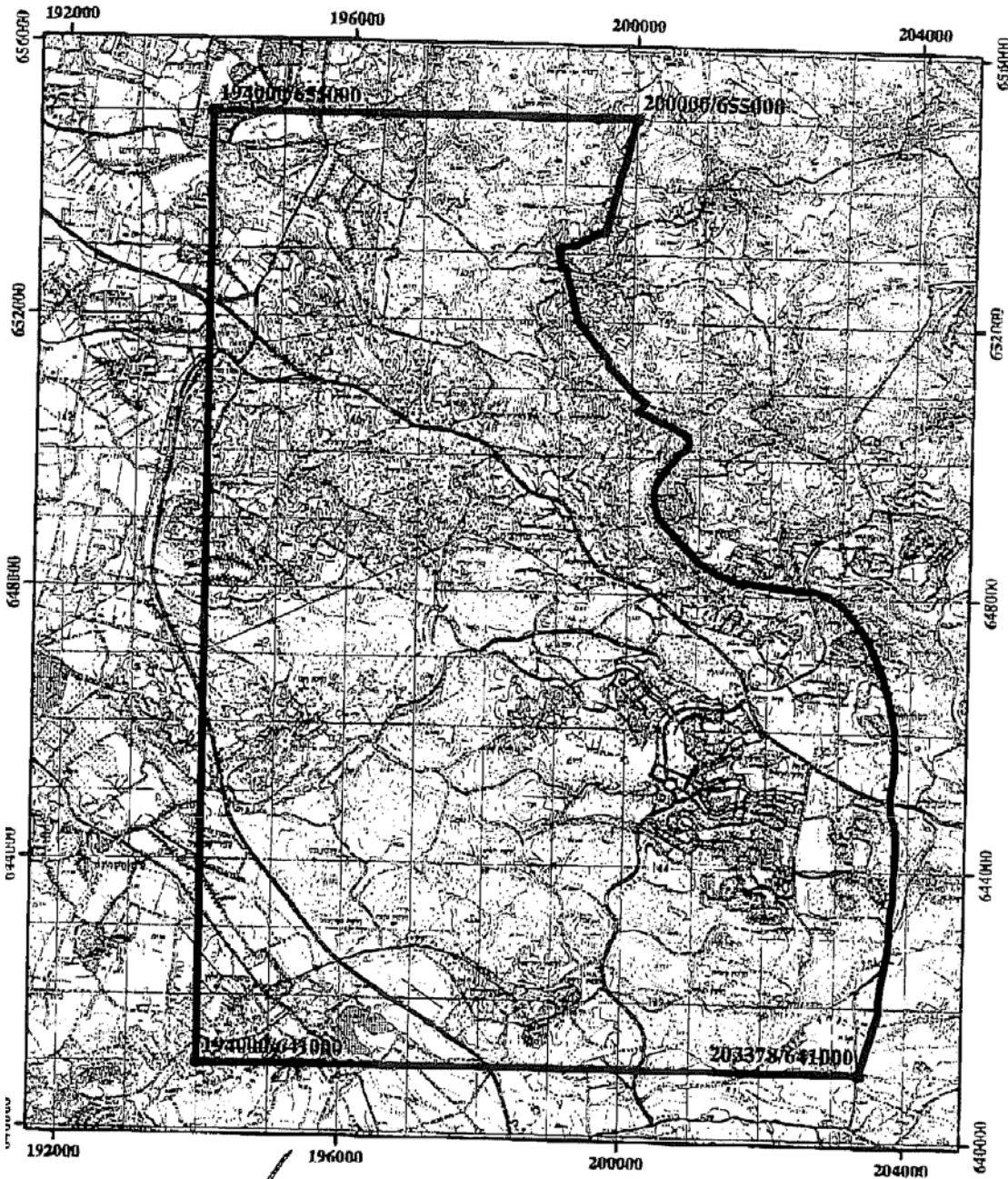
רשיון מכבי	
פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט	
-	עבור החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:
אחזקה ישירה על ידי השותפות ב-100% מהרשיון	תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:
שיעור ההשתתפות האפקטיבי של התאגיד המדווח בהכנסות מנכס הנפט- 67.045% (בהתאם להסכם השותפות המוגבלת השותף הכללי זכאי לתמלוג בשיעור 20.455%	ציון החלק האפקטיבי המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט :
חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט בחמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח – 239 אלפי דולר.	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):

זכויות השותפות כאמור בחזקת ראש העין וברשיון מכבי רשומות בשטר החזקה והרשיון לפי הענין ובפנקס הנפט.

ג. מפת נכס נפט

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

רישיון 330 / "מכבי"
דונם 109,825



קני"מ: 1 : 75,000

דרי יוקב פימרן
הממונה על ענייני הנכס

ירושלים, י"ט בסיון התשס"ו
15 יוני 2006

(ד) עמידה בתנאי תכנית העבודה ברשיון

תקופה	תיאור תוכנית העבודה שנקבעה לתקופה	תיאור רכיבי תוכנית העבודה שקוימו בתקופה	תיאור רכיבי תכנית העבודה שטרם קוימו בתקופה
2009	הגשת פרוספקט חלופי השגת האישורים עד ליום 14.6.09 ובביצוע קידוח מייד לאחר קידוח מגד 5	הגשת פרוספקט חלופי וביצוע אינטרפרטציה ועיבוד מידע סייסמי	לא הושגו האישורים ולא בוצע קידוח בשטח הרשיון
2010	ברשיון השגת אישורים עד ליום 1.7.2010	ביצוע אינטרפרטציה ועיבוד מידע סייסמי	לא הושגו האישורים ולא בוצע קידוח בשטח הרשיון
2011	על השותפות לבצע עיבוד חוזר של קווים סייסמיים ופעולות טכניות נוספות ולהגיש לממונה את החומר הסייסמי המעובד וכן ניתוח שלו ושל פעולות נוספות שנדרשו. עוד ציין הממונה כי לאחר ביצוע קידוח מגד 6 בחזקת ראש העין ובכלל זה הערכה לגבי השתרעות השדה בחלק הצפוני של רשיון מכבי, תגיש השותפות דו"ח מסכם בנושאים אלו לממונה.	ביצוע אינטרפרטציה ועיבוד מידע סייסמי	הוגש החומר הסייסמי והניתוח שלו לממונה.
2012	ברשיון- עדכון המודל הגיאולוגי של שדה מגד בשטח הנמצא ברשיון מכבי על פי נתונים מקידוח מגד 5 והגשת דוח עד ל-15.4.2013. הכנת תוכנית קונספטואלית לקידוח בשטח הרשיון והגשה לממונה עד ל-15.4.2013.	ביצוע אינטרפרטציה ועיבוד מידע סייסמי	ברשיון טרם עודכן המודל הגיאולוגי וטרם הוכנה תוכנית לקידוח בשטח הרשיון.

עמידת התאגיד בתנאי תוכנית העבודה המחייבת

דירקטוריון השותף הכללי מבקש לציין כי השגת האישורים לקידוח בשטח רשיון מכבי 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 לאיחוד פעולות ובקשה חילופית 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 רישיון מכבי לחזקת ראש העין בהתאם לסעיפים 48 ו- 49 לחוק הנפט. כמו כן, לשם עמידה במגבלות השטח הקבועות בחוק, ממליצה המועצה לגרוע שטח בגודל דומה מחזקת ראש העין. השטח שעליו הומלץ כי יתווסף לחזקת ראש העין, הינו שטח שהומלץ מבחינה גיאולוגית בהתאם לעמדת גורמי המקצוע והוועדה המקצועית (ולא כל השטח שהתבקש מלכתחילה על ידי גבעות עולם). השותפות טרם קיבלה את החלטת השר בעניין ואת היקף השטחים שיוחלפו כאמור.

בשלב זה הוארך תוקף הרישיון לשנה נוספת עד ליום 15.4.2013.

(ה) תוכנית עבודה עתידית מחייבת בהתאם לתנאי נכס הנפט

אומדן חלקם האפקטיבי של מחזיקי הזכויות ההונית של השותפות בתקציב הכולל (אלפי דולר ארה"ב) (בחלוקה לרכיבים עיקריים)	אומדן תקציב הנדרש לביצוע תכנית העבודה (אלפי דולר ארה"ב) (בחלוקה לרכיבים עיקריים)	תיאור תוכנית העבודה העדכנית שנקבעה לתקופה	תקופה
13	13	עדכון המודל הגיאולוגי של שדה מגד בשטח הנמצא ברישיון מכבי על פי נתונים מקידוח מגד 5-והגשת דוח עד ל-15.4.2013.	2013
10	10	הכנת תוכנית קונספטואלית לקידוח בשטח הרישיון והגשה לממונה עד ל-15.4.2013.	

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל ברשיון מכבי מיום 1.1.2009 ועד למועד הדו"ח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

<u>רשיון מכבי</u>			
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) ⁸	חלקם האפקטיבי של מחזיקי הזכויות ההונית של השותפות בעלות / תקציב (אלפי דולר)
2009	הגשת פרוספקט חלופי וביצוע אינטרפרטציה ועיבוד מידע סייסימי קידוח מייד לאחר קידוח מגד 5	38	40.85
2010	ביצוע אינטרפרטציה ועיבוד מידע סייסימי	58	62.35
2011	ביצוע אינטרפרטציה ועיבוד מידע סייסימי	91.4	94.83 (החל מחודש יוני שולמו דמי המפעיל לפי החלופה של סכום קבוע 22,000 דולר לחודש ולא כאחוז מההוצאות לפרטים ראו סעיף 7.6.4 לעיל)
-2012	ביצוע אינטרפרטציה ועיבוד מידע סייסימי	101	102 (בשלושת הרבעונים הראשונים של שנת 2012 שולמו דמי המפעיל לפי החלופה של סכום קבוע 22,000 דולר לחודש ולא כאחוז מההוצאות לפרטים ראו סעיף 7.6.4 לעיל)
-2013	עדכון המודל הגיאולוגי של שדה מגד בשטח הנמצא ברשיון מכבי על פי נתונים מקידוח מגד 5 והגשת דוח עד ל-15.4.2013. הכנת תוכנית קונספטואלית לקידוח בשטח הרישיון והגשה לממונה עד ל-15.4.2013.	96	100

(ז) גילוי לעניין שיעור ההשתתפות האפקטיבי בהוצאות ובהכנסות ברשיון מכבי/330

<u>רשיון מכבי</u>			
שיעור ההשתתפות	אחוז	שיעור מגולם ל-100%	הסברים
החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בנכס הנפט	100%	100%	אחזקה ישירה על ידי השותפות ב-100% מהרשיון
החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בהכנסות מנכס הנפט	67.045%	67.045%	ראה תחשיב בטבלה שבסעיף ח' להלן
החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש פיתוח או הפקה בנכס הנפט	104.5%	104.5%	ראה תחשיב בטבלה שבסעיף 12.8.1 (ט) להלן

⁸ הסכומים לשנים 2009-2011 הינם סכומים שהוצאו בפועל.

רשיון מכבי		
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)	100%	
סה"כ, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההכנסות האפקטיבי, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)	87.5%	
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	20.455%	ראו בסעיף 7.6.1(א)(3) לעיל. (בהתאם להסכם השותפות המוגבלת השותף הכללי זכאי לתמלוג בשיעור 20.455%
סה"כ	67.045%	
חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות עקב קבלת תמלוגים נוספים מהנכס	-----	
החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בהכנסות מנכס הנפט	67.045%	

ביאור לחישוב שיעור ההשתתפות האפקטיבית של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות
בהוצאות החיפוש, הפיתוח וההפקה ברשיון מכבי/330

רשיון מכבי		
הסבר תמציתי כיצד מחושב התמלוגים או התשלום (וכן הפניה לתיאור ההסכם)	אחוז	פריט
	100%	הוצאות תיאורטיות במסגרת תוכנית העבודה של נכס הנפט (ללא תמלוגים האמורים)
פירוט התשלומים (הנגזרים מההוצאות) ברמת נכס הנפט:		
המפעיל	4.5%	בדבר הסכמת השותף הכללי להפחתת דמי המפעיל בקידוחים הבאים ל-4.5% ראו בסעיף 7.6.1(ב)(1) לעיל.
	104.5%	סה"כ שיעור ההוצאות האפקטיבי ברמת נכס נפט
	100%	חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהוצאות נכס הנפט (בשרשור)
	104.5%	סה"כ חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות, בשיעור ההוצאות האפקטיבי, ברמת נכס הנפט (ולפני תשלומים אחרים ברמת השותפות)
פירוט תשלומים (הנגזרים מההוצאות) בקשר עם נכס הנפט וברמת השותפות. (האחוזים להלן יחושבו בהתאם לחלקה של השותפות בנכס הנפט):		
אין תשלומים כאמור בשותפות		
	104.5%	החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות, בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש ופיתוח בנכס הנפט.

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

<u>שדה מגד</u>		
מתוכו, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל	סה"כ חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט ⁹	פריט
933	12,120	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2010 (לרבות התשלומים האמורים)
841	12,364	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2011 (לרבות התשלומים האמורים)
289	6,967	תקציב שהושקע בפועל בשנת 2012 (לרבות התשלומים האמורים)

(יא) תיאור הסכמים מהותיים בין השותפים בנכס הנפט

השותפות מחזיקה בכל הזכויות ברשיון וב-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 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. לפרטים ראו סעיף 12.13.7 להלן. בין השותפות לבין החברה האמורה עומד להיחתם הסכם שעניינו 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.

⁹ לרבות עלויות חיפושים שבגינן משולמים תשלומים למפעיל.

נתוני כמויות

על-פי דוח (להלן: "דו"ח הרזרבות") שהוכן על-ידי Netherland and Sewell & Associates, Inc. (להלן: "NSAI"), ואשר הוכן על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), רזרבות הנפט (crude oil) בשדה מגד (המשאבים שבדו"ח הרזרבות מתייחסים רק למשאבים שבזכויות הנפט הקיימות של השותפות חזקת ראש העין ורשיון מכבי) באלפי חביות נכון ליום 31.12.2012, הינן כמפורט להלן:

קטגוריית רזרבות	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	חלק השותפות (Net) ¹⁰ MBBL
רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)	4,091.4	2,715.5
רזרבות צפויות (Probable Reserves)	4,600.4	3,053.3
סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	8,691.8	5,768.8
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	6,950.5	4613.0
סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	15,642.3	10,381.8

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).

עוד מציינת NSAI כי בכל קידוח הוחלט לסווג את מקטע 8B (המקטע ממנו מפיקה השותפות נפט בבאר מגד 115) 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 מציינת NSAI כי קטיגוריית 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 מקטיגוריית הרזרבות הינה כמפורט להלן:

מספר בארות מפיקות	קטיגוריה
3	רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)
5	רזרבות צפויות (Probable Reserves)
8	סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
6	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)
14	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 31.12.2012, הינם כמפורט להלן:

נפט

חלק השותפות (Net) ¹² MBBL	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	קטיגוריית המשאבים המותנים
3,765	5,672	אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)
10,495	15,811	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)
24,263	36,554	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

11 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.
12 אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.

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 הרזרבות¹³.
גז נלווה

קטגוריית המשאבים המותנים	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MMCF	חלק השותפות (Net) ¹⁴ MMCF
אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)	19,552	12,977
האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	47,688	31,651
האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	99,817	66,249

משאבי הגז הנלווה האמורים הינם בתנאי טמפרטורה ולחץ סטנדרטיים ומותנים בהסרת מגבלות תשתית ורגולציה. להערכות לגבי הכמויות שייתקבלו 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 (לפרטים ראו סעיפים 12.9.3 (ה) ו- (ו) להלן).
כמו כן מציינת 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 של כ-10 מליון דולר לכל באר לפרטים ראו בסעיף (6) בפסקה העוסקת בחישוב התזרים המהוון להלן.

להערכת השותף הכללי לא צפויים קשיים במכירת הנפט שיופק מהמשאבים המותנים לאור היקפי הצריכה המקומית והעולמית והיותו של הנפט Commodity (סחורה הנמכרת במחירים דומים בכל העולם). לגבי הגז שיופק מהמשאבים המותנים יש להביא בחשבון כי גודלו של שוק הגז המקומי מוגבל (אין אפשרות מעשית לייצוא) ולאור כמויות הגז שנמצאו בקידוחים הימיים, התחרות הקיימת

¹³ כמויות הנפט שסווגו כמשאבים מותנים ממקטעים 1 ו- 8b הינם בנוסף לכמויות הנפט שסווגו לקטגוריית הרזרבות ממקטעים אלו.

¹⁴ אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.

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 לסיכון¹⁵;
- (2) היא לא ביקרה בשדה הנפט וכן לא בדקה או ווידאה את מצבם המכני תפעולי של המתקנים והבארות ואת הזכויות החוזיות, הסוג או הרמה המעשיים של האינטרסים שבבעלותה של השותפות;
- (3) היא לא בחנה חשיפה אפשרית הנובעת מענייני איכות הסביבה ולפיכך לא כללה בהערכה עלויות בקשר לחשיפה כאמור. יחד עם זאת, צוין כי נכון למועד הדו"ח הרזרבות לא ידוע למעריך על חבות אפשרית בנוגע לענייני איכות הסביבה העלולה להשפיע באופן מהותי על כמות הרזרבות או המשאבים המותנים המוערכים בדו"ח או על מסחריותן;
- (4) חלק ניכר מהרזרבות והמשאבים הינם באיזורים לא מפותחים ועל כן הם מבוססים על הערכות של גודל מאגר ויעילות ההפקה (recovery efficiencies) תוך אנלוגיה למאגרים עם מאפיינים גאולוגיים ומאפייני מאגר דומים;
- (5) הערות כלליות לגבי טיבן של הערכות ואי הוודאות האינהרנטית הגלומה בהן בכלל ובתעשיית הנפט בפרט, ועל כך שהערכות יכולות להשתנות כתוצאה מתנאי שוק, פעולות שיבוצו, שינויי רגולציה, שינויי מחיר, או ביצועי המאגר בפועל;
- (6) ההערכות בוצעו בעזרת מתודות הנדסיות, גאולוגיות וגיאופיזיות מקובלות ושיטות הערכה המקובלות עפ"י ה- PRMS ולימוד מממצאים בקידוחים דומים;
- (7) שפיתוח המאגר יבוצע בהתאם לתוכניות פיתוח קיימות, שהמאגר יפותח באופן זהיר, שתקנות ממשלתיות, אם יותקנו כאלה, לא ישפיעו על יכולת הניצול של הרזרבות והמשאבים המותנים, וכן שתוכניות המעריך לגבי הפקה עתידית יהיו עקביות עם ביצוען בפועל;
- (8) פרופיל ההפקה (בנספח 7 של דו"ח הרזרבות צרפה NSAI הערכה של תחזית ההפקה ממקטעים 1 ו-b8 בקידוחים מגד 5, 6, 7 ו-8) 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 100 דולר לחבית לכל אורך התקופה. להערכת השותף הכללי אומדן המחיר הצפוי של 100 דולר לחבית מגלם את התחזית שלו לעתיד במועד דו"ח זה. אומדן זה נעשה בשל התנודתיות במחירה של חבית נפט

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

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 מ- 100 דולר לחבית ותקופות בהן המחיר יהיה נמוך מ-100 דולר לחבית, אך לא ניתן להעריך או לחזות תקופת אלו ואת משכן (למבחיני הרגישות למחיר הנפט של נתוני התזרים המהוון ראו בטבלאות להלן). בהתבסס על מחירי המכירה בפועל של הנפט המופק ממגד 5 בשנה האחרונה (המחיר החוזי נגזר מהמחיר העולמי לחבית נפט, לפרטים ראו בסעיף 12.7.9 לעיל) ועל התנודתיות האמורה במחיר חבית הנפט, אומדן המחיר הצפוי של 100 דולר לחבית לכל אורך התקופה מגלם את התחזית השותף הכללי לעתיד במועד דו"ח זה.

(2) עלויות ההפעלה ועלויות ביצוע הקידוחים שנלקחו בחשבון התקבלו מהשותפות ו- NSAI מציינת כי למיטב הערכתה העלויות סבירות. בתזרים המהוון נלקחו בחשבון קידוח יבש אחד בקטגוריית הרזרבות הצפויות וקידוח יבש אחד נוסף בקטגוריית הרזרבות האפשריות.

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

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

עוד יצוין, כי בתזרים המהוון נלקחו בחשבון התמלוגים ודמי מפעיל כמפורט בסעיף 12.8 (ח). יש להדגיש כי חישובי ההיטל שיחול בהתאם להוראות חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א-2011 (להלן: "החוק"), נעשו על-פי ההגדרות, הנוסחאות והמנגנונים המוגדרים בחוק כפי שמבינה ומפרשת אותן השותפות, אך לאור חדשנות החוק ומורכבות נוסחאות החישוב והמנגנונים השונים המוגדרים בו, אין כל בטחון כי פרשנות זו של אופן חישוב ההיטל תהיה זהה לזו שתאמצנה רשויות המס ו/או זהה לפרשנות החוק על ידי בית המשפט, אם וכאשר תובאנה סוגיות אלו להכרעתו. נכון להיום, סוגיות אלו טרם נידונו בפסיקתם של בתי-המשפט בישראל. חישובי ההיטל נעשו בהתאם להוראות המעבר הקבועות בחוק בכל הנוגע למיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו לפני יום תחילת החוק, ועל בסיס ההנחות הבאות: המיזם יבחר לדווח בדולר ארה"ב לפי סעיף 13(ב) לחוק, שיעור האינפלציה בארה"ב בשנים הבאות יעמוד על 2.0%, כל התשלומים של המיזם (עלויות ההפעלה וההשקעות, לרבות דמי המפעיל) יוכרו על ידי רשויות המס לצורך חישוב ההיטל ולצורך חישוב הכנסות המיזם יילקחו בחשבון מחירי המכירה בפועל של הגז.

(5) בתזרים המהוון המיוחס לחלק השותפות מן הרזרבות שבשדה מגד (דהיינו מקטעים 1 ו- 8B בכל באר), העלות לקדיחת הבאר ופעולות הפרופנט עומדת על 15 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 פרופנט 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 הפרופנט במקטעים אלו, וכן להגדיל את מספר ימי פעולת הפרופנט והמבחינים בכל קידוח, דבר שצפוי להביא לעליה בעלויות של כ-10 מליון דולר לכל באר (לפרטים ראו בסעיף 9.3 (ח) להלן). מאחר והתוספת של 10 מליון דולר מיועדת כאמור, למטרה של ביצוע פעולת פרופנט מוצלחת במקטעים שסווגו למשאבים המותנים ולהגיע גם בהם להפקה יציבה, תוספת זו איננה כלולה בתזרים המהוון של הרזרבות, אך היא נכללה בתקציבים המיועדים לקידוחי מגד 6, 7 ו-8 כמפורט בסעיף 9.3 (יג) להלן.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – הערכות NSAI בדבר הרזרבות והמשאבים המותנים בשדה מגד, הינם מידע צופה פני עתיד. ההערכות לעיל מבוססות, בין היתר, על מידע גיאולוגי, גיאופיסי ואחר, שנתקבלו מהקידוחים והינם בגדר הערכות והשערות מקצועיות בלבד של NSAI ואשר לגביהם לא קיימת כל וודאות. כמויות הנפט והגז הנלווה, שיופקו בפועל, 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. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן ככל שיצטבר מידע נוסף ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרוייקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז, לרבות כתוצאה מהמשך ההפקה מהמאגר וכתוצאה מתנאים תפעוליים ו/או תנאי שוק ו/או תנאים רגולטוריים. השותפות מצהירה כי כל הנתונים דלעיל נערכו באופן התואם למערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS).

נתוני תזרים מהוון

בטבלאות להלן ניתנת הערכה של התזרים המהוון באלפי דולר (לאחר היטל ומס הכנסה בשיעור 25%) המיוחס לחלק השותפות מן הרזרבות שבשדה מגד, לכל אחת מקטגוריות הרזרבות המפורטות לעיל (התזרים נערך בהתאם להנחות שונות שהעיקריות שבהן מפורטות לעיל):

רזרבות מוכחות (הסכומים באלפי דולר)

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- 0%)	עלויות תפעול	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	תמלוג-על לשותף הכללי	תמלוגי מדינה	הכנסות	מכירות (BBL) (100%)	
(6,599)	(6,741)	(6,893)	(7,055)	(7,229)	-	-	(7,229)	3,402	-	16,335	-	1,787	14,295	144,391	2013
17,302	18,442	19,714	21,139	22,744	5,172	-	27,915	7,937	-	16,335	-	7,455	59,643	602,451	2014
30,245	33,641	37,595	42,232	47,710	15,903	-	63,614	10,280	-	-	5,230	11,303	90,428	913,411	2015
814	944	1,103	1,298	1,540	513	-	2,053	7,378	-	-	44,295	7,675	61,401	620,212	2016
7,457	9,031	11,030	13,599	16,938	5,646	-	22,584	5,413	-	-	8,539	5,219	41,755	421,764	2017
3,975	5,023	6,414	8,284	10,834	3,611	-	14,446	3,987	-	-	5,622	3,436	27,491	277,682	2018
5,408	7,132	9,521	12,882	17,690	5,897	-	23,586	5,589	-	-	8,898	5,439	43,512	439,515	2019
2,962	4,076	5,689	8,064	11,627	3,876	-	15,502	4,172	-	-	6,001	3,668	29,343	296,389	2020
1,286	1,846	2,694	4,001	6,057	2,019	-	8,076	2,957	495	-	3,516	2,149	17,193	173,663	2021
424	636	970	1,509	2,399	800	-	3,198	2,102	495	-	1,768	1,080	8,643	87,306	2022
203	317	506	824	1,376	459	-	1,834	1,776	-	-	1,101	673	5,384	54,384	2023
78	128	213	364	639	213	-	851	1,604	-	-	749	458	3,661	36,984	2024
(43)	(73)	(128)	(229)	(422)	-	-	(422)	1,467	495	-	470	287	2,298	23,209	2025
															2026
															2027
															2028
															2029
															2030
63,511	74,401	88,428	106,912	131,902	44,108	-	176,009	58,062	1,485	32,670	86,188	50,631	405,045	4,091,361	סה"כ

רזרבות צפויות (הסכומים באלפי דולר)

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- 0%)	עלויות תפעול	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	תמלוג-על לשותף הכללי	תמלוגי מדינה	הכנסות	מכירות (BBL) (100%)	
					-	-		321	-	4,084	-	171	1,367	13,813	2013
5,774	6,155	6,579	7,054	7,590	1,461	-	9,051	3,371	-	12,251	-	3,525	28,198	284,828	2014
					(1,084)	-		8,351	-	32,670	23,523	8,601	68,811	695,056	2015
9,258	10,745	12,554	14,774	17,525	5,842	-	23,366	10,953	-	32,670	15,988	11,854	94,831	957,893	2016
18,643	22,579	27,578	34,000	42,348	14,116	-	56,464	9,897	-	-	20,240	12,372	98,974	999,734	2017
10,425	13,174	16,823	21,728	28,415	9,472	-	37,887	6,641	-	-	13,581	8,301	66,411	670,815	2018
2,263	2,985	3,985	5,391	7,404	2,468	-	9,871	1,817	495	-	3,716	2,271	18,171	183,542	2019
632	869	1,213	1,719	2,479	826	-	3,305	753	990	-	1,540	941	7,529	76,046	2020
2,619	3,761	5,487	8,149	12,337	4,112	-	16,449	3,057	990	-	6,251	3,821	30,568	308,771	2021
1,080	1,619	2,469	3,841	6,106	2,035	-	8,142	1,427	-	-	2,918	1,784	14,271	144,154	2022
589	920	1,468	2,392	3,993	1,331	-	5,324	933	-	-	1,908	1,167	9,332	94,265	2023
313	511	852	1,454	2,549	850	-	3,398	596	-	-	1,218	745	5,956	60,164	2024
224	381	665	1,189	2,188	589	-	2,777	400	(495)	-	818	500	3,999	40,396	2025
72	127	232	434	839	280	-	1,119	1,650	-	-	845	516	4,130	41,717	2026
17	31	59	115	233	78	-	311	1,509	-	-	555	339	2,714	27,413	2027
(29)	(57)	(113)	(232)	(495)	-	-		121	495	-	36	22	179	1,808	2028
															2029
															2030
46,889	58,515	74,229	96,001	127,052	42,375	-	169,427	51,797	2,475	81,675	93,137	56,930	455,441	4,600,415	סה"כ

רזרבות אפשריות (הסכומים באלפי דולר)

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- 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>	
492	503	514	526	539	-	-	539	70	-	-	-	87	696	7,027	2013
13,168	14,037	15,004	16,089	17,310	5,950	-	23,260	3,001	-	-	-	3,752	30,013	303,164	2014
(11,105)	(12,352)	(13,804)	(15,506)	(17,518)	(5,839)	-	(23,357)	5,181	-	-	63,512	6,477	51,813	523,363	2015
27,753	32,211	37,633	44,287	52,534	17,511	-	70,046	4,103	-	-	(38,245)	5,129	41,033	414,479	2016
(2,420)	(2,931)	(3,580)	(4,414)	(5,498)	(1,833)	-	(7,330)	6,170	-	32,670	9,610	5,874	46,994	474,687	2017
3,782	4,780	6,103	7,883	10,309	3,436	-	13,746	9,864	-	32,670	17,165	10,492	83,937	847,845	2018
3,353	4,422	5,903	7,988	10,969	3,656	12,525	27,150	12,213	-	32,670	21,970	13,429	107,432	1,085,172	2019
4,961	6,826	9,527	13,504	19,471	6,490	27,093	53,055	12,940	(495)	16,335	24,959	15,256	122,051	1,232,834	2020
1,598	2,294	3,347	4,970	7,525	2,508	21,289	31,322	5,490	-	-	11,228	6,863	54,903	554,572	2021
499	747	1,140	1,773	2,819	940	11,197	14,955	2,882	1,485	-	5,893	3,602	28,817	291,081	2022
(41)	(64)	(102)	(166)	(277)	(92)	5,221	4,852	1,024	990	-	2,094	1,280	10,240	103,434	2023
(252)	(411)	(685)	(1,169)	(2,049)	(683)	1,686	(1,046)	(10)	990	-	(20)	(12)	(97)	(983)	2024
972	1,654	2,884	5,158	9,492	3,164	11,205	23,861	4,269	495	-	8,730	5,336	42,692	431,231	2025
505	897	1,634	3,062	5,916	1,972	7,021	14,910	2,613	-	-	5,344	3,267	26,134	263,982	2026
273	506	964	1,892	3,838	1,279	4,313	9,430	1,653	-	-	3,380	2,066	16,529	166,962	2027
171	331	660	1,356	2,890	798	2,564	6,252	2,343	(495)	-	2,471	1,510	12,081	122,033	2028
66	133	278	599	1,339	446	1,442	3,228	2,020	-	-	1,601	978	7,827	79,063	2029
12	26	57	128	300	100	724	1,124	1,738	495	-	1,024	626	5,007	50,577	2030
43,787	53,609	67,477	87,960	119,910	39,805	106,281	265,996	77,565	3,465	114,345	140,718	86,013	688,102	6,950,523	סה"כ

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הנפט וכמות הנפט) ליום 31.12.2012

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	סה"כ	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	סה"כ	רגישות / קטגוריה
קיטון במחיר הנפט בשיעור של 10%					גידול במחיר הנפט בשיעור של 10%				
52,762	62,132	74,203	111,575	רזרות מוכחות P1 (Proved Reserves)	74,269	86,684	102,678	152,309	רזרות מוכחות P1 (Reserves Proved)
36,407	46,123	59,336	104,115	רזרות צפויות (Probable Reserves)	55,479	68,083	84,818	139,244	רזרות צפויות (Reserves Probable)
89,168	108,255	133,539	215,691	סה"כ רזרות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	129,748	154,767	187,496	291,553	סה"כ רזרות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)
70,686	91,797	123,174	124,095	רזרות אפשריות (Possible Reserves)	80,541	102,000	133,566	122,122	רזרות אפשריות (Possible Reserves)
159,855	200,052	256,713	339,786	סה"כ רזרות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	210,289	256,767	321,062	413,675	סה"כ רזרות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)
קיטון במחיר הנפט בשיעור של 15%					גידול במחיר הנפט בשיעור של 15%				
47,390	56,004	67,101	101,449	רזרות מוכחות P1 (Proved Reserves)	79,648	92,826	109,803	162,512	רזרות מוכחות P1 (Reserves Proved)
31,162	39,920	51,878	92,611	רזרות צפויות (Probable Reserves)	59,191	72,138	89,214	144,124	רזרות צפויות (Reserves Probable)
78,552	95,924	118,979	194,059	סה"כ רזרות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	138,839	164,964	199,017	306,637	סה"כ רזרות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)
66,434	87,085	118,010	122,654	רזרות אפשריות (Possible Reserves)	82,730	104,594	136,854	124,727	רזרות אפשריות (Possible Reserves)
144,986	183,009	236,989	316,714	סה"כ רזרות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	221,569	269,558	335,871	431,364	סה"כ רזרות מסוג P3 (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

קיטון במחיר הנפט בשיעור של 20%					גידול במחיר הנפט בשיעור של 20%				
42,019	49,876	60,000	91,322	רזרות מוכחות P1 (Proved Reserves)	85,027	98,968	116,928	172,716	רזרות מוכחות P1 (Reserves Proved)
25,919	33,722	44,430	81,146	רזרות צפויות (Probable Reserves)	62,570	75,798	93,143	148,394	רזרות צפויות (Reserves Probable)
67,939	83,598	104,430	172,468	סה"כ רזרות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	147,598	174,765	210,072	321,110	סה"כ רזרות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)
60,595	80,292	110,086	117,491	רזרות אפשריות (Possible Reserves)	85,384	107,804	140,968	128,530	רזרות אפשריות (Possible Reserves)
128,533	163,890	214,516	289,959	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves	232,982	282,569	351,040	449,641	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves

שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	סה"כ	רגישות / קטגוריה	שוי נוכחי בהוון של 20%	שוי נוכחי בהוון של 15%	שוי נוכחי בהוון של 10%	סה"כ	רגישות / קטגוריה
קיטון בכמות הנפט בשיעור של 10%					גידול בכמות הנפט בשיעור של 10%				
54,296	63,902	76,277	114,596	P1 רזרות מוכחות (Proved Reserves)	72,733	84,910	100,597	149,265	P1 רזרות מוכחות (Reserves Proved)
37,938	47,944	61,538	107,547	רזרות צפויות (Probable Reserves)	54,272	66,733	83,313	137,440	רזרות צפויות (Reserves Probable)
92,234	111,847	137,816	222,143	סה"כ רזרות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	127,005	151,643	183,910	286,706	סה"כ רזרות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)
71,969	93,264	124,859	124,787	רזרות אפשריות (Possible Reserves)	79,094	100,210	131,274	119,751	רזרות אפשריות (Possible Reserves)
164,204	205,111	262,675	346,930	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	206,099	251,853	315,185	406,456	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)
קיטון בכמות הנפט בשיעור של 15%					גידול בכמות הנפט בשיעור של 15%				
49,692	58,659	70,213	105,980	P1 רזרות מוכחות (Proved Reserves)	77,343	90,165	106,682	157,947	P1 רזרות מוכחות (Reserves Proved)
33,459	42,653	55,182	97,758	רזרות צפויות (Probable Reserves)	57,556	70,325	87,211	141,744	רזרות צפויות (Reserves Probable)
83,151	101,312	125,395	203,738	סה"כ רזרות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	134,899	160,490	193,892	299,691	סה"כ רזרות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)
68,855	89,946	121,424	124,890	רזרות אפשריות (Possible Reserves)	81,014	102,455	134,072	121,926	רזרות אפשריות (Possible Reserves)
152,006	191,257	246,818	328,628	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	215,913	262,945	327,965	421,617	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)

קיטון בכמות הנפט בשיעור של 20%					גידול בכמות הנפט בשיעור של 20%				
45,088	53,416	64,148	97,363	רזרות מוכחות P1 (Proved Reserves)	81,954	95,419	112,766	166,629	רזרות מוכחות P1 (Reserves Proved)
28,980	37,361	48,826	87,969	רזרות צפויות (Probable Reserves)	60,551	73,572	90,697	145,512	רזרות צפויות (Reserves Probable)
74,068	90,777	112,974	185,333	סה"כ רזרות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)	142,505	168,991	203,463	312,140	סה"כ רזרות מסוג P2 (Reserves Proved+Probable)
64,611	85,144	116,029	122,393	רזרות אפשריות (Possible Reserves)	82,950	104,762	137,009	124,430	רזרות אפשריות (Possible Reserves)
138,679	175,921	229,003	307,725	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	225,455	273,753	340,472	436,570	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)

אזהרה – יובהר כי נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון מייצגים ערך נוכחי אך לא דווקא מייצגים שווי הוגן. כמו-כן, יובהר כי נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל מבוססים על הנחות ביחס להמשך מכירות הנפט מהמאגר ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתממשו וכי כמויות הנפט, שיפקו 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

להלן מובאת ההשוואה בין הערכות NASI בקטגוריית הרזרבות והמשאבים המותנים בין נתוני דו"ח הרזרבות ליום 31.12.2012 לבין נתוני דו"ח הרזרבות הקודם שהכינה ליום 31.11.2011.

הפרש (Gross) MBBL	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL		קטגוריית רזרבות
	ליום 31.12.2012	ליום 31.12.2011	
496.9	4,091.4	3,594.5	רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)
408.4	4,600.4	4,192.0	רזרבות צפויות (Probable Reserves)
905.3	8,691.8	7,786.5	סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
(1103.7)	6,950.5	8,054.2	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)
(198.4)	15,642.3	15,840.7	סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

מהנתונים המובאים בטבלה ניתן לראות כי לקטגוריית הרזרבות המוכחות סווגו כ-500 אלף חביות נוספות בדו"ח הרזרבות ליום 31.12.2012, ולקטגוריית הרזרבות הצפויות כ-400 אלף חביות נוספות ובסה"כ בקטגוריית הרזרבות מסוג 2P כ-905 אלף חביות נוספות, והרזרבות האפשריות הופחתו ב-1,104 חביות. להבנת השותף הכללי שינויים אלו נובעים מנתוני ההפקה בפועל בשנת 2012 שהיו גבוהים

יותר מהערכות NSAI בדו"ח ליום 31.12.2011 (לנתוני ההפקה בפועל בשנת 2012 שעמדו על כ- 195.5 אלפי חביות ראו נספח 6 בדו"ח הרזרבות).
 עוד יצויין כי הערכת NSAI על מספר הבארות שיידרשו להפקת המשאבים בקטגוריית הרזרבות האפשרויות בדו"ח הרזרבות ליום 31.12.2012 עומדת על 14 בארות לעומת 15 בארות בדו"ח ליום 31.12.2011 (ראו טבלת הרזרבות האפשריות בנספח 5 בדו"ח הרזרבות).

הפרש (Gross) MBBL	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL		קטגוריית המשאבים המותנים (נפט)
	31.12.2012	31.12.2011	
----	5,672	5,672	אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)
----	15,811	15,811	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)
----	36,554	36,554	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

הפרש (Gross) MMCF	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MMCF		קטגוריית המשאבים המותנים (גז נלווה)
	31.12.2012	31.12.2011	
833	19,552	18,699	אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)
1,765	47,688	45,923	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)
(706)	99,817	100,523	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

בקטגוריית הנפט במשאבים המותנים אין כל שינוי בין הדוחות. בקטגוריית הגז הנלווה קיימים שינויים לא מהותיים באומדנים השונים, כמפורט בטבלה לעיל, הנובעים מכך שבפועל לא התקבל בשנת 2012 מידע חדש בנוגע למשאבים המותנים, ומשינויים בהערכות לגבי משאבי הגז במקטע b8 (המקטע ממנו מופק הנפט ונשרף) (כיום) הגז הנלווה בקידוח מגד 5) כמפורט בטבלה בעמוד 3 של דו"ח הרזרבות, כאשר בשאר המקטעים לא היה כל שינוי.

להבדלים בין דו"ח הרזרבות ליום 31.12.2011 לבין דו"ח הרזרבות של חברת RDS ליום 30.6.11 ראו סעיף 8 בדו"ח המידי מיום 31.5.2012.

חוות דעת של מעריך הרזרבות (יד).

מצורף כנספח לדו"ח זה, דוח רזרבות שהוכן על-ידי NSAI ליום 31.12.2012 ביחד עם הסכמתה להכללתו בדו"ח זה.

הצהרת הנהלה (טו).

תאריך ההצהרה : 19.3.2013 ;

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

שם הנושא בתפקיד להערכת המשאבים : טוביה לוסקין ;

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 טוביה לוסקין ושמואל בקר

להלן נתוני הפקה בשדה מגד :

שנת 2012	שנת 2011		
195.5	137.2	סה"כ תפוקה (המתייחס לחלק השותפות) בתקופה (באלפי חביות -MBBL)	
109.25	109.0	מחיר ממוצע לחבית (המתייחס לחלק השותפות) (בדולר לחבית)	
13	13.7	המדינה	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)
		צדדים שלישיים	
		בעלי עניין ¹⁶	
12.15	9.6	עלויות הפקה ממוצעות לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)	
84.1	85.8	תקבולים נטו ממוצעים לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)	
3.8	1.3	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט במאגר (ב- %) ¹⁷	

(יח) להלן מובאת טבלת הוצאות מוכרות לצרכי מס שיוחסו למחזיק ביחידת השותפות אחת בעבר, המתייחסת לשלוש התקופות העדכניות ביותר לגביהן קיים אישור מס הכנסה בשקלים חדשים.

שנת 2008

הפסד מעסק לצורכי מס להעברה לבעלי היחידות 2,550,411 0.000433

החישוב הני"ל ליחידה אחת מבוסס על 5,885,821,337 יחידות בנות 1 ש.ע.נ. כ"א מונפקות ליום 31 בדצמבר 2008.

שנת 2009

הפסד מעסק לצורכי מס להעברה לבעלי היחידות 49,610,366 0.01004

החישוב הני"ל ליחידה אחת מבוסס על 4,940,132,448 יחידות בנות 1 ש.ע.נ. כ"א מונפקות ליום 31 בדצמבר 2009.

16 בדו"ח לא נכללו תשלומי תמלוגים לשותף הכללי שבהתאם להסכם השותפות המוגבלת ישולמו לאחר החזר ההשקעה. לשנת 2011 היו התמלוגים האמורים המגיעים לשותף הכללי כ- 22.3 דולר לחבית.
17 שיעור האזילה הינו שיעור הנפט המופק בשנה מתוך הרזרבות המוכחות והצפויות בתחילת אותה שנה.

שנת 2010

0.00492	49,274,983	הפסד מעסק לצורכי מס להעברה לבעלי היחידות
---------	------------	---

החישוב הנ"ל ליחידה אחת מבוסס על 10,022,976,352 יחידות בנות 1 ש"ע.נ. כ"א מונפקות ליום 31 בדצמבר 2010.

שנת 2011 – טרם אושר ע"י רשויות המס

0.001287	13,597,970	הפסד מעסק לצורכי מס להעברה לבעלי היחידות
----------	------------	---

החישוב הנ"ל ליחידה אחת מבוסס על 10,569,031,650 יחידות בנות 1 ש"ע.נ. כ"א מונפקות ליום 31 בדצמבר 2011.

שנת 2012 – אומדן

0.0003785	4,000,000	רווח מעסק לצורכי מס להעברה לבעלי היחידות
-----------	-----------	---

החישוב הנ"ל ליחידה אחת מבוסס על 10,569,031,650 יחידות בנות 1 ש"ע.נ. כ"א מונפקות ליום 31 בדצמבר 2012.

פרטים נוספים על קידוחי העבר בשדה מגד ועל קידוח מגד 5 והמבחנים שנעשו בו

בפרק זה נכלל מידע שאינו בהתאם להנחיית הגילוי בנוגע לפעילות חיפוש והפקה של נפט וגז. המידע הכלול בפרק זה ניתן מעבר לנדרש על פי ההנחייה, למטרות הסבר ותיאור של פעולות שנעשו בשדה מגד שלמיטב הבנת השותפות עשויות להיות חשובות למשקיע סביר.

9.1 פעולות החיפושים העיקריות שבוצעו בשטח רשיון ראש העין 244 בשנים 1993-2005

כללי

מאז שנת 1993 ביצעה השותפות פעולות חיפושי נפט בהיקף נרחב בעיקר בשטח רשיון ראש העין מערב / 244 (שהיה בידי השותפות ואשר חזקת ראש העין 11 / I שבידי השותפות מהווה חלק הימנו). פעולות השותפות כללו, בין היתר, חמישה קידוחים קידוח מגד 5 בשנים 2009-2010, הקידוח האופקי מגד 4 בשנים 2004-2005, מגד 4 בשנת 2003, מגד 3 בשנת 2002, מגד 2 בשנת 1994 ומבחנים (בקידוח האופקי מגד 4 בשנת 2005, בקידוח מגד 4 בשנת 2003, בקידוח מגד 3 בשנת 2002 ובקידוח מגד 2 בשנת 1994 ומבחן נוסף בו בשנת 1998). כמו כן בוצעו על ידי השותפות עבודות חיפושים נוספות כולל, בין היתר, עבודות גיאולוגיות וגיאופיזיות כולל סקרים סייסמיים ועיבוד ופיענוח של מידע חדש וישן ועוד.

9.1.1 להלן מובא מידע בקשר לתוצאות המבחנים בקידוחי מגד 2 ו-4 ככל הניתן בהתאם לפרטים הנדרשים בטבלה שבהנחיית הדיווח (יצוין כי קידוחים אלו נעשו טרם פרסום ההנחיה ולכן חלק מהפרטים הנדרשים עפ"י ההנחיה חסרים).

קידוח מגד 2:

הודעה הטכנית של השלמת הבדיקות הפקה בקידוח מגד 2		
15 bbl נפט קל	כמות כוללת של נפט שהופק (על פי סוג כולל איכות):	מגד – 2 דצמבר 1998
כמות: ללא מי תצורה יחס:	כמות ממוצעת של מים נלווים ויחס מים נלווים:	
	קצב זרימה התחלתי	
394 חביות ליום	קצב זרימה ממוצע	
	קצב זרימה סופי	
6400psi (הערכה)	תנאי לחץ, לחץ מאגר: (התחלתי):	
לא	האם בוצע ניתוח תנאי הלחץ בבאר:	
אין מידע	דעיכה משמעותית במצב הלחץ:	
1.8 שעות	משך זמן לביצוע הבדיקה:	
לא נעשו	ההשפעות של ביצוע המרצות מלאכותיות:	
	אחר	

קידוח מגד 4:

הודעה הטכנית של השלמת הבדיקות הפקה בקידוח מגד 4	
55 bbl נפט קל	כמות כוללת של נפט שהופק (על פי סוג כולל איכות):
כמות: 6-14 חביות	כמות ממוצעת של מים
יחס: 10%-23%	נלווים ויחס מים נלווים:
	קצב זרימה התחלתי
240 חביות ליום	קצב זרימה ממוצע
	קצב זרימה סופי
אין מידע	תנאי לחץ, לחץ מאגר: (התחלתי):
לא	האם בוצע ניתוח תנאי הלחץ בבאר:
אין מידע	דעיכה משמעותית במצב הלחץ:
3.5 שעות	משך זמן לביצוע הבדיקה:
לא נעשו	ההשפעות של ביצוע המרצות מלאכותיות:
	אחר

מגד – 4
יולי 2003

9.2 מידע צופה פני עתיד והערות כלליות

(1) להלן מתוארים הממצאים והמסקנות שעליהם מבוססות תכניות השותף הכללי בשטח החזקה I/11 - ראש העין ורשיון מכבי/330. הממצאים והמסקנות האמורים הינם בגדר "מידע צופה פני עתיד" בהיותם משקפים את ציפיות השותף הכללי על פי המידע המקצועי הקיים שהינו מידע מקצועי מוגבל לממצאים שיתבררו עם התקדמות פעולותיו (כולל ביצוע פעולות קדיחה) והשגת מידע נוסף. כמו כן, גם תכניות השותף הכללי (המבוססות על המידע המקצועי המוגבל הקיים כיום) הן בגדר מידע צופה פני עתיד. הסיבות והגורמים העיקריים שבשלהם עשוי המידע הצופה פני עתיד שלא להתממש הינם שהמידע שיתקבל בפועל עם התקדמות פעולותיו של השותף הכללי יהיה שונה (כמפורט בסוף פסקה (4) להלן) מהמידע המקצועי המוגבל הקיים כיום בידי השותף הכללי. באשר לתכניות השותף הכללי קיים גורם עיקרי נוסף שבשלו יכול שינוי בהן להגרם והוא עקב אי השגת האמצעים הכספיים ו/או הציוד הדרושים לביצוע התכניות.

(2) הגישה הגיאולוגית של השותף הכללי מבוססת על עבודה רבה וניתוח ופרשנות יסודיים שבוצעו על ידי השותף הכללי במהלך השנים מאז שנת 1992 לרבות ניתוח ופרשנות של תופעות שנצפו וממצאים שנתקבלו במהלך קידוח מגד 2,

מידע חלקי מקידוחי דוד 1 וגעש 2 ראו במפה שבסעיף 2.2 לעיל (קידוחים אלו בוצעו בעבר ע"י אחרים) מבחנים נוספים שבוצעו בקידוח מגד 2, קידוח מגד 3, קידוח מגד 4, הקידוח האופקי מגד 4 וכן על פענוח ועיבוד של מידע סיסמי. גישה זו חוזקה על ידי דו"חות שקיבלה השותפות מיועציה.

(3) יחד עם זאת יש להביא בחשבון כי חיפושי נפט אינם בגדר מדע מדויק ולכן הם כרוכים בדרגה גבוהה של סיכון כספי. האמצעים והטכניקות הגיאולוגיים והגיאופיסיים אינם מספקים תחזית מדויקת על המיקום, הצורה או הגודל של מאגרי נפט או גז. לפיכך, קביעת היעדים והפעולות מבוססת גם עתה במידה רבה על נתונים חלקיים או משוערים ולעתים על הנחות שלא הוכחו או שלא הוכחו במלואם.

(4) אף כי השותפות קיבלה את החזקה האמורה ובכך הוכר קיומה של "תגלית", כמשמעותה בחוק הנפט, ויש לה אף באר מפיקה (מגד 5) לא ניתן להבטיח כי יעלה בידי השותפות להפיק בפועל נפט או גז בכמויות מסחריות בכל קידוח שיבוצע בשדה מגד.

עוד יש לציין ביחס לגישתו האמורה של השותף הכללי כי אף כי לדעת השותף הכללי העבודה הנעשית על ידי צוותו המקצועי הינה עבודה מקצועית בהתאם לסטנדרטים המקובלים בתעשייה זו בעולם, מאחר והמידע המקצועי שעליו התבססה פרשנות השותף הכללי המבססת את הגישה האמורה הינו עדיין בנושאים מסוימים, מידע מקצועי מוגבל וכרגיל בתחום מדעי זה מידע נוסף עשוי להביא למסקנות שונות או לגישה שונה, בסופו של דבר עשויה להתגלות בקידוחים נוספים או בדרך אחרת תמונה שונה מהמסקנות שאליהן הגיע השותף הכללי.

(5) לשם השגת שיעורי זרימה מסחריים דרוש 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). היתרון שבקיומם של שברים טבעיים כאמור הינו בכך שהם יכולים ליצור מעין "צינור" המוביל נפט מן החללים האמורים בסלע.

(6) במבחנים שבוצעו בקידוחים מגד 5, 4 ו-2 נמצאו שברים טבעיים אשר היתה להם תרומה משמעותית להפקה כמו כן בבדיקת הליבות (cores) שהוצאו בקידוח מגד 4 (ממקטעים שונים מהמקטע שבו נמצא נפט) אושר גם כן קיומם של שברים טבעיים. בהקשר לכך יצויין כי מומחים חיצוניים שניתחו את ממצאי הלוגים שבוצעו בקידוח מגד קבעו כי קידוח מגד 5 חצה יותר מ-180 שברים טבעיים בתוך עמוד הנפט.

יחד עם זאת לא ניתן לדעת בוודאות, עד לביצועו של כל קידוח בפועל, אם בקידוחים נוספים אכן ימצאו שברים טבעיים בכמות מספיקה ועם המאפיינים הנדרשים.

(7) כמו כן קיים סיכון הכרוך באפשרות שימצאו שברים טבעיים המגיעים עד לאזור המגע נפט ומים ואלו יגרמו לזרימה שבעיקרה הינה של מים במקום נפט (זרימת המים הינה קלה יותר מזרימת הנפט).

במבחן הראשון שבוצע בקידוח מגד 4 בשכבת המוהילה "A", במקטע של 126 מטרים, נמצאה כמות רבה מאד של מים (רק לאחר שצומצם המקטע שבו נערך המבחן ל- 20 מטר נמצא שיעור נפט גדול יותר) כמו כן במבחן שבוצע בחלק B, הגבוה יותר, של שכבת המוהילה נמצאו בעיקר מים.

על פי פרשנות השותף הכללי המים שנמצאו הגיעו באמצעות שברים טבעיים המגיעים עד אזור המגע נפט ומים.

תופעה דומה נתגלתה (על פי פרשנות השותף הכללי בהתבסס על יעוץ שקיבל) בקידוח מגד 3 שבו נמצאו מים במבחן שבוצע (בחלק B של שכבת המוהילה) לאחר שהלוגים הצביעו על קיומו של נפט במקטע שבו נעשה המבחן. על פי יעוץ מקצועי שקיבל השותף הכללי מחברה זרה בחדש פברואר 2001¹³ מקורם של המים שנמצאו במבחן בקידוח מגד 3 גם הוא היה חיצוני לקידוח.

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 מרובים הסמוכים מאד זה לזה, באופן שימנע את ההפקה. (המרחק לפי הערכת השותף הכללי שבין השבר הטבעי או השברים הטבעיים שהובילו מים למקטע שנבחן בחלק A, לבין השבר הטבעי או השברים הטבעיים שהובילו מים למקטע שנבחן בחלק B, נאמד על ידי השותף הכללי בין 100 ל- 150 מטר).

עוד יצוין כי הסיכון המתואר לעיל הינו סיכון הקיים והצריך להבחן לגבי כל קידוח בנפרד (פיתוחו של שדה הנפט במבנה מגד צפוי לדרוש כ-40 קידוחים ראו סעיף 9.4.8 להלן). כך, אם יתברר בקידוח מסוים כי הייתה זרימה מספיקה של נפט וכי לא הייתה זרימה של מים הפוגעת באפשרות ההפקה עדיין לא יהא בכך כדי להבטיח כי אותה תוצאה תחזור על עצמה גם בקידוחים אחרים.

9.3 קידוח מגד 5

(א) קידוח מגד 5 ממוקם באזור הדרומי של חזקת ראש העין במרחק 16 ק"מ מקידוח מגד 4.

(ב) שלב הקדיחה

ביום 7 ביוני 2009 החל ביצועו של קידוח מגד 5. ביום 22 ביוני 2009 לאחר שלא עלה בידי השותפות להתגבר על בעיה טכנית במהלך קידוח מגד 5 החליט השותף הכללי על הפסקת הקידוח ועל העברתו למרחק של 10 מטרים מהמקום המקורי. הבעיה הטכנית התרחשה לאחר שהקידוח הגיע לעומק של 364

¹³ הייעוץ האמור בא לידי ביטוי בחוות דעת שנכללה בתשקיפים קודמים (בתשקיף האחד עשר מצויה חוות הדעת בעמוד 199 ותרגומה לעברית בעמוד 204).

מטרים (ארעה תפיסת כלים בבור הקידוח כאשר צינור נתקע בבור הקידוח ולא ניתן היה להזיזו. במהלך הניסיונות שבוצעו להזיזו, הצינור נשבר וחלק ממנו נפרד. כל הניסיונות שבוצעו לשלוף את החלק שנשבר ולהמשיך בקידוח לא צלחו). לאחר שהשותף הכללי שקל את האפשרויות העומדות בפניו ובשל העומק הנמוך יחסית אליו הגיע הקידוח, החליט השותף הכללי מסיבות כלכליות להפסיק את הניסיונות לשלוף את החלק שנשבר ולהעביר את הקידוח למרחק של כ-10 מטרים מהמיקום המקורי של בור הקידוח. ביום 30.6.09 נמשך הקידוח באתר מגד 5.

ביום 8.9.09 לאחר שהקידוח הגיע לעומק של 2,600 מטרים במהלך החלפת מקדח נתפס צינור הקידוח בעומק של 2,000 מטרים. לאחר שנעשו ניסיונות רבים לחלץ את הצינור ולהמשיך בקידוח שלא צלחו ולאחר שהשותף הכללי שקל את האפשרויות העומדות בפניו הוחלט להפסיק את הניסיונות לשלוף את הצינור ולבצע קידוח עוקף מעומק של 1,950 מטרים ולהמשיך בקידוח לשכבת המטרה.

לאחר שנעשו מספר ניסיונות בשיטות שונות לביצוע הקידוח העוקף לפרטים ראו דוחות מיידיים מיום מיום 11.10.09 (מס' אסמכתא- 251265-01-2009) ומיום 19.10.09 (מס' אסמכתא- 259758-01-2009) הודיע השותף הכללי ביום 25.10.09 על סיום הקידוח האופקי בהצלחה ועל המשך הקדיחה לכיוון שכבת המטרה. ביום 10 בינואר 2010 הסתיים שלב הקדיחה בקידוח מגד 5 והעומק הסופי של הקידוח הגיע ל- 4,700 מטרים.

החריגה בלוחות הזמנים ובתקציב הקידוח (ג)

העלות בפועל של הקידוח ללא מבחנים עמדה על 13.7 מיליון דולר. החריגה בתקציב הקידוח בעקבות הניסיונות לביצוע הקידוח העוקף כמתואר בסעיף 9.1 (א) לעיל ובעקבות התקלה שהביאה להחלטה על תחילת הקידוח מחדש מיום 22.6.09 ובשל עדכון של תוכנית הקדיחה עומדת על סך של כ- 4.9 מיליון דולר והעיכוב בלוחות הזמנים לביצוע הקידוח היה כחודשיים וחצי.

ממצאים שהתקבלו במהלך הקדיחה, מהליבות ומהלוגים החשמליים (ד)

ביום 31.12.09 הודיע השותף הכללי כי השותפות קדחה שלוש ליבות (CORES) בשכבת המוהילה באורך של כ-9 מטרים כל אחת. בליבות נצפה נפט והן יישלחו לבדיקה וניתוח מעבדתיים בחו"ל.

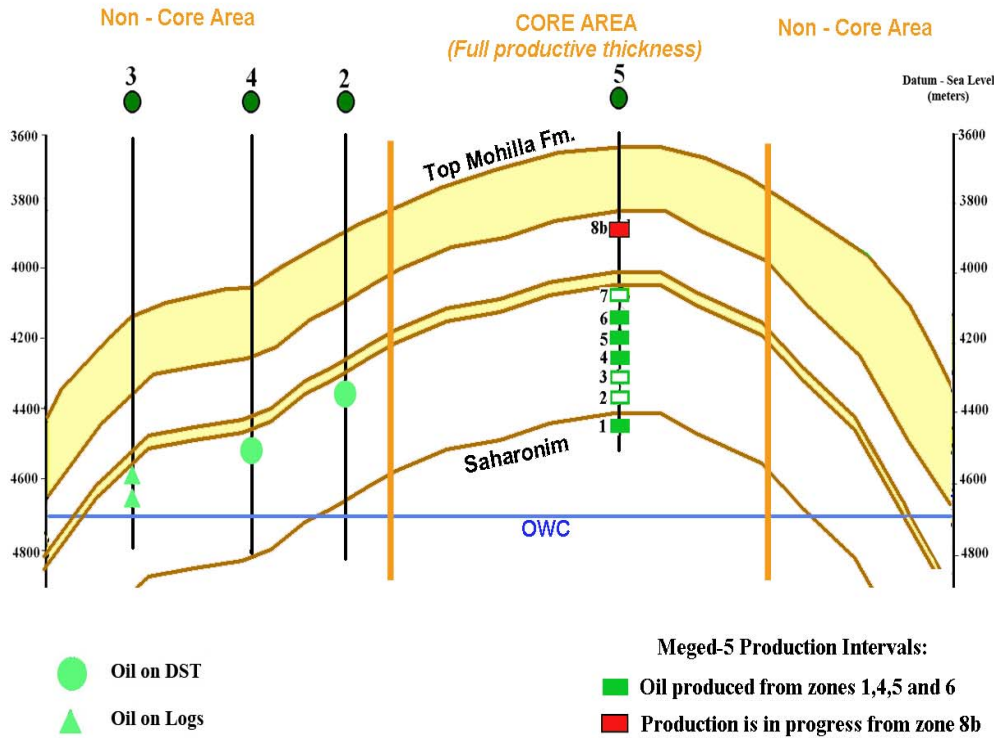
ביום 18.1.2010 הודיע השותף הכללי הסתיים שלב ביצוע הלוגים החשמליים.

בקידוח מגד 5 נמצא מספר רב של שברים טבעיים פתוחים (שברים מגבירים את החדירות בכך שהם יכולים ליצור מעין "צינור" טבעי המוביל את הנפט מן החללים שבסלע) אשר גרמו לכמויות הנפט והגז שנמדדו במהלך הקדיחה במקטעים אלו.

קיומם של שברים טבעיים אושר על ידי מומחה חיצוני שניתח את ממצאי הלוגים. על פי ממצאי המומחה החיצוני קידוח מגד 5 שנקדח באיזור הליבה חצה יותר מ-180 שברים טבעיים בתוך עמוד הנפט.

מתוך 600 המטרים של עמוד הנפט השותף הכללי איתר 230 מטרים המתאימים לביצוע מבחנים ואשר מחולקים לשמונה מקטעים נפרדים (אחד בשכבת המוהילה B, שישה בשכבת המוהילה A ואחד בשכבת הסהרונים) כמפורט בתרשים להלן.

MEGED OIL FIELD CROSS SECTION



להערכת יועצי השותפות המרחק מהנקודה הנמוכה ביותר בקידוח מגד 5 (מקטע 1) ועד לנקודת המגע נפט/מים עומד על כ-200 מטר. מידע זה אינו נדרש לפי הנחיית הדיווח. חשיבות הימצאותם של השברים הטבעיים, המרחק מנקודת המגע נפט/מים ואורך עמוד הנפט, למיטב הבנת השותפות, עשויים להיות חשובים למשקיע סביר. מידע זה פורסם בעבר ומבוסס על תוצאות שהתקבלו בפועל או על הנחות השותף הכללי ויועציו בהתבסס על תוצאות אלו ולמיטב הבנת השותפות יש בכך כדי להבטיח את נאותות ומהימנות המידע.

(ה) מבחני ההפקה הראשונים

השותפות חתמה על הסכמים עם חברות בינלאומיות לביצוע מבחני ההפקה ולאספקת כל הציוד הנדרש למבחני ההפקה ופעולות הפרופנט בקידוח מגד 5. במבחני ההפקה שבוצעו בנפרד בכל אחד מהמקטעים 1-6 בקידוח מגד 5 הופקה כמות כוללת של 956 חביות נפט ליום. לעומת זאת כשנפתחו כל המקטעים האמורים לזרימה יחד עמדה התפוקה הכוללת על 383 חביות ליום בלבד. בדיקה שנעשתה במהלך ההפקה הראתה שלמקטע 1 הייתה התרומה העיקרית להפקה במבחן המשולב (כ-350 חביות מתוך 383 חביות) וכי שאר המקטעים כמעט ולא תרמו להפקה במבחן המשולב.

מידע זה אינו נדרש לפי הנחיית הדיווח. מידע זה כלול בטבלאות בהתאם למתכונת הנחיית הדיווח המובאות להלן ונועד לרכז את הנתונים שהתקבלו במבחנים ולהראות בצורה מוחשית יותר את תרומת פעולת הפרופנט לשיפור קצב ההפקה. חשיבות פעולת הפרופנט וההערכה כי ייעשה בה שימוש גם בקידוחים עתידיים, למיטב הבנת השותפות, עשויה להיות חשובה למשקיע סביר. מידע זה פורסם בעבר ומבוסס על תוצאות שהתקבלו בפועל במבחנים. למיטב הבנת השותפות באמור לעיל יש בכדי להבטיח את נאותות ומהימנות המידע.

התפוקה מהמקטעים האחרים (מלבד מקטע 1) במבחן המשולב היתה נמוכה וירדה בהמשך עד שנפסקה כליל.

הערכת השותף הכללי ויועציו הינה שהדבר נבע מסגירת הסדקים הטבעיים במקטעים האחרים.

במקטע 1 שבו בוצע פרופנט אף כי בהיקף מינימלי ובהצלחה חלקית (החדרת 12.5% בלבד מכמות החול המתוכננת) הייתה הגדלה משמעותית של תפוקת הנפט (מ-145 חביות לפני הפרופנט ל 350 חביות לאחריו. ניסיון נוסף לבצע את פעולת הפרופנט במקטעים 4 ו-5 לא עלה יפה בשל חוסר הצלחה בהחדרת הנוזלים לשכבה.

להלן מובא מידע בקשר לתוצאות המבחנים במקטעים שנבחנו. המידע מובא, ככל הניתן, בהתאם לפרטים הנדרשים בטבלה שבהנחיית הדיווח (יצוין כי מבחנים אלו נעשו טרם פרסום ההנחיה ולכן חלק מהפרטים הנדרשים עפ"י ההנחיה חסרים).

מקטע 1 (לפני פרופנט):

הודעה הטכנית של השלמת הבדיקות הפקה בקידוח מגד 5 מקטע 1		
550 bbl נפט קל	כמות כוללת של נפט שהופק (על פי סוג כולל איכות):	מגד – 5 מקטע 1 מאי 2010
ללא מי תצורה	כמות ממוצעת של מים נלווים ויחס מים נלווים:	
	קצב זרימה התחלתי	
150 חביות ליום	קצב זרימה ממוצע	
	קצב זרימה סופי	
6545psi	תנאי לחץ, לחץ מאגר: (התחלתי):	
כן	האם בוצע ניתוח תנאי הלחץ בבאר:	
לא	דעיכה משמעותית במצב הלחץ:	
90 שעות	משך זמן לביצוע הבדיקה:	
לא נעשו	ההשפעות של ביצוע המרצות מלאכותיות:	
	אחר	

מקטע 1 (לאחר פרופנט):

הודעה הטכנית של השלמת הבדיקות הפקה בקידוח מגד 5 מקטע 1		
3400 bbl נפט קל	כמות כוללת של נפט שהופק (על פי סוג כולל איכות):	מגד – 5 מקטע 1 לאחר ביצוע פעולת פרופנט יוני 2010
כמות מועטה של מי תצורה	כמות ממוצעת של מים נלווים ויחס מים נלווים:	
	קצב זרימה התחלתי	
325 חביות ליום	קצב זרימה ממוצע	
	קצב זרימה סופי	
6545psi	תנאי לחץ, לחץ מאגר: (התחלתי):	
כן	האם בוצע ניתוח תנאי הלחץ בבאר:	
לא	דעיכה משמעותית במצב הלחץ:	
250 שעות	משך זמן לביצוע הבדיקה:	
הגדלה של פי 2.2 בשיעורי הזרימה	ההשפעות של ביצוע המרצות מלאכותיות:	
	אחר	

מקטע 4:

הודעה הטכנית של השלמת הבדיקות הפקה בקידוח מגד 5 מקטע 4		
600 bbl נפט קל	כמות כוללת של נפט שהופק (על פי סוג כולל איכות):	מגד – 5 מקטע 4 יוני 2010
כמות מועטה של מי תצורה	כמות ממוצעת של מים נלווים ויחס מים נלווים:	
	קצב זרימה התחלתי	
300 חביות ליום	קצב זרימה ממוצע	
	קצב זרימה סופי	
6328psi	תנאי לחץ, לחץ מאגר: (התחלתי):	
כן	האם בוצע ניתוח תנאי הלחץ בבאר:	
לא	דעיכה משמעותית במצב הלחץ:	
48 שעות	משך זמן לביצוע הבדיקה:	
לא נעשו	ההשפעות של ביצוע המרצות מלאכותיות:	
	אחר	

מקטע 5:

הודעה הטכנית של השלמת הבדיקות הפקה בקידוח מגד 5 מקטע 5		
225 bbl נפט קל	כמות כוללת של נפט שהופק (על פי סוג כולל איכות):	מגד – 5 מקטע 5 יוני 2010
כמות מועטה של מי תצורה	כמות ממוצעת של מים נלווים ויחס מים נלווים:	
	קצב זרימה התחלתי	
325 חביות ליום	קצב זרימה ממוצע	
	קצב זרימה סופי	
6296psi	תנאי לחץ, לחץ מאגר: (התחלתי):	
כן	האם בוצע ניתוח תנאי הלחץ בבאר:	
לא	דעיכה משמעותית במצב הלחץ:	
16.5 שעות	משך זמן לביצוע הבדיקה:	
לא נעשו	ההשפעות של ביצוע המרצות מלאכותיות:	
	אחר	

מקטע 6:

הודעה הטכנית של השלמת הבדיקות הפקה בקידוח מגד 5 מקטע 6		
80 bbl נפט קל	כמות כוללת של נפט שהופק (על פי סוג כולל איכות):	מגד – 5 מקטע 6 יוני 2010
ללא מי תצורה	כמות ממוצעת של מים נלווים ויחס מים נלווים:	
	קצב זרימה התחלתי	
150 חביות ליום	קצב זרימה ממוצע	
	קצב זרימה סופי	
6160psi	תנאי לחץ, לחץ מאגר: (התחלתי):	
כן	האם בוצע ניתוח תנאי הלחץ בבאר:	
לא	דעיכה משמעותית במצב הלחץ:	
13 שעות	משך זמן לביצוע הבדיקה:	
לא נעשו	ההשפעות של ביצוע המרצות מלאכותיות:	
	אחר	

מקטע 8 (לפני פרופנט):

הודעה הטכנית של השלמת הבדיקות הפקה בקידוח מגד 5 מקטע 8		
255 bbl נפט קל	כמות כוללת של נפט שהופק (על פי סוג כולל איכות):	מגד – 5 מקטע 8 (לפני פעולת הפרופנט) ינואר 2011
ללא מי תצורה	כמות ממוצעת של מים נלווים ויחס מים נלווים:	
	קצב זרימה התחלתי	
100 חביות ליום	קצב זרימה ממוצע	
	קצב זרימה סופי	
5710psi	תנאי לחץ, לחץ מאגר: (התחלתי):	
כן	האם בוצע ניתוח תנאי הלחץ בבאר:	
לא	דעיכה משמעותית במצב הלחץ:	
61 שעות	משך זמן לביצוע הבדיקה:	
לא נעשו	ההשפעות של ביצוע המרצות מלאכותיות:	
	אחר	

(ו) פעולות הפרופנט

1. ביום 14.9.10 התקבל אצל השותפות הדוח ההנדסי המלא שהוכן על ידי יועצי השותפות בעקבות מבחני ההפקה שהתקיימו בקידוח מגד 5 (מקטעים 1-6). הדוח ההנדסי כולל מודל של המאגר בשדה מגד והוא מנתח את הזרימה של נפט מקידוח מגד 5 ומגבש תחזיות ארוכות טווח של זרימה של נפט (20 שנה), על בסיס נתונים אלה נותן המלצות לשיפור קצבי הזרימה ושל פיתוח שדה מגד אולם אינו מטפל בכל הנושא של חישובי הסתברויות.
2. לפעולת המרצה בשיטת הפרופנט שבוצעה במקטע מס' 1 הייתה הצלחה חלקית בעוד שבמקטעים אחרים בהם נוסתה הפעולה היא לא צלחה.
3. כאמור בדו"ח המיידני מיום 16.6.2010 (מס' אסמכתא- 522561-01-2010) בהתבסס על המלצות שקיבל ממומחים בתחום החליט השותף הכללי, לאור הממצאים שהתקבלו עד לאותו המועד במבחנים שנעשו במגד 5, לאור הזרימה הטבעית ללא שימוש באמצעי המרצה ובשל שיקולים כלכליים, לפרק את ציוד הפרופנט - מאתר הקידוח ולהובילו חזרה לחו"ל.
4. ממצאי המבחן המשולב שנעשה בקידוח מגד 5 כאמור לעיל הראו, לאחר מכן, שמקטע מס' 1 היה המקטע העיקרי שתרם לזרימה בשל פעולת הפרופנט שבוצעה בו וכי קצב הזרימה הראשוני שלפני ביצוע הפרופנט גדל (ליותר מכפליים) התנהגות שאר המקטעים שתרמו לזרימה במבחן המשולב לא היתה יציבה ולקראת סיום המבחן המשולב הם כמעט שלא תרמו לזרימה הכוללת. ההערכה הינה כי התנהגות

זו של המקטעים האחרים האמורים נובעת מתופעה של סגירת הסדקים הטבעיים במשך ההפקה באזור שבקרבת הבאר.

5. בהתאם לכך קיבל השותף הכללי, בעקבות המלצות שנכללו בדו"ח ההנדסי החלטה בדבר ביצוע פעולות המרצה נוספות בשיטת פרופנט במקטעים 4, 5, 6, 7 ו-8 אך בטכניקה שונה. החלטתו זו של השותף הכללי נובעת מהתוצאות שהניבה פעולה זו במקטע מס' 1 שבאו לידי ביטוי כאמור בקצב ההפקה היציב שהתקבל ממקטע זה ובשל הגדלת קצב ההפקה כאמור לעיל. ניסיון נוסף לבצע את פעולת הפרופנט במקטעים 4 ו-5 לא עלה יפה בשל חוסר הצלחה בהחדרת הנוזלים לשכבה. מידע זה אינו נדרש לפי הנחיית הדיווח. מידע זה כלול בטבלאות בהתאם למתכונת הנחיית הדיווח שהובאו לעיל ונועד להבהיר בצורה בהירה יותר את תרומת פעולת הפרופנט לשיפור קצב ההפקה. חשיבות פעולת הפרופנט וההערכה כי ייעשה בה שימוש גם בקידוחים עתידיים, למיטב הבנת השותפות, עשויה להיות חשובה למשקיע סביר. מידע זה פורסם בעבר ומבוסס על תוצאות שהתקבלו בפועל ועל הערכות השותף הכללי ויועציו בהתבסס על ממצאים אלו. למיטב הבנת השותפות יש בכך כדי להבטיח את נאותות ומהימנות המידע.

במהלך החודשים מדצמבר 2010 ועד מרץ 2011 השותפות ביצעה פרופנט במקטעים 6,7 ו-b8. מבחינה טכנית פעולות הפרופנט בוצעו בהצלחה וכמות ניכרת של PROPANT (גרגירי חול) הוחדרו למקטעים האמורים. הפרופנט במקטעים 6 ו-7 בוצע באמצעות מים וכימיקלים שונים ובמקטע b8 באמצעות דיזל. במקטעים 6 ו-7 לא הושלם תהליך הניקוי מהנוזלים שהוחדרו אליהם במהלך הפרופנט, ולכן שיעורי הזרימה שהתקבלו במקטעים אלה היו נמוכים מאוד. בכוונת השותף הכללי, לאחר שתושלם ההפקה ממקטע 8, להמשיך להפיק ממקטע 1. כמו כן מתכוון השותף הכללי לפתוח בעתיד לזרימה את מקטעים 6 ו-7 כדי להמשיך את תהליך הניקוי שלהם. יחד עם זאת לא ידוע עתה אם ניקוי כזה יהיה אפשרי (דהיינו: אם תהיה זרימה ממקטעים 6 ו-7).

בנוסף בוצע מבחן הזרקה נסיוני במקטע a8 כמטרה אפשרית משנית ולא עיקרית. המבחן הנסיוני במקטע a8 לא הצליח ולפיכך השותף הכללי ויועציו החליטו שלא לבצע פעולת פרופנט במקטע a8 ולהתרכז במקטע b8.

קצב ההפקה במקטע b8 לאחר פעולות הפרופנט

פעולות הפרופנט במקטע b8 בוצעו בהצלחה הן מבחינה טכנית והן מבחינת שיעורי הזרימה שהתקבלו. לפני ביצוע הפרופנט התקבלו שיעורי זרימה שעמדו על בין 50 ל-150 חביות ליום ממקטע זה (שיעורים אלו התקבלו בחמישה ימי מבחן חלקיים). שיעורי הזרימה שהתקבלו לאחר ביצוע הפרופנט הגיעו למעל 1,000 חביות ביום. קצב הפקה יציב התקבל ועמד על 785 חביות ליום ממקטע b8. לפרטים מלאים ראו בטבלה הערוכה בהתאם להנחיית הדיווח כדלקמן:

הודעה הטכנית של השלמת הבדיקות הפקה בקידוח מגד 5 מקטע 8		
כמות כוללת של נפט שהופק (על פי סוג כולל איכות):	17,500 bbl נפט קל	מגד – 5 מקטע 8 לאחר פעולת הפרופנט פברואר-מרץ 2011
כמות ממוצעת של מים נלווים ויחס מים נלווים:	ללא מי תצורה	
קצב זרימה התחלתי		
קצב זרימה ממוצע	780 חביות ליום	
קצב זרימה סופי		
תנאי לחץ, לחץ מאגר: (התחלתי):	5710psi	
האם בוצע ניתוח תנאי הלחץ בבאר:	כן	
דעיכה משמעותית במצב הלחץ:	לא	
משך זמן לביצוע הבדיקה:	23 יום	
ההשפעות של ביצוע המרצות מלאכותיות: אחר	הגדלה של פי 7.8 בשיעורי הזרימה	

בטבלה להלן מובא למען הנוחות וההמחשה, ריכוז של נתוני ההפקה לפני ואחרי פרופנט מכל מקטע, העומקים של המקטעים, כמות הנפט הכוללת שהופקה ומשך הזמן של המבחנים. מידע זה אינו נדרש לפי הנחיית הדיווח. מידע זה כלול בטבלאות בהתאם למתכונת הנחיית הדיווח שהובאו לעיל ונועד להציג בצורה מוחשית יותר את תרומת פעולת הפרופנט לשיפור קצב ההפקה. חשיבות פעולת הפרופנט וההערכה כי ייעשה בה שימוש גם בקידוחים עתידיים, למיטב הבנת השותפות, עשויה להיות חשובה למשקיע סביר. מידע זה פורסם בעבר ומבוסס על תוצאות שהתקבלו בפועל ולא על הערכות. כמו כן השותפות מבהירה כי נתונים מסוג זה אינם משקפים את קצב ההפקה מהבאר ואת כלכליותה. למיטב הבנת השותפות יש בכך כדי להבטיח את נאותות ומהימנות המידע.



MEGED-5

Zone #	Depth Interval (m)	Before Frac			After Frac			Success of Frac
		Oil Production (bbl)	Test Duration (hrs)	Flow Rate (bbl/day)	Oil Production (bbl)	Test Duration (hrs)	Flow Rate (bbl/day)	
1	4641-4668	550	90	150	3400	250	325	Partial
4	4403-4461	600	48	300	-	-	-	
5	4367-4398	225	16.5	325	-	-	-	
6	4290-4348	80	13	150	-	-	-	
8b	4078-4094	255	61	100	52,000	1600	780	good

בטבלה זו לא נכללו מקטעים 6 ו-7 שכן עד לביצוע הניקוי של מקטעים אלו לא ניתן להעריך את קצב ההפקה מהם.

איכות הנפט וגז נלווה

(ז)

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 ולכולן יחס גז נלווה/נפט גבוה מאוד העומד על 1,700 רגל מעוקב גז נלווה לכל חבית נפט אחת.

עוד נמצא כי המאגר מאופיין בעיקר ברשת של סדקים טבעיים המחברים ביניהם ובעלי מגוון צפיפויות ואיכויות וכי מהממצאים של קידוח מגד 5 עולה שלסלע המאגר יש אומנם שיעורי חדירות ונקבוביות נמוכים אך הוא בעל יכולת אכסון גבוהה של נפט.

היחס גז נלווה / נפט שנמצא במקטע 8b הינו גבוה מאוד ועומד על 3,000 רגל מעוקב גז נלווה לכל חבית נפט אחת.

מידע זה אינו נדרש לפי הנחיית הדיווח. חשיבות הימצאותו של הגז הנלווה ואיכות הנפט המופק, למיטב הבנת השותפות, עשויה להיות חשובה למשקיע סביר. מידע זה פורסם

בעבר ומבוסס על תוצאות שהתקבלו בפועל ולמיטב הבנת השותפות יש בכך כדי להבטיח את נאותות ומהימנות המידע.
 השותף הכללי בודק את האפשרויות לדרך טיפול הולם שתאפשר את ניצול הגז לפרטים ראו בסעיף 6.6 לעיל.

(ח) 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 נערכים במקטע b8. קצב ההפקה בתקופה זו שהחל בכ-800 חביות ליום ירד בהאטה טבעית לכ-500 חביות נפט בקירוב.
 מידע זה אינו נדרש לפי הנחיית 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.
 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.
 לעניין המשך ניקוי מקטעים 6 ו-7 והפקה מקטע 1 ראו את האמור לעיל בסעיף 9.3 (ו) (5) לעיל.

(ט) בנוסף נעשות ההכנות לביצוע קידוחים במגד 6, 7 ו-8. 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 פרופנט. כמו כן בכוונת השותף הכללי להתמקד בשלושת הקידוחים הללו במקטעים 1 עד 7 מתוך מטרה לבצע בהם פעולת פרופנט 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 הפרופנט וכן להגדיל את מספר ימי פעולת הפרופנט והמבחנים בכל קידוח. בהתאם להצעות המחיר שקיבל השותף הכללי תקציב הקידוח עומד על 16 מליון דולר ותקציב המבחנים ופעולות הפרופנט עומד על 9 מליון דולר בכל קידוח. השותף הכללי מצפה כי פעולות פרופנט מוצלחות בקידוחים העתידיים יביאו לשיפור בשיעורי הזרימה שיתקבלו.

(י) מידע צופה פני עתיד

המידע המובא לעיל בדבר- הערכת השותף הכללי כי פעולות פרופנט מוצלחות בקידוחים העתידיים יביאו לשיפור בשיעורי הזרימה שיתקבלו, בדבר ההיתכנות של הפקה עתידית 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.

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

לפרטים בדבר נתוני ההפקה מקידוח מגד 5 ראו בטבלה שבסעיף 8 (ז) לעיל. להלן מובאים נתוני הפקת ומכירת נפט במהלך מבחני ההפקה לטווח ארוך. נוכח סעיף 3 להנחיית הדיווח השותף הכללי בדעה כי מידע זה עשוי להיות חשוב למשקיע סביר, וממילא הינו בגדר מידע מהותי, מאחר והוא משקף תפוקה ומכירות שעל בסיסם הוכנו הדוחות הכספיים של השותפות. השותף הכללי סבור כי אין חשש שמידע זה עשוי להטעות שכן הוא מבוסס על כמויות ומכירות שבוצעו בפועל. החל מתחילת ההפקה בחודש יוני בשנת 2011 עד ליום 31.12.2011 הופקו כ- 137 אלפי חביות, ונמכרו כ-132 אלפי חביות תמורת סך של כ- 14 מליון דולר. מיום 1 בינואר 2012 ועד ליום 31 בדצמבר 2012 הופקו כ-195.5 אלפי חביות, ונמכרו כ- 154 אלפי חביות תמורת סך של כ- 17 מליון \$. מחודש אוקטובר 2012 ועד לחודש פברואר 2013 השותפות לא מכרה את הנפט המופק אלא איחסנה אותו במיכל האחסון כמפורט בבאור 12 (ט) בדוחות הכספיים להלן. סך ההכנסות ממכירת נפט בגין המכירות בתקופת מבחני ההפקה לטווח ארוך מיום 22 ביוני 2011 ועד ליום 15 במרץ 2013 עמדו על סך של כ- 38 מליון דולר. ביום 13.11.2012 חיישני הגז באתר מגד 5 זיהו סימני גז מסוג מימן גופרי (H2S) (גז רעיל) שלא הופיע קודם במהלך ההפקה. השותף הכללי עצר את הפקת הנפט מבאר מגד 5 וביצע בדיקות שהראו כי הדבר זניח. ביום 22.11.2012 חודשה הפקת הנפט.

השותפות חתמה על הסכם למכירת הנפט המופק. ההסכם בתוקף עד ליום 31.12.2013 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. לפרטים בדבר ההסכם למכירת הגז ועל המועדים והתנאים לכניסתו לתוקף ראו סעיף 6.6 להלן.

(יב) השלב הבא בפיתוח שדה מגד

השותפות נמצאת בשלב מתקדם של הכנת הקידוחים הבאים (קידוחי החיפוש מגד 6,7,8) הנמצאים בקרבת מגד 5. נכון לעכשיו אישר צה"ל את השימוש (הזמני) בשטחים אלו הנמצאים כולם בשולי שטח אש, לפרטים בדבר הקשיים והעיכובים עד לקבלת אישור הועדה המחוזית ראה סעיף 6.4 (ז) לעיל.

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

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

עמידת השותפות בתכנית הפיתוח האמורה כרוכה באילוצים רבים בשל הימצאות החלק המרכזי של שדה מגד בשטח אש, הקרבה לשדה התעופה, הצפיפות במרכז הארץ, דרישות הגנת הסביבה ועוד. השותפות פועלת יחד עם המשרדים הרלוונטיים (שלחלקם הנושא חדש לחלוטין ולא מוסדר) להתגברות על האילוצים האמורים.

בהקשר זה יש להדגיש כי פיתוח שדה הנפט עשוי להמשך זמן רב וגם 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 כמפורט בסעיף 9.3 (ו)5 לעיל או אם יקרה (כפי שקורה באופן שגרתי בפיתוח שדות נפט) שיהיו קידוחים שיתברר בקידוח שהם נמצאים מחוץ לגבולות שדה הנפט והם ימצאו יבשים.

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

כמו כן יש לציין כי בשלב זה לא ניתן להעריך במדויק מה תהיינה העלויות בפועל של פיתוח השדה. העלויות, באיזורים שבהם יהיה צורך בשימוש בטכניקות המרצה להפקת הנפט ללא ספק, תהיינה עלויות גבוהות מאד בסדרי גודל שונים לחלוטין מאלה שבהם פעלה השותפות עד כה. לשם הדגמה בלבד נציין כי עלות הקדיחה (האנכית) של קידוח מגד 4 (כולל מבחנים) היתה כ-6.5 מיליוני דולרים (עלות המבחנים היתה 750 אלפי דולרים) וכי העלות של הקידוח האופקי במגד 4 היתה כ-4.4 מליון דולר נוספים. העלות של קידוח מגד 5 (לא כולל מבחנים ו-FRAC) נאמדה בכ-7.7 מיליוני דולר ארה"ב ועמדה בפועל על כ-13.7 מליון דולר עלות פעולות הפרופנט והמבחנים נאמדו בכ-3.5 מליון דולר ועמדו בפועל על כ-11.2 מליון דולר. נכון למועד דו"ח זה עלויות מבחני ההפקה לטווח ארוך עומדות על כ-6.5 מליון דולר. בנוסף לכך צפויות עלויות נוספות להשלמת הבארות להפקה ותחזוקתן. 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. בהקשר זה יצוין כי בשנים האחרונות חלו תנודות ניכרות במחירי הנפט ובמחירי שירותי הקדיחה (ראו על כך לעיל בסעיף 20.13).

בכל זאת, יש להביא בחשבון כי חיפושי נפט והפקתו אינם בגדר מדע מדויק ולכן הם כרוכים

בדרגה גבוהה של סיכון כספי. האמצעים והטכניקות הגיאולוגיים והגיאופיסיים אינם מספקים תחזית מדוייקת 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.

(יג) תוכנית העבודה לביצוע קידוחי מגד 6, מגד 7 ומגד 8

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	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 2014. משך הקידוח ארבעה חודשים (ללא תקלות ועיכובים בלתי צפויים).	ברבעון הרביעי 2013. משך הקידוח ארבעה חודשים (ללא תקלות ועיכובים בלתי צפויים).	תחילת הרבעון השני 2013 (ברבעון הראשון יבוצעו עבודות להכנת משטח הקידוח, הובלה והרכבת מכונת הקידוח וביצוע בדיקות תקינות). משך הקידוח ארבעה חודשים (ללא תקלות ועיכובים בלתי צפויים).	מועדי הקידוח הצפויים¹⁸
מוהילה וסהרוניים	מוהילה וסהרוניים	מוהילה, סהרוניים ומטרה משנית בשכבת הרעף	שכבות מטרה בקידוח
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 ודיון כללי בשלבים עתידיים התלויים בממצאיו
5,000 מטר	5,000 מטר	5,000 מטר	עומק הקידוח
16 מליון דולר, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים.	16 מליון דולר, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים.	16 מליון דולר	סה"כ תקציב הקידוח

¹⁸ ראו הערה בפסקה המובאת לאחר הטבלה.

קידוח מגד 7	קידוח מגד 8	קידוח מגד 6	
9 מליון דולר, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים. מבחני ההפקה צפויים להתבצע בתחילת שנת 2015 בסיום הקידוח יבוצעו לוגים בבור הקידוח ותבוצע עבודת עיבוד ופענוח של הנתונים שהתקבלו במהלך הקדיחה. כמו כן ציוד ההמרצה והמבחנים יותקן באתר הקידוח.	9 מליון דולר, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים. מבחני ההפקה צפויים להתבצע במהלך הרבעון השני 2014. בסיום הקידוח יבוצעו לוגים בבור הקידוח ותבוצע עבודת עיבוד ופענוח של הנתונים שהתקבלו במהלך הקדיחה. כמו כן ציוד ההמרצה והמבחנים יותקן באתר הקידוח.	9 מליון דולר מבחני ההפקה צפויים להתבצע במהלך הרבעון הרביעי 2013. בסיום הקידוח יבוצעו לוגים בבור הקידוח ותבוצע עבודת עיבוד ופענוח של הנתונים שהתקבלו במהלך הקדיחה. כמו כן ציוד ההמרצה והמבחנים יותקן באתר הקידוח.	תקציב ביצוע מבחני ההפקה
השותף הכללי-גבעות עולם נפט בע"מ	השותף הכללי-גבעות עולם נפט בע"מ	השותף הכללי-גבעות עולם נפט בע"מ	שם המפעיל
S.C. DAFORA GROUP S.A.	S.C. DAFORA GROUP S.A.	S.C. DAFORA GROUP S.A.	שם התאגיד המבצע את הקידוח
חלק אפקטיבי בהוצאות- 104.5% חלק אפקטיבי בהכנסות- 66.37% יצוין כי בתקציב הקידוח ומבחני ההפקה שצוינו לעיל כוללים תשלום דמי מפעיל לשותף הכללי בשיעור של 4.5%.	חלק אפקטיבי בהוצאות- 104.5% חלק אפקטיבי בהכנסות- 66.37% יצוין כי בתקציב הקידוח ומבחני ההפקה שצוינו לעיל כוללים תשלום דמי מפעיל לשותף הכללי בשיעור של 4.5%.	חלק אפקטיבי בהוצאות- 104.5% חלק אפקטיבי בהכנסות- 66.37% יצוין כי בתקציב הקידוח ומבחני ההפקה שצוינו לעיל כוללים תשלום דמי מפעיל לשותף הכללי בשיעור של 4.5%.	חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב הקידוח ובהכנסות הפוטנציאליות הנובעות 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 ¹⁹	שמות השותפים בנכס הנפט בו נערך הקידוח וחלקם בתקציב הקידוח ובהכנסות שינבעו ממנו
סעיף 8	סעיף 8	סעיף 8	הפניה לתיאור נכס הנפט בדו"ח התקופתי

מידע צופה פני עתיד

התקציב ולוחות הזמנים של הקידוח וכן הנתונים הנוספים המובאים לעיל ביחס לקידוחים, מבוססים על הערכות והשערות שנתקבלו מהשותף הכללי בשותפות שהינן

¹⁹ בין השותפות לבין החברה האמורה מתנהל מו"מ לקראת הסכם שענינו בהסדר שלפיו בגין התקופה שמינוי 2011 ועד סיום הקידוח יבוצע 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 זכאית להשתתף בהוצאות.

מידע צופה פני עתיד. ההערכות וההשערות הנ"ל הינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות שלגביהן לא קיימת כל וודאות והן עשויות להתעדכן בהמשך עם התקדמות הקידוחים ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מתקלות, עיכובים בלתי צפויים, קשיים בהשגת מימון, מתנאים תפעוליים, תנאי שוק, תנאים רגולטורים ועוד.

10 הון אנושי

10.1 עובדים ונותני שירותים חיצוניים

לרשות השותף הכללי עומדים שירותיהם של טוביה לוסקין, נגה בן דוד ושמואל בקר. כן מעסיקה השותפות עשרים ושבעה עובדים נוספים כדלקמן: גיאולוג, ופטרופיזיקאי, סמנכ"ל פרויקטים ולוגיסטיקה ושני עוזרים, סמנכ"ל כספים, חשב, חשבונאי שטח, שתי מנהלות חשבונות, שמונה עובדי שטח, קצין ביטחון, מנהלת ועובדת איכות סביבה וכימיקלים, מנהל תחום גז, מנהל פיתוח עסקי, מנהל תכנון ושלוש מזכירות. העליה במספר העובדים של השותפות נובעת בעיקר מגידול בהיקף הפעילות של השותפות, מפעולות באתרי הקידוח ומההכנות הנדרשות לביצוע קידוחים עתידיים. 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 יגאל פלברט (סמנכ"ל הכספים), דרור ברודר (סמנכ"ל פרויקטים ולוגיסטיקה) וולדימיר שטיינגולץ (סמנכ"ל המחקר והפיתוח) הינם נושאי משרה בכירה בשותפות, לפרטים נוספים ראו בפרק ד' להלן.

לשותפות אין תכנית תגמול מוסדרת לעובדים. יחד עם זאת כוונת השותף הכללי לחלק בונים לעובדי השותפות או לחלק מהם (שהיקפו טרם נקבע) בגין שלושת הקידוחים הבאים עבור כל קידוח שיגיע להפקה מסחרית. מטרת הבונים שיחולק לתמך את עובדי השותפות ולהגדיל את מעורבותם בפיתוח שדה מגד. עובדי השותפות באתר קידוח מגד 5 עברו קורס בטיחות על ידי חברה זרה בעלות של 35 אלפי דולר.

השותפות המוגבלת מקבלת שירותים, ממנהל הקידוחים של החברה (הפועל כנותן שירותים חיצוני) אשר ניהל את קידוחי מגד 2, מגד 3, מגד 4, הקידוח האופקי מגד 4 (עד לתחילת חודש אוגוסט 2005 לאחר מכן השתמשה השותפות בשירותיו של מנהל קידוחים אחר לתקופה של חודש אחד) ומגד 5 והמבחנים ופעולות הפרופנט בו. 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 חיפושי 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 (מנכ"ל השותפות, מר טוביה לוסקין ומר

ולדמיר 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 ביום 24.11.09 החליט דירקטוריון השותף הכללי להעניק לחמישה עובדים של השותפות (ביחס חלוקה שקבע השותף הכללי) את כל כתבי האופציה סדרה 8 שברשותו כאות הוקרה על עבודתם המסורה למען השותפות.

10.3 בחודש דצמבר 2010 חתם השותף הכללי בשם השותפות על הסכם ייעוץ וליווי הליכי גולציה עם חברה בבעלותו של מר גיורא איילנד (המפקח נתן את אישורו להסכם) בהתאם להסכם יעניק מר איילנד לשותפות ליווי ויעוץ שוטף מול הרשויות והגורמים המוסדיים הקשורים בזיכיון השותפות לחיפושי נפט ודרכי הפעלתו. כמו כן מר איילנד ישמש כיועץ לשותפות במספר נושאים הקשורים לניהול השותפות ולפעילותה הכלכלית כחברה ציבורית. על פי ההסכם מר איילנד זכאי לתשלום חודשי בסך 45,000 ₪ וכן לבונוס בסך של 750,000 ש"ח כל עוד ההסכם בתוקף עבור כל קידוח שיגיע להפקה מסחרית. מר איילנד משמש בנוסף כמשקיף בישיבות דירקטוריון השותף הכללי. על פי עמדת השותפות ועל פי עמדתו של מר איילנד אין הוא נושא משרה בשותפות. הכללתו של מר איילנד במצבת נושאי משרה בכירה נעשית על פי עמדת רשות ניירות ערך שקבעה במכתבה מיום 30.3.2011 "השותפות מתבקשת כי לצורכי דיווח תראה במר איילנד כנושא משרה בכירה". לפרטים נוספים ראו פירוט בתקנה 21 בחלק הרביעי של דו"ח זה.

10.4 השותפות מקבלת ייעוץ תקשורתי ממשרד גלברט-כהנא בתמורה לסכום חודשי קבוע.

10.5 שיקול דעתו הבלעדי של מר טוביה לוסקין בעניינים מקצועיים

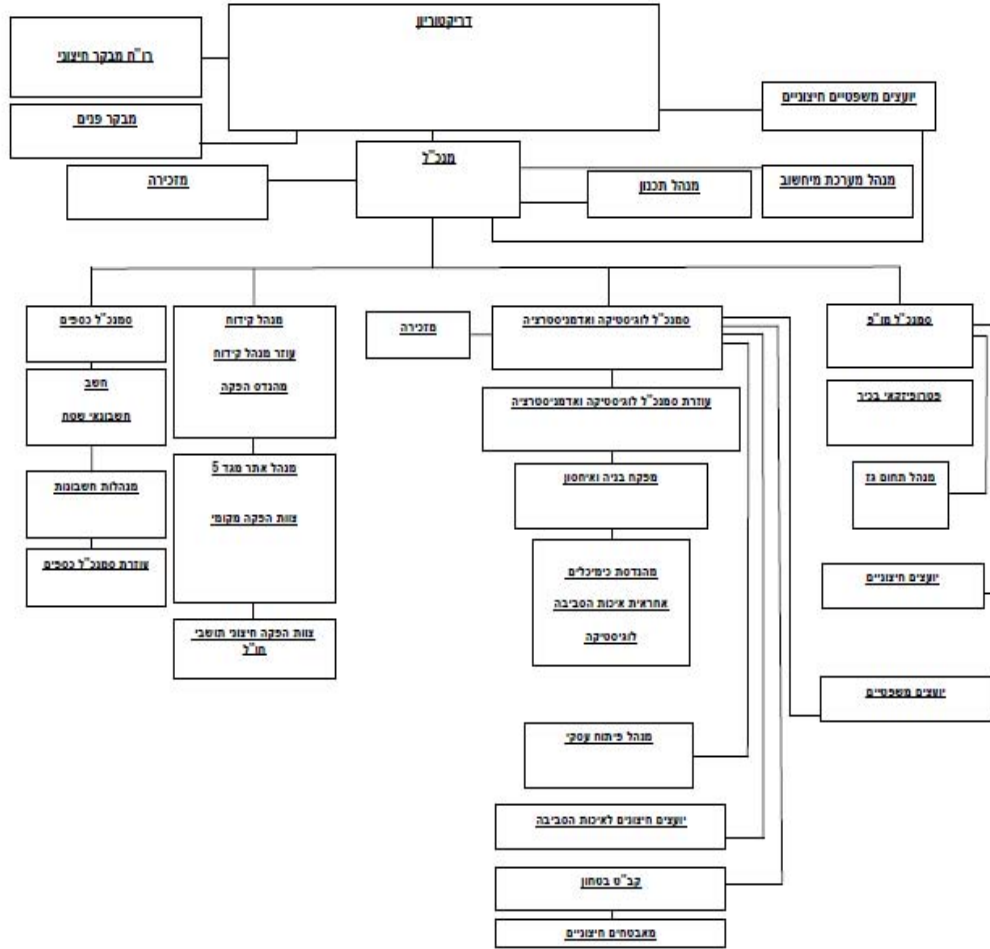
על פי הסכם שנחתם בחודש ספטמבר 1993 (כפי שתוקן מאז) ועל פי הוראות שעוגנו בתקנון השותף הכללי הכרעות בעניינים מקצועיים כהגדרתם להלן, תהיינה בהתאם לשיקול דעתו הבלעדי והמוחלט של טוביה לוסקין. "עניינים מקצועיים" לרבות בענייני פיתוח של שדות נפט וגז והפקה של נפט וגז משדות אלה. מקום הקידוח, תקציב הקידוח ושינויו, התחלת הקידוח והפסקתו, הצורך בתקציב נוסף לפעולות חיפושים, הציוד ו/או צוות אנשים אשר יועסקו 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 מסויים הינו בגדר "ענין מקצועי", יובא הדבר להכרעת בורר אשר ייקבע בין הצדדים בהסכמה.

בהקשר זה יצוין כי בהסכם שנחתם ביום 9 בנובמבר 2003 בין ראש העין חיפושי 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

חיפושי נפט בע"מ (הדירקטורים המכהנים מטעמה כיום : נגה בן דוד ושמואל בקר) וטי
אוויל 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. הטכניקה המיוחדת הינה פרופנט. פעולה זו מורכבת הדורשת דיוק רב בביצוע וכרוכה בסיכונים טכניים רבים ומחייבת מיומנות רבה. למיטב ידיעת השותף הכללי הציוד לביצוע פרופנט והרמה מלאכותית והצוות לתפעול 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) לפרטים בדבר הסכם הקידוח שחתמה השותפות עם S.C. DAFORA GROUP S.A. ראו באור 12 (ח) בדוחות הכספיים.
- (ד) ביצוע הלוגים החשמליים בקידוח מגד 5 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 בחיפושי 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 יצויין כי ביצוע המבחנים ופעולות הפרופנט בקידוח מגד 5 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 ידי 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) השותפות המוגבלת מקבלת שירותים, ממנהל הקידוחים של השותפות (הפועל כנותן שירותים חיצוני) אשר ניהל את קידוחי מגד 2, מגד 3, מגד 4, הקידוח האופקי מגד 4 (עד לתחילת חודש אוגוסט 2005 לאחר מכן השתמשה השותפות בשירותיו של מנהל קידוחים אחר לתקופה של חודש אחד) ומגד 5 והמבחנים ופעולות הפרופנט בו. שירותי מנהל הקידוחים ניתנים בתקופות קידוחים והכנות לקידוחים. לאור העובדה שמנהל הקידוחים נותן שירותים לשותפות מאז שנת 1994 נצבר אצלו ידע רב ונסיון העומד לרשות השותפות. עזיבה של מנהל הקידוחים עשויה להקשות על השותפות אם כי השותף הכללי מעריך כי התלות של השותפות בו איננה בגדר "תלות מהותית".

12 הון חוזר – מלאי חומרים

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 קידוחים מגד 2, מגד 3 ומגד 4 ומציוד שנרכש לצורך ביצוע הקידוח האופקי מגד 4 וקידוח מגד 5. מלאי החומרים של השותפות נכון ליום 31.12.12 נאמד בכ- 3,160 אלפי דולר שרובו מיועד לשימוש בקידוחים עתידיים.

13 מימון

13.1 הנפקות לבעלי היחידות

עד לתחילת הפקה מבאר מגד 5 מקור המימון היחיד שעמד לרשות השותפות היה הנפקות בדרך של זכויות לבעלי היחידות. לפרטים בדבר הנפקות שבוצעו בשלוש השנים האחרונות ראו סעיף 2 לעיל.

בפני האסיפה הכללית של בעלי היחידות שהתכנסה ביום 8.1.09 הובאה הצעה להרחיב את דרכי ההנפקה האפשרויות של יחידות וכתבי אופציה לרכישת יחידות גם להצעות לציבור שלא בדרך של זכויות או הצעות משולבות של שתי הדרכים. ההצעות האמורות לא נתקבלו.

כיום מהווה באר מגד 5 מקור מימון נוסף. לפרטים בדבר מכירות השותפות של נפט שהופק מבאר מגד 5 ראו סעיף 9.3 (יא) לעיל.

נכון למועד הדו"ח השותף הכללי מעריך כי האמצעים הכספיים של השותפות מספיקים לפחות לביצוע קידוח אחד ופעולת פרופנט ומבחנים בו (לפרטים ראו סעיף 8 (ה) לעיל).

השותף הכללי פועל לגיוס הון נוסף לשותפות 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).

יצוין כי הערכות השותף הכללי והאומדנים המופיעים בסעיף זה לרבות ביחס להיותם של האמצעים הכספיים מספיקים לקידוח אחד, 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 בידי 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 צורכי 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 וברשיון "מכבי" 330.

היעד העיקרי כיום של השותפות המוגבלת הינו ביצועם של קידוחי מגד 6, 7 ו-8 בשדה מגד כחלק מהשלב הראשון של פיתוח השדה.

העלות המשוערת של ביצוע שלושת הקידוחים הנוספים וביצוע בהם של מבחנים ופעולות פרופנט והרמה מלאכותית הינה כ-75 מליון דולר.

ביום 15 במרץ 2013 היו אמצעיה הכספיים של השותפות המוגבלת בחשבון הבנק כ-17,842 אלפי דולר. בנוסף השותפות תעשה שימוש, למימון פעולותיה, בכספים נוספים שיצטברו בידה כתוצאה ממכירת הנפט המופק מבאר מגד 5. בנוסף, נכון ליום 15 במרץ 2013 מכרה השותפות מלאי נפט בשווי כ-7 מליון דולר אשר טרם התקבל התשלום עבורו.

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 לאמדנים 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 שלשת הקידוחים הבאים (קידוחי מגד 6, 7 ו-8) (אם לא יהיו שינויים בלתי צפויים) במרווחים של חצי שנה בין קידוח לקידוח. בכוונת השותף הכללי לבצע קידוחים נוספים באזור הליבה של שדה מגד בהתאם לתכנית פיתוח החזקה שגובשה ע"י יועצי השותפות ובכפוף לקבלת האישורים הדרושים.

13.4 אמצעיה הכספיים של השותפות המוגבלת

ביום 15.03.2013 היו אמצעיה הכספיים של השותפות המוגבלת בחשבון הבנק כ- 17,842 אלפי דולר (נתון זה אינו מבוקר ואינו סקור) המושקעים ברובם בפקדונות בנקאיים. כ- 15,522 אלפי דולר היו מושקעים בפקדונות דולריים לתקופה של בין 3-6 חודשים נושאי ריבית שנתית של בין 0.75% ל- 1.36%. כ- 2,278 אלפי דולר היו מושקעים בפקדונות שקליים לתקופה קצרה נושאי ריבית שנתית של כ- 1.61%. ובחשבון העו"ש סכום של כ- 42 אלפי דולר.

13.5 האמצעים הכספיים של הנאמן

ביום 15.03.2013 האמצעים הכספיים שנותרו בידי הנאמן היו כ- 7 אלפי דולר בעו"ש. בתקופת הדו"ח קיבל הנאמן שתי הלוואות בנקאיות בסך כולל של 600,000 ₪ בריבית של פריים + 2% למימון פעילותו והשותפות חתמה על ערבות להלוואות אלו.

לפרטים בדבר מדיניות ההשקעות של השותפות ראו בפרק 2 - חשיפה לסיכוני 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 ראשוניים 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.

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"), (למיטב ידיעת השותף הכללי אין קשר בין החברה האמורה ובעלי הענין בה לבין השותף הכללי, בעלי ענין בו או בעלי ענין אחרים בשותפות), על פי הסכם שנחתם ביום 29.2.00 זכות השתתפות (working interest) בשיעור של אחוז אחד (1%) ברשיון ראש העין 244 מערב. (ביום 1 במאי 2000 נרשמה העברת הזכויות בפנקס הנפט ע"י הממונה על ענייני הנפט באופן שהשותפות המוגבלת מחזיקה 99% והחברה הנ"ל 1% מהרשיון האמור). מנהל הקידוחים (אשר ניהל את קידוחי מגד 3, 4 ו-5) ואחיו (שאינם בעלי ענין בשותף הכללי) הנם דירקטורים ובעלי מניות בחברה. בתוך 21 ימי עסקים מסיומו של כל רבעון תשלח השותפות המוגבלת לחברה את חלקה היחסי ברווח הנקי, כפי שהוגדר בהסכם, המבוסס על שיעור זכויות ההשתתפות שיוחזקו בידי החברה ישתווה לסכום הכולל שישולם על 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 ו/או הגז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו או ינוצלו מנכסי הנפט בשטח הרשיון שישולמו לשותף הכללי). החלק היחסי ברווח הנקי ובתמלוגים יהיה מבוסס על שיעור זכויות ההשתתפות ברשיון שיהיו בבעלותה של החברה באותה עת.

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 והמבחנים. ביום 30.11.05 החליט דירקטוריון השותף הכללי להאריך את הפטור האמור של החברה האמורה מתשלום חלקה בהוצאות עד לאחר השלמת קידוח מגד 5. לאחר סיום שלב הקידוח ביום 15 בינואר 2010 האריך השותף הכללי את הפטור גם לתקופת המבחנים. הפטור האמור הסתיים עם תחילת מבחני ההפקה לטווח ארוך. בנוסף לפטור מתשלום הוצאות כאמור לעיל קיבל מנהל הקידוח גם שכר כפי שקיבל קודם להסכם האמור. החל מיום 1.7.2011 אחוז אחד מההכנסות וההוצאות הקשורות לחזקת ראש העין נגרע מדו"ח הרווח הכולל של השותפות והוצג ביתרת הזכאים. בדבר מו"מ עם החברה האמורה לגבי חלקה בהכנסות ובהוצאות בתקופה שעד לסיום שני הקידוחים הבאים ראו סעיף 8 (יא) לעיל.

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 זכאיי" לפי יחס החזקותיהם בשותפות. "מחזיק זכאיי", על פי ההגדרה שבתקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל

החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפושי 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 ("פש"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 לפש"ג כתשלום על חשבון המס של בעלי היחידות בגין כל סוג הכנסה. המפקח נתן את הסכמתו לחתימת הנאמן על הסכם כאמור, לגבי שנת 2005 ושנת 2006.
באסיפה הכללית של בעלי היחידות מיום 2.5.06 נתקבלה החלטה מיוחדת המאשרת לשותפות לחתום על הסכם עם פקיד השומה כאמור החל משנת 2007 והשותפות חתמה על ההסכם האמור, לפרטים ראו סעיף 11.6 לעיל.

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

14.5 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:
א. 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%.
ב. שיעורי המס על חברות – עצירת מתווה הפחתת שיעור מס החברות והעלאת מס החברות ל 25%-משנת 2012.
ג. 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%.

אימות הסביבה

15

בפעילות הקידוחים 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 יהיו נזולים וגזים ניגרים לאדמה או נובעים ממנה ללא מעצור ושלא יחדרו מפני

הקרקע לתת הקרקע. 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 כמתואר בסעיף 8 (ב) לעיל.

בין האישורים שעל השותפות להשיג בטרם תחל בקידוח, כלול גם תיאום עם המשרד להגנת הסביבה (המותנה בדרך כלל בתנאים שונים).

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.

ביום 22.3.2011 הונחה על שולחן הכנסת הצעת חוק פרטית בשם הצעת חוק הנפט (תיקון – הגנת הסביבה), התשע"א-2011, אשר עניינה קביעת מנגנוני הסדרה ובקרה סביבתיים חיוניים בכל הנוגע לחיפושי נפט וגז ולהפקתם. מטרת הצעת החוק האמורה לעגן ייצוג של גורמי סביבה, ובראשם המשרד להגנת הסביבה, כגופים הקבועים בחוק ולהחדיר התחשבות בשיקולים סביבתיים אל תוך מערך קבלת ההחלטות המתקבלות על-פי חוק הנפט. בין השאר, נקבע בהצעת החוק כי ניתן יהא לקבוע מגבלות בתנאי רשיון או בהיתר מוקדם שמטרתם למנוע ולצמצם הפגיעה בסביבה, וכי ניתן יהא לנקוט באמצעים כנגד בעל רשיון או בעל זכות נפט אשר גרם או עשוי לגרום לנזק סביבתי. כן יצוין, כי ביום 7.7.2011 החליטה ממשלת ישראל בהתאם להחלטת ועדת השרים לענייני חקיקה להתנגד לתיקון המוצע לחוק. לשותף הכללי אין יכולת לאמוד השפעה זו נכון למועד הדוח.

בחודש מרץ 2011 פרסם המשרד להגנת הסביבה הנחיות ראשוניות להגנת הסביבה בכל הנוגע לקידוחי נפט וגז חדשים וקיימים במטרה למנוע, בין השאר, זיהום קרקע, תווך לא רווי ומקורות מים. מטרת המסמך היא לתת הנחיות בסיסיות לתהליך הקדיחה וההפקה מבארות נפט, במטרה למנוע זיהום קרקע ומקורות מים. בהנחיות נקבע בין היתר, כי לצורך כל קידוח בקרקע יש לבקש אישור המשרד להגנת הסביבה והנחיותיו. המסמך כולל הנחיות למניעת זיהום תת הקרקע ומי התהום ובכלל זה לענין החומרים המשמשים לביצוע הקידוח, הנחיות לבניית בריכה לאיגום נוזלי ושבבי הקידוח באופן זמני עד לפינויו, אמצעי אחסנה של סולר ונפט גולמי זיהום אוויר, זיהומי קרקע ודרישות ליעדי סילוק ולאיכות נוזלי הקידוח המסולקים ואיכות שבבי הקידוח. יצוין כי השותפות נדרשת לבצע שני קידוחי ניטור מים לפני ביצוע קידוח מגד 6.

קיים פוטנציאל לבעיות סביבתיות עקב קדיחת ותפעול קידוחי נפט וגז במידה והם מתבצעים בצורה שאינה מקצועית:

1. בוץ ונוזלי הקידוח. במהלך הזרקת בוץ הקידוח וסיחרורו, חלקו של הבוץ אינו חוזר לפני השטח. הדבר יכול להעיד כי בוץ זה עלול להגיע לשכבת מי התהום, לגרום לזיהומה ולהוריד את פוטנציאל שפיעת המים בקידוחים שכנים (במידה וקיימים לשם כך מבוצעים קידוחי הניטור).
2. הרכב המים. מים הנשאבים בעת הקידוח מתוך שכבת המטרה (השכבה נושאת הנפט) שיכולים להכיל מלבד מלחים גם כימיקלים שמקורם בבוץ ונוזלי הקידוח וגם מרכיבי דלקים.
3. דליפות וסדקים. במהלך הפקה רבת שנים של נפט ייתכן מצב שהצינור המוביל יתחיל לדלוף ו/או חלק מהדיפון שמסביב לצינור המוביל ייסדק. כתוצאה חלק מהדלק הנשאב עלול להגיע לשכבת מי התהום דרך הקידוח.

4. התפרצות נפט. עקב תקלות מכניות ותפעוליות בראש הקידוח ובצנרת המובילה למיכלים.

5. בריכת אגירת נוזלים ושבבי קידוח. למערך הקדיחה נלוות בריכה תפעולית לאיגום של שבבים ונוזלים. קיים סיכון לזיהום אפשרי של קרקע ומי תהום כתוצאה מחלחול הבריכה, גלישה עקב הצפה וכדו'. בהקשר לכך יצויין כי בקידוחי מגד 6, 7 ו-8 מתכננת השותפות להפריד את הנוזלים משבבי הקידוח ולפנותם ישירות לאתרי הטמנה מאושרים ללא צורך בבריכת אגירה.

6. אזורי תפעול, מיכלים לאחסנת דלק מופק ותהליכי הפרדה באתר. השטח התפעולי באתר עשוי מרצפת בטון אטומה לחלחול מכיל מיכלי סולר עיליים המשמשים להנעת כלי העבודה בשטח והפעלת מגדל הקידוח. כמו כן מיכלים עיליים לקליטת נפט גולמי וביצוע תהליכי הפרדת נפט, גז ומים. תשטיפים מאזורים אלו יכולים לזהם קרקע באתר.

7. טיפול בגז הנלווה – מטרת השותפות למכור את הגז המופק. בשלב זה, הגז המופק יחד עם הנפט מופרד ממנו על פני השטח ומנותב לשריפה בארובה ירוקה- "GREEN FLARE" בתקופת מבחני ההפקה לטווח ארוך. בהתאם לתוצאות שייתקבלו במבחני ההפקה יוחלט על דרך טיפול לגז (ארובה ירוקה או מתקן אחר). קיים פוטנציאל לזיהום אויר במידה ויהיה כשל במתקן.

למיטב הבנת השותפות לכל אחד מהנושאים המתוארים לעיל יש פתרונות ודרכי טיפול, אם אכן הפוטנציאל לסיכון סביבתי יתממש.

השותפות מתמקדת בעיקר בדרכי מניעה של סיכונים סביבתיים באתר הקידוח, כדי למנוע פוטנציאל של סיכון סביבתי.

מדיניות השותפות הינה עבודה ועמידה בתקנים הבינלאומיים המקובלים בתעשיית הפקת הנפט ו/או בתקנים אשר יחוייבו ע"י המשרד להגנת הסביבה. דרכי ניהול נוספות לנ"ל ידונו בהמשך, במידת הצורך.

השותפות עבדה ועובדת ע"פ סטנדרטים בינלאומיים מוכרים (בעולם), צוות המומחים המקצועיים המלווה אותה במהלך המבחנים הובא מחו"ל וכולם אנשים עם ותק ורקע מקצועי מתאים.

תכנית העבודה באתר הקידוח כוללת הקמת מאצרות קבועות, מתקן ארובה ירוקה, חפירות ארכיאולוגיות ע"פ דרישה עתידית אפשרית מרשות עתיקות, טיפול ומיחזור פסולת, פינוי פסולת לאתרים מורשים, ניטור מקורות מים, טיפול בחמרים מסוכנים, טיפול סביבתי ונופי בעת סגירת או נטישת קידוח.

כל הנושאים שלעיל הינם לצורך מניעה או הפחתה של פגיעה עתידית בסביבה. השותפות השקיעה 236 אלפי ש"ח לשם שיקום והחזרת המצב לקדמות במגד 3 ו-76 אלפי ש"ח עבור מגד 4. כמו כן שילמה השותפות עבור ייעוץ ופינוי פסולת מאתר מגד 5 282 אלפי ש"ח בשנים 2009 ו-2010 וכן תשלומים בגין פינוי שבבי קידוח- 600 אלף ש"ח, פינוי בוצה- 1.2 מליון ש"ח ופינוי קרקעות מזהמות-500 אלף ש"ח בשנים 2011 ו-2012.

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 ארובה ירוקה העומדת בסטנדרטים בינלאומיים ואושרה על ידי המשרד לאיכות הסביבה. בדבר המסמך הסביבתי, הדיונים והתנאים הסביבתיים שנלוו לאישור קידוחי מגד 6, 7 ו-8 ראו את האמור בסעיפים 4 (ח) - (יד) לעיל.

15.1 תנאים סביבתיים ברישיון הנפט – משרד האנרגיה והמים

ביום 9.1.2012 גיבש משרד האנרגיה והמים מסמך ראשוני של קוד סביבה ובטיחות לקידוחי נפט וגז ביבשה (להלן: "הקוד הסביבתי") אשר הופץ להתייחסות החברות, הגופים הירוקים והגורמים הרלוונטיים בתחום. המסמך בנוי משלושה חלקים מרכזיים:

6. מניעת מפגעים סביבתיים, בו מוצגות הדרישות למסמכים הסביבתיים כתנאי לקבלת רישיון) לביצוע קידוחי חיפוש (ולקבלת חזקה) פיתוח השדה והקמת מתקנים נלווים.
7. ניהול מערכות בטיחות וסביבה, בו מוצגות הדרישות להכנת תוכניות לבטיחות וסביבה
8. נספחים בהם מוצגות דוגמאות להנחיות להכנת מסמך סביבתי הנלוו לרישיון לצרכי חיפוש – קידוחי ניסיון ומבחני שאיבה ולהנחיות להכנת תסקיר השפעה על הסביבה הנלוו לרישיון לחזקה -קידוחי הפקה, מבחני שאיבה והקמת מתקנים נלווים.

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

15.2 תקנות הנפט (הרשאה לסטייה מהוראות חוק התכנון והבנייה) התשע"ב-2012

ביום 30.4.2012 פורסמו ברשומות תקנות הנפט (הרשאה לסטייה מהוראות חוק התכנון והבנייה) התשע"ב - 2012 ("תקנות ההרשאה"). בדבר אישור קידוחי מגד 6, 7 ו-8 בהתאם לתקנות להרשאה ודחיית עתירה לבג"צ כנגדן ראו את האמור בסעיף 12.4 (ט) לעיל.

15.3 **חוק הגנת הסביבה (פליטות והעברה לסביבה – חובות דיווח ומרשם) התשע"ב-2012**

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.

15.4 **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**

בענין 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 **תזכיר הצעת חוק לתיקון פקודת השותפויות לעניין ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית**

לפרטים בדבר תזכיר הצעת חוק לתיקון פקודת השותפויות לעניין ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית ראו באור 13 (5) בדוחות הכספיים.

16.6 עיצום כספי

לפרטים בדבר דרישת רשות ניירות ערך להטלת עיצום כספי על השותפות ועל ביטול הדרישה ראו באור 13 (4) לדוחות הכספיים.

16.7 הנחיות הממונה על עניני הנפט

להנחיות הממונה על עניני 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 ממשדד 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 עניני הנפט שלפיה העלות הכוללת של הקיום הסייסמים האמורים הינה 1,456 אלפי ש"ח (סכום לא מתואם, הסכום המתואם לאינפלציה עד 31.12.12 הינו כ-3,176 אלפי ש"ח). 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 עם חברה שמנהל הקידוחים של השותפות בעל מניות בה ראו סעיף 13.7 לעיל.

17.6 הסכם ייעוץ וליווי הליכי רגולציה שנחתם בין השותפות לבין ג'ורא איילנד בחודש דצמבר 2010 לפרטים ראו סעיף 10.3 לעיל.

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

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

פוליסה	תיאור הכיסוי	סכום מבוטח	פרמיה
ביטוח דירקטורים	גבולות אחריות	\$ 15,000,000.00	\$ 23,050.00
צד ג'	גבולות אחריות	\$ 2,000,000.00	\$ 50,150.00
מעבידים	גבולות אחריות ל-30 עובדים	\$ 20,000,000.00	23,391 ש"ח
אש	מבנים, שיפורים במושכר ותכולה	₪ 1,000,000.00	₪ 6,310.00
	רעידת אדמה ונזקי טבע	כלול	
	פריצה	₪ 250,000.00	

נכון למועד עריכת דו"ח זה:

- ביטוח הרכוש של השותפות מתייחס אך ורק לתכולה ושיפורים במושכר במשרדי השותפות.
 - השותפות אינה מבטחת ציוד, מכונות או רכוש כלשהו בקשר עם פעולות הקידוח ו/או ההפקה לרבות אובדן רווחים.
 - ביטוח אחריות כלפי צד שלישי אינו מכסה נזקים שייגרמו עקב פעילות הקידוח והבאר, לרבות נזקים למשאבי טבע, נזקי זיהום תת קרקעיים.
- אין כל בטחון שיושגו ושייעשו כל הביטוחים הדרושים לכיסוי הסיכונים הכרוכים בעילות השותפות או כי הכיסוי שינתן על ידי פוליסות הביטוח (אם יעשו הביטוחים) יהיה מספיק. לגבי ביטוחים מסוימים עשוי השותף הכללי להחליט שלא לעשותם.
- השותף הכללי החליט לגבי קידוח האופקי מגד 5 שלא לעשות ביטוח של הבאר (כמו לפני כן בקידוח מגד 4) וזאת בהתבסס על הנסיון בשלשת הבארות הקודמים במבנה מגד (קדוח 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 בקידוח מגד 5. 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 שכחותו אינה רבה ובמיוחד בקידוחים מסוג אלה שמבצעת השותפות (קידוחי הפקה).

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

א. ביום 28.11.2011 הוגשה על ידי השותפות ועל ידי השותף הכללי עתירה לבג"צ (בג"צ 8777/11) שהעתירות העיקריות בה ענינן בכך שהוראות חוק מיסוי רווחי נפט תשע"א-2011 (הידוע כ"חק ששינסקי") והוראות תקנה לתקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסת בעלי זכויות נפט (תיקון) התשע"א-2011 (התקנות אשר ביטלו את "ניכוי האזילה") לא יחולו על שדה הנפט "מגד" ועל זכויות הנפט של השותפות בחזקת ראש העין וברשיון מכבי.

ביום 15.8.2012 דחה בית המשפט העליון את עתירת גבעות עולם ועתירות נוספות שהוגשו על ידי צדדים שלישיים נגד חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א – 2011 וחייב את גבעות עולם בתשלום שכ"ט עו"ד למדינה של 125,000 ש"ח, ושכ"ט עו"ד לכנסת של 125,000 ₪.

ב. ביום 5.6.2012 התקבלה במשרדי השותפות בקשה למתן צו ביניים שהוגשה לבית המשפט העליון על ידי אדם טבע ודין נגד שר האנרגיה והמים, שר הפנים, שר המשפטים, השר להגנת הסביבה, חברת Israel Energy Initiatives (IEI) Ltd והשותפות.

הצווים שהתבקשו בבקשה היו:

- א. להורות לשר האנרגיה והמים ולשר הפנים להימנע מקיום כל הליך מכח התקנות וזאת עד למתן פסק דין בהליך ו/ או עד למתן הוראה אחרת על ידי בית המשפט.
 - ב. להורות כי יותלה תוקפן של התקנות וכי לא יוכל צד ג' לפעול על סמך התקנות, לרבות קבלת אישורים וביצוע עבודות מכוחן, וזאת עד למתן פסק דין בהליך ו/ או עד למתן הוראה אחרת על ידי בית המשפט.
- ביום 24.12.2012 דחה בית המשפט העליון את העתירה.
- ג. לעניין העיצום הכספי שהוטל על השותפות על ידי רשות ניירות ערך ובוטל ראו באור 13 (4) בדוחות הכספיים.

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 וביצועם של קידוחי מגד 6, 7 ו-8. ראו עוד את האמור בסעיף 13.3.2 לעיל וסעיף 19 להלן.
- 18.2** בכוונת השותפות לבחון בקידוח מגד 6 את מקטעי הנפט שנמצאו בקידוח מגד 5 וכן לבחון, במידת האפשר, אם קיים מקטע-נפט נוסף נמוך יותר ממקטע 1.
- 18.3** בכוונת השותף הכללי להתחיל את ביצוע מבחני ההפקה ופעולות הפרופנט החל מהמקטע הנמוך ביותר. נוכח העדר תשתית מספיקה להולכת נפט מן הקידוח (אשר בשלו, מוגבלת יכולתה של השותפות לשנע נפט, בתשתית הקיימת, מאזור קידוח מגד 6, 7 ו-8. לשותפות אין אומדן מבוסס של ההיקף המקסימלי של כמויות הנפט שביכולתה לשנע מכל קידוח. על פי אומדן כללי ראשוני מדובר בהיקף משוער של נפט של בין 2,500 ל- 3,500 חביות ביום(כפוף כמובן, לכך שניתן יהיה להפיקן). ולנוכח המגבלה הכמותית על יכולתה של השותפות לטפל בגז המופק אם בדרך של שרפה או בדבר אחרת אין בידי השותפות כעת הערכה על הכמות המקסימלית של גז שביכולתה לטפל בו כאמור.

לפיכך מתכוון השותף הכללי להפסיק את ביצועי המבחנים והפרופנט לאחר שימצאו (אם ימצאו) מקטעים המסוגלים להפיק (הפקה התחלתית של) כמות הנפט המקסימלית שיהיה בידה של השותפות לשנע או, לפי המוקדם, לאחר שהכמות המקסימלית של הגז המופק יחד עם תגיע לכמות שביכולת השותפות אותה עת לטפל בה. וכל זאת על מנת לחזור למקטעים שטרם נבחנו בשלב מאוחר יותר.

19 צפי להתפתחות בשנה הקרובה

תוכניות השותף הכללי לשנה הקרובה כוללות, ביצוע של קידוח מגד 6 ומבחני הפקה בו, תחילת ביצוע של קידוח מגד 8 וכן המשך ההפקה מבאר מגד 5.

20 דיון בגורמי הסיכון העיקריים

20.1 כ ל ל י

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

20.2 התבססות על נתונים חלקיים או משוערים ועל הנחות והערכות

20.2.1 חיפושי נפט וגז וכן פעולות לפיתוח שדה נפט אינם בגדר מדע מדויק ולכן הם כרוכים בדרגה גבוהה של סיכון כספי. האמצעים והטכניקות הגיאולוגיים והגיאופיסיים אינם מספקים תחזית מדויקת על המיקום, הצורה או הגודל של מאגרי נפט או גז, ולפיכך קביעת יעדי החיפושים ותוכניות פיתוח מפורטות מבוססות במידה רבה על נתונים חלקיים או משוערים ועל הנחות שלא הוכחו.

20.2.2 תוכניות החיפושים והפיתוח בשטח החזקה ראש העין מבוססות על הערכות גיאולוגיות של השותף הכללי. מובן כי אין בטחון שההערכות האמורות אכן נכונות ואם יתברר שאינן נכונות, עשוי הדבר לפגוע בכדאיותן הכלכלית של תוכניות 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)²⁰ וחדירות (PERMEABILITY)⁽²⁰⁾ נמוכים באופן המצריך לדעת השותף הכללי שימוש בטכניקות המרצה (STIMULATION)⁽²⁰⁾ מיוחדות כדי לנסות להגיע להפקה מסחרית, לפרטים ראו סעיף 9.3 (ו) (5) לעיל. 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 למשמעות המונחים ראה בנספח להלן.

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 12.20.3.2 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) (ראו סעיף 9.2 (5) לעיל).

לא ניתן לדעת בוודאות, עד לביצועו של כל קידוח בפועל, אם אכן ימצאו בקרבתו שברים טבעיים בכמות מספיקה ועם המאפיינים הנדרשים.

כמו כן קיים סיכון הכרוך באפשרות שימצאו שברים טבעיים המגיעים עד לאזור המגע נפט ומים ואלו יגרמו לזרימה שבעיקרה הינה של מים במקום של נפט (זרימת המים הינה קלה יותר מזרימת הנפט).

הסיכון הכרוך במציאת שברים טבעיים המובילים מים ממקור חיצוני (כגון: מאזור המגע נפט/מים) נובע, בין היתר, מן האפשרות שלא יעלה ביד השותף הכללי לבודד שברים טבעיים אלו מן הקידוח או שימצאו שברים טבעיים כאלה במספר רב ובסמוך מאד זה לזה, באופן שימנע את ההפקה.

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

20.4 עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד

העלויות המשוערות ולוחות הזמנים המשוערים של ביצוע פעולות החיפושים והפיתוח כמתואר בתשקיף זה מבוססות על אומדנים כלליים בלבד ויכולות להיות בהן סטיות ניכרות. תכניות עבודה שהתגבשו לתאריך דו"ח זה, עשויות להשתנות במידה משמעותית בעקבות ממצאים שיתקבלו במהלך ביצוע אותן פעולות ולגרום לסטיות ניכרות בלוחות הזמנים ובעלויות המשוערות של אותן פעולות.

שינויים בעלויות יכולים להגרם גם עקב שינויים במחירי השירותים או עקב שינויים בשער המטבע (תקציבי החברה נקובים בדולרים בארה"ב בעוד שחלק מהשירותים נרכשים ביורו האירופי).

תקלות תוך כדי הקידוחים, עיכוב בקבלת אישורים וכן גורמים אחרים עלולים לגרום לכך שלוח הזמנים יתמשך הרבה מעבר למתוכנן וכי ההוצאות בפועל שתידרשנה לשם השלמת פעולות הפיתוח תהיינה גבוהות בהרבה.

20.5 העדר פיזור ההשקעות 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 ובשטח רשיון "מכבי" 330.

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

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 או רישיון מכבי.

20.6 סיכוני תפעול

פעולות חיפושי נפט נתונות לכל הסיכונים שהם כרגיל נלווים לחיפושים והפקה של נפט וגז כגון התפרצות בלתי מבוקרת מבור הקידוח, התפוצצות, התמוטטות בור הקידוח והתלקחות, אשר כל אחד מהם עשוי לגרום להרס או נזק של בארות נפט או גז, מתקני הפקה, ציוד חיפושים, גוף ורכוש. סיכון נוסף אפשרי, בין היתר, הינו תפיסתם של כלים בבור הקידוח באופן שהמשך הקדיחה יהיה בלתי אפשרי או כרוך בהוצאות גדולות. כמו כן קיים סיכון של אחריות לנזקים הנובעים 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 האופקי מגד 5 שלא לעשות ביטוח של הבאר (כמו לפני כן בקידוח מגד 4) וזאת בהתבסס על הנסיון בשלשת הבארות הקודמים במבנה מגד (קדוח מגד 4 וקידוח מגד 3 וקידוח מגד 2) והמבטחים שבוצעו בהם אשר הראה כי לא היו בהם ראיות ללחצי-יתר כלשהם במבנה וכי ניתן יהיה להעריך במידה רבה של בטחון מה יהיה משטר הלחצים של המבנה אשר יבוא לידי ביטוי בקידוחים עתידיים. שיקול נוסף שהובא בחשבון היה כי ניתן לנקוט באמצעים מתאימים כדי לשלול את האפשרות של התפוצצות (Blow Out) או איבוד שליטה על הבאר. שיקול נוסף שהובא בחשבון הוא העלות הגבוהה וסכום ההשתתפות העצמית הגבוה הנדרש בביטוח כזה. סוג נוסף של ביטוח, מפני הצורך בקדיחה מחדש של הבאר, במקרה של תקלות, הינו ביטוח שלמיטב ידיעת השותף הכללי שכיחותו אינה רבה ובמיוחד בקידוחים מסוג אלה שמבצעת השותפות (קידוחי הפקה). ביטוחים אחרים המקובלים בתחום הנפט הינם ביטוח צד שלישי וביטוח מפני זיהום סביבתי בכוונת השותפות לערוך אותם באתר הקידוח מגד 5.

20.7 תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים

בדבר התלות בקבלנים ציוד ושירותים מקצועיים ראו סעיף 11.1 לעיל.

20.8 גורמי סיכון המתייחסים להפקת גז

אין לשותפות כיום דרך לטיפול הולם בגז השותפות שיאפשר את ניצולו המסחרי, בדבר פעולות השותפות למציאת דרך טיפול הולמת בגז כאמור ושריפתו של הגז עד למציאת דרך טיפול הולמת כאמור ועל הסיכון הכרוך בסיכויי מציאת לקוחות לגז (אם תתאפשר דרך טיפול הולמת בו) ראו סעיף 6.6 לעיל.

- (א) על השותפות המוגבלת להשקיע סכומים נוספים לצורך הפיתוח וההפקה מעבר לסכומים שבידי השותפות כיום. סכומים אלה עשויים להיות גבוהים ביותר והפעולות האמורות תהיינה כרוכות גם כן בסיכונים לרבות סיכוני תפעול.
- (ב) בשלב זה לא ניתן להעריך מה תהיינה העלויות בפועל של פיתוח השדה. עלויות אלה, ללא ספק, תהיינה עלויות גבוהות מאד בסדרי גודל שונים לחלוטין מאלה שבהם פעלה השותפות עד כה. עלות משוערת של כל קידוח, המרצה באמצעות פרופנט ומבחני הפקה הינו כ-25 מליון דולר ועלות ההשלמה של באר להפקה נאמדת בסכום של כ-350 אלפי דולר ועלות התחזוקה השנתית של באר נאמדת בכ-200 אלפי דולר (מספרים אלו הינם בגדר אמדן 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 משתרע שדה הנפט מגד על כ-180 קמ"ר בתוך שטח החזקה והרשיון. בדבר היותן של פרשנויות והערכות השותף הכללי בדבר "מידע צופה פני עתיד" העשוי שלא להתממש והגורמים האפשריים לכך ראו סעיף 9.2.1 (ב) ו-סעיף 9.4 לעיל.
- (ד) עוד נציין כי מספר הבארות המפיקות הנדרש לפיתוח השדה אינו משקף בהכרח את מספר הקידוחים שידרשו ויש להביא בחשבון כי חלק מהקידוחים לא יעלו יפה (ובפרט לאור המורכבות הרבה הכרוכה בביצוע קידוחים בהם נדרשות טכניקות המרצה) או (כפי שקורה באופן שגרתי בפתוח שדות נפט), שיהיו קידוחים שיתברר בקידוח שהם נמצאים מחוץ לגבולות שדה הנפט והם ימצאו יבשים.
- (ה) יצוין כי בשל חובת תשלום התמלוגים על ידי השותפות המוגבלת למדינת ישראל ולשותף הכללי (ראה סעיף 13.8 לעיל) אין ודאות, גם אם יעלה ביד השותף הכללי להפיק נפט 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 או רשיון "מכבי" 330

בדבר האפשרות לביטול או פקיעת חזקת ראש העין I/11 ו/או רשיון מכבי 330 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) ביום 30.7.02 קיבלה הממשלה החלטה בדבר תיקון חוק הנפט תשי"ב-1952 כדלקמן :-
"מחליטים :

לתקן את חוק הנפט התשי"ב-1952, במטרה להגביר את התחרותיות, להסדיר את זכויות הנפט, ולהפריד את ההסדרים לעניין נפט מצד אחד ולעניין גז טבעי מצד אחר, בין היתר בעניינים הבאים

1. הקצאת זכויות חדשות תבוצע גם בדרך של מכרז על פי כללים שיקבע שר התשתיות בתאום עם שר האוצר.
2. יוחמרו ההגבלות שבסעיפים 17 ו-27 לחוק על החזקת שטחים נרחבים בידי בעל זכות נפט אחד המביאה לריכוזיות יתר במקטע הפקת הגז בישראל.
3. לקבוע היטל או מס נוסף בשיעור שבין 60%-10% על הרווחים ממכירת נפט או גז טבעי, שיוטל על מפיקי נפט או גז טבעי על פי כללים שיקבעו בחקיקה כאמור. היטל או מס כאמור יהיה מותר בניכוי כנגד מס החברות בהתאם לכללים שיקבע שר האוצר.
4. יבוטלו הזכויות המיוחדות במקרקעין לצורך הנחת צינורות וזכויות מים ייחודיות של בעלי זכויות נפט.
5. יבוטלו ההקלות במסים ואגרות שבסעיף 46 לחוק ובתקנות מס הכנסה ויושוו לחברות תעשיתיות רגילות"

(ב) הצעות לשינוי חוק הנפט, ברוח החלטת הממשלה האמורה, נכללו בהצעת חוק ההסדרים במשק המדינה (תיקוני חקיקה להשגת יעדי התקציב והמדיניות הכלכלית לשנת הכספים 2003) התשס"ג – 2002 ("הצעת חוק ההסדרים") שבה הוצע, בין היתר :-

- (1) לקבוע בחוק הנפט הוראה שעל פיה שר האוצר, באישור ועדת הכספים של הכנסת יהיה רשאי לקבוע בתקנות אגרות, היטלים, מסים ותמלוגים בשיעור אחר מהקבוע בסעיף 32 (א) לחוק הנפט (12.5%) שיחולו על בעלי זכויות נפט לפי חוק הנפט לרבות שיערוכם, אופן חישובם ודרכי עדכונם. עוד הוצע כי שיעור האגרה, ההיטל או המס שיקבעו כאמור לא יפחת מ-10% מן ההכנסה החייבת בשל הפקת נפט ולא יעלה על 60% מן ההכנסה כאמור והוא יותר בניכוי ממס החברות שמשלמים בעלי זכויות שעליהם הוטלו האגרה, ההיטל או המס. לענין זה "מס הכנסה" ו"מס חברות" כמשמעותם בפקודת מס הכנסה.
- (2) כי סעיף 27 לחוק הנפט (המגביל את השטח שלגביו תנתן חזקה ל-250 אלף דונם) יתוקן ויקבע כי שטר חזקה ינתן על המבנה הגיאולוגי בשטח הרשיון ואולם לא ינתן שטר חזקה על שטח העולה על 250 אלף דונם. לענין זה "מבנה גיאולוגי" – מערך מרחבי תחום ומוגבל של שכבות סלע, כפי שיגדיר הממונה על עניני הנפט.

בחוק ההסדרים במשק המדינה (תיקוני חקיקה להשגת יעדי התקציב והמדיניות הכלכלית לשנת הכספים 2003) תשס"ג-2002 שנתקבל בכנסת ביום 17.12.02 לא נכללו ההצעות האמורות.

(ג) משרד התשתיות הלאומיות הפיץ בסוף שנת 2002 מסמך (נושא תאריך 30 במאי 2002) שבו כלולות הצעות נוספות והכבדה על מחפשי הנפט.

(ד) בהצעת חוק ההסדרים האמורה נכללו הצעות להגבלות והכבדות נוספות על מחפשי הנפט, ובכלל זה גם הגבלה על זכותו של בעל חזקה לבניית צינור נפט ובכלל זה צינור להעברה או לאיסוף של נפט או מוצרי נפט. על פי המוצע, בניית צינור כאמור תהא טעונה אישור הממונה שלא ינתן אלא אם נוכח שאין דרך אחרת להעברה או לאיסוף של הנפט או מוצריו וכי לא צפויה להיות דרך אחרת כאמור במועד שבו ידרש בעל החזקה להעברה או לאיסוף כאמור; כמו כן הוצע לבטל הקלות וזכויות מיוחדות שנקבעו בחוק הנפט לבעלי זכויות נפט (רכישת מקרקעין וקבלת חכירה במקרקעין מהמדינה, זכויות מים, יבוא נפט ומוצריו, פטור ממסים ועוד).

גם סעיפים אלה לא נכללו בחוק ההסדרים כפי שנתקבל בכנסת. יחד עם זאת, יש להביא בחשבון שאין בטחון שהצעה זו לא תחזור ותעלה בעתיד.

(ה) בפברואר 2004 הפיץ הממונה על עניני הנפט טיוטה להצעת חוק הנפט, האמורה לבוא במקום החוק הקיים, ובה הצעות העלויות להכביד על מחפשי הנפט ולפגוע בבעלי זכויות נפט (לרבות זכויות נפט קיימות). הצעות אלה לא גובשו עד היום להצעת חוק.

(ו) להלן מפורטים אחדים מהענינים המכבידים והפוגעים בבעלי זכויות נפט כאמור שבטיוטת הצעת החוק האמורה :

(1) טיוטת הצעת החוק כוללת הוראות מחמירות או העשויות להתפרש באופן מחמיר ביחס לכוחו של הממונה לבטל את החזקה (ובפרט במקרה שההפקה חדלה ולא חודשה במועד שקבע הממונה) וביחס להארכת תקופת החזקה לאחר תום 30 שנות החזקה ראשונות.

(2) הוראה מחמירה מאד מתייחסת לזכות העליה על מקרקעין של בעל חזקה. על פי מה שהוצע בטיוטת ההצעה תבוטל הזכות (הקיימת כיום בסעיף 40 לחוק הנפט) לבעל חזקה לדרוש מהממשלה כי תרכוש למענו, בהתאם לפקודת הקרקעות (רכישה לצורך ציבור) 1943 קרקע הדרושה לו למטרת נפט.

השינוי שהוצע בענינים אלו הינו שינוי מהותי ומחמיר ויש בו כדי ליצור פגיעה חמורה מאד במחפשי נפט ובבעלי זכויות נפט. ביטול אפשרות ההפקה הקיימת כיום בחוק הנפט עלול לתת מקום לדרישות בלתי סבירות מצד בעלי הקרקע כגון דרישות לחלק מן הנפט שנמצא או שימצא על ידי בעל החזקה (לאחר שהשקיע כספים רבים ונטל על עצמו סיכונים גבוהים) או לתשלום מחירים גבוהים (ללא קשר לשווי הקרקע עצמה ללא מרכיב הנפט). באופן העשוי לפגוע בכלכליות ההפקה ובטובת ההנאה שיכול בעל החזקה להפיק ממנה. לדעת השותף הכללי הדרך הנכונה הינה לקבוע בחוק מנגנון לפיצוי בעל הקרקע כאשר סכום הפיצוי צריך להגזר משווי הקרקע ללא מרכיב הנפט או הסיכוי למציאתו.

(ז) אם תיושם החלטת הממשלה ו/או ההצעות האמורות עלול הדבר לפגוע בכלכליות או רווחיות של הפקת נפט ו/או גז טבעי משטחי חזקת ראש העין ורישיון מכבי שכן החלטת הממשלה האמורה וטיוטת הצעת החוק לשינוי חוק הנפט שיוזם הממונה על עניני הנפט

כאמור, לא הבחינו בין שטחים חדשים שטרם נתקבלו לגביהם חזקות, רשיונות או היתרים ושטרם היתה בהם תגלית או בוצעו בהם פעולות חיפושים לבין שטחים שנתקבלו לגביהם רשיונות או היתרים ושהיתה בהם תגלית או שבוצעה בהם פעילות. בדיון שנתקיים בועדת הכלכלה בהצעת חוק ההסדרים התברר כי עמדת נציגי הממשלה היא שיש להחיל את השינויים שהוצעו אז גם על בעלי זכויות נפט קיימות וגם כאלה שהיתה בהן כבר תגלית. נזק נוסף העלול להיגרם כתוצאה מיישומה של החלטת הממשלה האמורה הינו פגיעה אפשרית באמון המשקיעים, דבר אשר עלול להציב קשיים נוספים בפני השותפות לגיוס הון מן הציבור או למציאת משקיעים פוטנציאליים אחרים.

(ח) גם אם בסופו של דבר לא תיושמה ההצעות האמורות יש להביא בחשבון את הסיכון הכללי הקיים למשקיעים בחיפושי 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.

ט) 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 לגרום עמה גם עליה במחירי השירותים לקידוחי נפט.

20.14 הוצאות שוטפות וסיכון למחיקה מהמסחר בבורסה

כל עוד תהיה השותפות המוגבלת קיימת תהינה לה הוצאות שוטפות גם אם באותה עת לא תבוצענה פעולות חיפושי 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.

20.16 תלות בקבלת אישורי גורמים חיצוניים:

ביצוע פעולות בחלק מהשטחים של השותפות טעונה אישורים שונים. ראו על כך בסעיף 6 לעיל.

20.17 העדר כיסוי ביטוחי

ראו לעניין זה את האמור בסעיף 17.8 לעיל.

20.18 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. במהלך השנים 2010-2011 נקבעו על ידי הממונה לענייני הנפט כללים ונוהלים חדשים להענקת זכויות נפט ומגבלות על העברת זכויות בנכסי נפט אשר ליישומם עלולה להיות השפעה שלילית על פעילותה של השותפות.

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

20.19 סיכוני מס:

סוגיות המס הקשורות בפעילות השותפות המוגבלת טרם נדונו בפסיקת בתי המשפט בישראל, ואין כל אפשרות לצפות או לקבוע כיצד יפסקו בתי המשפט אם וכאשר תובאנה הסוגיות המשפטיות האמורות להכרעתם. כמו כן, לגבי חלק מהסוגיות המשפטיות, אין אפשרות לצפות מה תהיה עמדתם של שלטונות המס. הואיל ועל פעילות השותפות חל משטר מס ייחודי שכלולות בו הטבות מס, לשינויים שינבעו כתוצאה משינויי חקיקה, פסיקה או שינוי בעמדת רשות המיסים, כאמור לעיל, יכולות להיות השלכות מהותיות על משטר המס שיחול על השותפות ובעלי יחידותיה. שינויים לרעה בחקיקה כאמור עשויים להיות בעלי תחולה גם על חזקות קיימות (על דחיית עתירת השותפות בנוגע לתחולתן עליה של חוק מיסוי רוחי נפט התשע"א-2011 והשינויים לרעה בתקנות מס הכנסה שנעשו יחד עמו (ראו סעיף 14 לעיל)).

20.20 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.

20.21 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.

20.22 סיכון בטחוני

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

20.23 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 ומנהל הקידוחים מאז שנת 1994) 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".

20.24 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.

20.25 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.

20.26 מסדרון אקולוגי והתנגדויות גורמים סביבתיים

שטח הליכה 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.

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

מידת ההשפעה של גורם הסיכון על עסקי השותפות			גורם הסיכון
השפעה גדולה	השפעה בינונית	השפעה קטנה	
	X		התבססות על נתונים חלקיים או משוערים ועל הנחות והערכות
	X		העדר בטחון שיעלה ביד השותפות להפיק הפקה מסחרית בכל קידוח
	X		עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד
X			העדר פיזור ההשקעות והעדר מימון מלא
	X		סיכוני תפעול
	X		תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים
	X		גורמי סיכון המתייחסים למקרה של הפקת גז טבעי
	X		סיכונים הכרוכים בפתוח, והפקה והשתתפות בפעולות חיפושים נוספות.
X			אפשרות ביטול או פגיעת חזקת ראש העין I / 11
	X		שינויים נוספים במיסוי 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

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.

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

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

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

"**טכניקות המרצה**" (**STIMULATION**) - כאשר איכות המאגר ירודה הדבר משפיע לרעה על הזרימה מתוך מאגר נפט ויש צורך ל"המריץ" את המאגר להוציא מתוכו את הנפט. לכך משמשות טכניקות המרצה (**STIMULATION**). כדוגמת טכניקת הקידוח האופקי בה נעשה שימוש במגד 4. טכניקת **Proppant**- הזרמת נוזלים בלחץ רב לבור הקידוח על מנת ליצור שברים בסלע או להחדרת גרגרי חול לשברים טבעיים כדי להגדיל את החדירות (**PERMEABILITY**) ובכך לשפר את זרימת הנפט, וטכניקת **Acidizing** - שבה מוזרמת חומצה לבור הקידוח כדי להשיג את אותה תוצאה.

"**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 בוץ הקידוח המוכנס לצרוך 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 סייסמיים" – שיטה המאפשרת הדמיה של תת הקרקע ואיתור המבנים הגאולוגיים על ידי החדרת גלים סייסמיים לתת הקרקע והחזרתם מהאופקים השונים המצויים בחתך שנבדק.

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

"אקספלורציה" – סך הפעולות הקשורות לחיפושי נפט וגז.

"בעלי יחידות השתתפות" – מי שרשומים בפנקס בעלי יחידות ההשתתפות כבעלים של יחידות ההשתתפות.

"הידרוקרבונים" – פחמימנים; שם כולל לנפט וגז שהם תרכובות המורכבות מפחמן ומימן.

"זכות השתתפות" (WORKING INTEREST) - אינטרס בנכס נפט המעניק לבעליו את הזכות להשתתף, באופן יחסי לחלקו, בניצול נכס הנפט למטרת חיפושי נפט, פיתוח והפקת נפט בכפוף להשתתפותו בחלק יחסי מההוצאות הכרוכות בכך שתהיינה, לאחר רכישת זכות 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 שתתוקן מעת לעת.

"נכס נפט" – החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בהיתר מוקדם, ברשיון או בחזקה; במדינה אחרת – החזקה, בין במישרין ובין בעקיפין, בזכות בעלת מהות דומה שהוענקה על-ידי הגוף המוסמך לכך. כן יראו כנכס נפט זכות לקבלת טובות הנאה הנובעות מהחזקה, במישרין או בעקיפין, בנכס נפט או בזכות בעלת מהות דומה (לפי הענין).

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

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

"פטרויליום (Petroleum)"; **"משאבים פרוספקטיביים (Prospective Resources)"**; **"נתגלה (Discovered)"**; **"תגלית (Discovery)"**; **"רזרבות (Reserves)"**; **"משאבים מותנים (Contingent Resources)"**; **"רזרבות מוכחות (Proved reserves)"**; **"רזרבות צפויות (Probable Reserves)"**; **"רזרבות אפשריות (Possible Reserves)"**; **"אומדן כמויות נמוך (Low Estimate)"**; **"אומדן כמויות הטוב ביותר (Best Estimate)"**; **"אומדן כמויות גבוה (High Estimate)"**; **"משאבים מותנים בקטגוריית (1C,2C,3C) C,2C,3C1"**; **"בהפקה (On Production)"**; **"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 Unclassified or on Hold)"**; **"נטישת באר (Well Abandonment)"**; **"פיתוח אינו מעשי (Development not Viable)"**; **"קידוח יבש (Dry Hole)"**; **"רזרבות בקטגוריית (1P/2P/3P) 1P/2P/3P"** –

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

"פיתוח" – קידוחו וצידודו 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 ייפתחו המאגרים הסגורים מאחורי הצינורות.

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

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

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

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

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

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

"BCF" – מיליארד רגל מעוקב שהם 0.001 TCF או כ- 0.0283 BCM.

"BCM" – מיליארד מטר מעוקב (Billion Cubic Meter).

"Mmcf/D" – מיליון רגל מעוקב ליום.

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

להלן מקדמי המרה ליחידות בהן נעשה שימוש בדוח לעיל:

BCM	BCF	MMCF
1	35.3107	35310.7

BCF	MMCF	BCM
1	1000	0.0283

MMCF	BCF	BCM
1	0.001	0.00003

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

דוח תקופתי לשנת 2012

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 2012 שהסתיימה ביום 31/12/2012

דירקטוריון השותף הכללי מתכבד להגיש בזאת את דוח הדירקטוריון של השותפות לשנת 2012. הסקירה הינה מצומצמת בהיקפה לאור העמדה המשפטית מיום 12.12.2012 שפרסמה רשות ניירות ערך בעניין קיצור הדוחות.

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 תיקונו) בין גבעות עולם נפט בע"מ כשותף כללי (להלן: "השותף הכללי") מצד אחד, לבין הנאמן, גבעות עולם נאמנויות (1993) בע"מ כשותף מוגבל (להלן: "השותף המוגבל" או "הנאמן").

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

לא חלו שינויים בתחומי עיסוקה של השותפות בשנת הדיווח.

1. הסברי הדירקטוריון למצב עסקי התאגיד

נתונים מתוך תיאור עסקי התאגיד

א. עיקר פעולותיה של השותפות הינם פיתוח שדה הנפט "מגד" שבחזקת ראש העין 11/1. השותפות קבלה בחודש אפריל 2004 את שטר החזקה בגין חזקה זו. שטח החזקה 243 קמ"ר. תקופה החזקה היא ל-30 שנה (החל מאפריל 2002) והיא ניתנת להארכה בהתאם להוראות חוק הנפט תשי"ב-1952.

כמו כן קיבלה השותפות המוגבלת ביום 15.6.06 את רשיון מכבי / 330 הממוקם דרומית לשטח חזקת ראש העין והמשתרע על שטח של כ-110 קמ"ר בחלק מהשטח של ההיתר המוקדם מכבי/183.

במהלך שנת הדיווח בוצעו מבחני הפקה לטווח ארוך בקידוח מגד 5 שבשדה מגד ונכון למועד הדו"ח נמשכים מבחני ההפקה ארוכי הטווח במקטע 8b בקידוח מגד 5. כמו כן פועלת השותפות לפיתוח שדה הנפט ובשלב הראשון לביצוע שלושה קידוחים נוספים (מגד 6, 7 ו-8). הקידוח הראשון צפוי להתבצע במהלך הרבעון השני 2013 והשני כחצי שנה לאחריו.

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

להלן מובאים נתוני הפקת ומכירת נפט במהלך מבחני ההפקה לטווח ארוך. נוכח סעיף 3 להנחיית הדיווח השותף הכללי בדעה כי מידע זה עשוי להיות חשוב למשקיע סביר. השותף

הכללי סבור כי אין חשש שמידע זה עשוי להטעות שכן הוא מבוסס על כמויות ומכירות שבוצעו בפועל. יחד עם זאת השותף הכללי מבקש לציין כי קצב ההפקה העולה מהנתונים להלן אינו בהכרח אינדיקציה לקצבי ההפקה העתידיים.

החל מתחילת ההפקה בחודש יוני בשנת 2011 עד ליום 31.12.2011 הופקו כ- 137 אלפי חביות, ונמכרו כ-132 אלפי חביות תמורת סך של כ- 14 מליון דולר.

מיום 1 בינואר 2012 ועד ליום 31 בדצמבר 2012 הופקו כ-195.5 אלפי חביות, ונמכרו כ- 154 אלפי חביות תמורת סך של כ- 17 מליון \$. מחודש אוקטובר 2012 ועד לחודש פברואר 2013 השותפות לא מכרה את הנפט המופק אלא איחסנה אותו במיכל האחסון כמפורט בבאור 12 (ט) בדוחות הכספיים להלן.

סך ההכנסות ממכירת נפט בגין המכירות בתקופת מבחני ההפקה לטווח ארוך מיום 22 ביוני 2011 ועד ליום 15 במרץ 2013 עמדו על סך של כ- 38 מליון דולר.

ג. 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 הנחיית הדיווח לנכס נפט מפיק (On Production): לפרטים על ההפקה ראו בטבלה שבסעיף 8 (יז) בחלק הראשון לעיל.

ד. תמלוגים למדינת ישראל ולשותף הכללי

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.

ה. רשיון מכבי

השותפות המוגבלת קיבלה ביום 15.6.06 את רשיון מכבי / 330 (להלן: "הרשיון") הממוקם דרומית לשטח חזקת ראש העין והמשתרע על שטח של כ-110 קמ"ר בחלק מהשטח של ההיתר המוקדם מכבי/183.

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. השותפות טרם קיבלה את החלטת השר בעניין ואת היקף השטחים שיוחלפו כאמור, לפרטים ראו סעיף 8.1 בחלק הראשון לעיל. בשלב זה הוארך תוקף הרשיון לשנה נוספת עד ליום 15.4.2013.

1. מצב כספי

<u>31 בדצמבר 2011</u>	<u>31 בדצמבר 2012</u>	<u>באור</u>	
<u>אלפי \$</u>	<u>אלפי \$</u>		
11,878	11,435	4	נכסים שוטפים
1,911	8,872	5	מזומנים ושווי מזומנים
2,521	-		פקדונות בבנק
311	197	6	לקוחות
124	425		חייבים ויתרות חובה
1,945	3,907	2 טז	הוצאות מראש
18,690	24,836		מלאי
<hr/>			
967	1,598	7	נכסים לא שוטפים
8,592	7,024	8	רכוש קבוע
20	301	5	נכסי נפט וגז
9,579	8,924		פקדונות לזמן ארוך
<hr/>			
28,270	33,759		
<hr/>			
1,872	3,523	9	התחייבויות שוטפות
534	612	10	ספקים ונותני שירותים
-	25		זכאים ויתרות זכות
2,406	4,160		צדדים קשורים
<hr/>			
3,298	7,504	12 א	התחייבויות לא שוטפות
286	241	11	התחייבות בגין תמלוגים לשותף הכללי
3,584	7,745		התחייבויות בגין הטבות לעובדים
<hr/>			
		12	התחייבויות תלויות והתקשרויות
		13	הון השותפות
84,299	84,299		השקעה בהון השותפות
(62,019)	(62,445)		יתרת הפסדים
22,280	21,854		
<hr/>			
28,270	33,759		
<hr/>			

1. הון השותפות ליום 31.12.2012 הסתכם ב- 21,854 אלפי \$ וליום 31.12.11 בסך 22,280 אלפי \$.
ירידה שמקורה בהפסד בתקופת הדוח.
2. יתרות המזומנים והפקדונות המופיעות במאזן השותפות מושפעות משני גורמים עיקריים :
מכירות נפט והוצאות בגין חיפושי נפט והפקה. בשנת 2012 עלו יתרות המזומנים והפקדונות
(כולל פקדונות לטווח ארוך) בסך 6,799 אלפי \$ כתוצאה ממכירות הנפט בניכוי המשך השקעות
בחיפושי נפט.
3. נכון לתאריך המאזן, על פי מדיניות ההשקעות הנוכחית של השותפות, כ- 9.3% מכספי השותפות
הושקעו בפקדונות שקליים בבנק, והשאר בפקדונות דולריים בבנק.

4. נכון לתאריך המאזן, יתרת הלקוחות המאופסת נובעת מהפסקת המכירות באופן זמני עקב המעבר למיכל אחסון חדש.
5. ביום 31.12.2012 היה בידי השותפות מלאי בשווי של 3,907 אלפי \$ וביום 31.12.11 בסך - 1,945 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 שימוש במלאי באופן חלקי לצורך המבחנים באתר קידוח מגד 5. כמו כן נכלל במלאי נפט גולמי שהופק אך טרם נמכר.
6. היחסים הפיננסיים העיקריים כפי שעולה ממצבה הכספי של השותפות לתאריכים 31/12/2012, 31/12/2011 בהתאמה הינם: יחס מהיר 5.03, 6.96; יחס שוטף 5.97, 7.77; הון חוזר באלפי \$ - 20,675, 16,284; יחס התחייבות להון 0.54, 0.27; ויחס התחייבויות לנכסים 0.35, 0.21. מכל היחסים הנ"ל ניתן לראות כי בכל אחד מהתאריכים הנ"ל לשותפות הייתה היכולת לעמוד בפירעון התחייבויותיה וכי פעילותה השוטפת ממומנת ע"י הונה העצמי ולא ע"י הלוואות מגורמים חיצוניים.

ז. תוצאות הפעולות

דוחות תמציתיים על הרווח הכולל*

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2010	2011	2012	
אלפי \$			
-	14,214	16,592	הכנסות ממכירת נפט
	(1,811)	(2,569)	בניכוי תמלוגים ששולמו למדינה
-	(2,965)	(4,206)	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
-	9,439	9,817	הכנסות נטו
-	(1,581)	(1,744)	עלות הפקת הנפט
(9,982)	(3,315)	(7,107)	הוצאות חיפושי נפט
(1,591)	(2,441)	(1,572)	הוצאות הנהלה וכלליות
8	(5)	13	רווח (הפסד) הון ממימוש נכסים
(11,565)	(7,342)	(10,410)	
(11,565)	2,097	(593)	רווח (הפסד) תפעולי
107	297	292	הכנסות מימון
(42)	(22)	(125)	הוצאות מימון
65	274	167	
(11,500)	2,371	(426)	
746	(839)	-	סה"כ קרן הון מתרגום דוחות כספיים
(10,753)	1,532	(426)	רווח (הפסד) לשנה
(0.0012)	0.0001	(0.00004)	רווח (הפסד) בסיסי ליחידת השתתפות (\$-ב)

לשלושת החודשים שהסתיימו ביום 31 בדצמבר

2011	2012	
אלפי \$		
6,400	728	הכנסות ממכירת נפט
(744)	(526)	בניכוי תמלוגים ששולמו למדינה
(1,267)	(852)	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
4,360	(650)	הכנסות נטו
(934)	(103)	עלות הפקת הנפט
(1,367)	(3,032)	הוצאות חיפושי נפט
(383)	(360)	הוצאות הנהלה וכלליות
-	-	רווח (הפסד) הון ממימוש נכסים
1,676	(4,145)	רווח (הפסד) תפעולי
35	102	הכנסות (הוצאות) מימון
(287)	-	קרן הון מתרגום דוחות כספיים
1,425	(4,043)	רווח (הפסד) לשנה

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(ג) לעיל.
2. הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בשנת 2012 בסך 1,572 אלפי \$ (מתוך זה דמי מפעיל בסך 187 אלפי \$), ובשנת 2011 2,441 אלפי \$, (מתוכם 739 אלפי \$ דמי מפעיל).
הירידה נובעת בעיקר מקיטון בדמי המפעיל, בהוצאות המשרדיות ובתשלומים ליועצים.
3. הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בשלושת החודשים האחרונים של שנת 2012 בסך 360 אלפי \$ (מתוך זה דמי מפעיל בסך 66 אלפי \$), ובשלושת החודשים האחרונים של שנת 2011 383 אלפי \$, (מתוכם 40 אלפי \$ דמי מפעיל). הירידה נובעת בעיקר מקיטון בתשלומים ליועצים. חלק נוסף של דמי המפעיל, ברבעון הרביעי של השנים 2012 ו-2011 בסך 26 אלפי \$ בכל אחד מהרבעונים, ובשנים 2012 ו-2011 בסך 102 אלפי \$ בכל אחת מהתקופות, המשקף את חלקו בפעילות המקצועית של מר טוביה לוסקין (מנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי שהינו גיאולוג וגיאופיסיקאי אשר עיקר עבודתו הינה בתחום חיפושי הנפט והגז), נכלל בהוצאות חיפושי נפט וגז.
4. בשנת 2012 היו לשותפות הכנסות מימון בסך 292 אלפי \$ והוצאות מימון בסך 126 אלפי \$ ובשנת 2011 297 אלפי \$ ו-22 אלפי \$ בהתאמה. הכנסות / הוצאות המימון נבעו מריבית על פיקדונות והפרשי שערי המטבעות.
5. ברבעון הרביעי של שנת 2012 היו לשותפות הכנסות מימון בסך 102 אלפי \$ וברבעון הרביעי של שנת 2011 46 אלפי \$ והוצאות מימון בסך 11 אלפי \$. הכנסות / הוצאות המימון נבעו מריבית על פיקדונות והפרשי שערי המטבעות.
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 2012 היה לשותפות הפסד נקי בסך 4,043 אלפי \$, וברבעון הרביעי של שנת 2011 היה לשותפות רווח נקי בסך 1,425 אלפי \$. הירידה נובעת מהפסקת המכירות באופן זמני עקב המעבר למיכל אחסון חדש וכן בגין התוספת בעלות האחסון ותחילת התשלומים לספק שירותי הקידוח לבאר מגד 6.
8. בשנת 2012 היה לשותפות הפסד נקי בסך 426 אלפי \$, ובשנת 2011 היה לשותפות רווח נקי בסך 1,532 אלפי \$.

הסברי הדירקטוריון לעניין חשיפה לסיכוני שוק ודרכי ניהולם

(ח)

לטבלאות מבחני הרגישות שנערכו בהתאם לסעיף 2 (ו) לתוספת השנייה לתקנות הדוחות, ראו סעיפים 12 ו- 21 להלן.

עיקר ההוצאות והעלויות של השותפות המוגבלת בתקופות קידוחים ומכירות הנפט מנוהלים בדולרים היות ופעולות חיפוי הנפט מנוהלות בדולרים. השותף הכללי אשר מנהל את השותפות המוגבלת דואג להשקיע את כספי השותפות למטרת שמירה, ככל האפשר, על הערך של הכספים ו/או השגת תשואה נאותה בהתבסס על הערכת השותף הכללי על ההוצאות הצפויות במטבע חוץ בקידוחים וזאת בהתבסס על ניסיון העבר ועל התנאים המקובלים לתשלום עבור שירותים בענף הנפט. השותפות רוכשת מלאי ומתקשרת עם ספקים ונותני שירותים בהתאם לצרכים ולהתפתחויות בקידוחים, לפרטים נוספים ראו בסעיף 2 להלן.

(ט) נזילות

ההשפעה העיקרית על תזרימי המזומנים בשנת 2012 נבעה מהכנסות ממכירות נפט בניכוי תמלוגים, הוצאות אחזקת באר הנפט, הוצאות חיפוי נפט והפקה והוצאות הנהלה וכלליות ובשנת 2011 נבעה מהכנסות ממכירות נפט והכנסות מימון נטו ומימוש כתבי אופציה (סדרה 12) בניכוי הוצאות אחזקת באר הנפט, הוצאות חיפוי נפט והפקה והוצאות הנהלה וכלליות. המזומנים נטו שנבעו מפעילות שוטפת בשנת 2012 עמדו על 6,123 אלפי \$ לעומת 5,617 אלפי \$ שנבעו מפעילות שוטפת בשנת 2011. ראה דו"חות על תזרימי המזומנים בדוחות הכספיים המצ"ב.

מקורות המימון

(י)

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 חיפוי נפט.

בדוח רואה החשבון המבקר מפנה רוח"ח המבקר את תשומת הלב לאמור בבאור 14 (י) 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 22-13).

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)

יודגש כי אין ודאות שהשותפות תגייס הון נוסף באחת מהדרכים האמורות.

א. האחראים על ניהול סיכוני שוק בשותפות

האחראים על ניהול סיכוני השוק בשותפות הינם הדירקטורים בשותף הכללי מר טוביה לוסקין, מר שמואל בקר ומר נגה בן דוד וסמנכ"ל הכספים מר יגאל פלברט. לפרטים על ה"ה ראו בסעיף תקנה 26 בחלק הרביעי להלן.

ב. תאור של סיכוני השוק העיקריים אליהם חשופה השותפות

1. עיקר ההכנסות, ההוצאות והעלויות של השותפות המוגבלת כאמור, מנוהלות בדולרים היות ופעולות חיפושי הנפט מנוהלות בדולרים.
כתוצאה מכך חשופה השותפות המוגבלת בעיקר לתנודות במחיר הנפט והגז ובשער החליפין של הדולר. לשינויים במחיר הדולר בתקופת הדו"ח ראו באור 2 בדוחות הכספיים להלן.
2. הנכסים הכספיים הנזילים של השותפות המיועדים כאמור למטרות חיפוש נפט, מושקעים ברובם בפיקדונות דולרים ולפיכך גם השקעות אלו חשופות לתנודות זהות בשער החליפין של הדולר.
3. מחירי הנפט והגז בעולם ובעקבותיהם בארץ, נקבעים ע"פ כוחות השוק ומאופיינים בתנודתיות ניכרת. לפיכך ייתכן, במקרה של תגלית מסחרית, שכדאיות פיתוח התגלית וניצולה תפחת באופן ניכר, ושתחזיות השותפות לגבי הכנסות אפשריות מהנפט ו/או הגז שיתגלה לא תתאמתנה.
4. שינויים בסביבה הכלכלית – בעת האחרונה עוברים השווקים בעולם ארועים משמעותיים ובכללם הורדת דירוג האשראי של ארצות הברית, איטליה וספרד והידרדרות במצבן הכלכלי של מספר מדינות באירופה (יוון, איטליה, ספרד, פורטוגל ועוד). בעקבות זאת עלתה רמת אי הוודאות בשווקים וגובר החשש מהאטה כלכלית גלובלית נוספת. תנודתיות גבוהה נרשמה הן בשווקים הפיננסיים והן בשוקי הסחורות, לרבות נפט ומוצריו. ישראל הושפעה גם היא מהתגברות החששות ואי הוודאות וגם בה נרשמת תנודתיות גבוהה בשווקים הפיננסיים. תנועת המחאה הציבורית שהחלה בקיץ של שנת 2011 הביאה להקמת הוועדה לשינוי סדר היום החברתי - כלכלי ("וועדת טרכטנברג"). ביום 26 בספטמבר 2011 הגישה הוועדה את המלצותיה המתייחסות למספר נושאים ובכללם דיור, יוקר המחיה, תחרותיות ומסים. על בסיס המלצות אלה קבלה הממשלה החלטה על שינוי נטל המס המתבטא, בין היתר, בהעלאת מס החברות ל-25% החל משנת 2012 ובעצירת מתווה ההפחתה של שיעורי מס החברות, שנקבע בחוק ההתייעלות הכלכלית, עד לקיום דיון מחודש לשנת 2014. נכון למועד הדוח לא ניתן להעריך את היקף ההשלכות הכלכליות הנובעות מהמלצות הוועדה ואת מידת השפעתן על השותפות. לעניין זה ראה גם סיכונים רגולטורים להלן.
5. סיכון מחירי סחורות, חומרי גלם ושירותים – עיקר פעילותה של השותפות מתבססת על שירותים וציוד שהיא מקבלת מספקים חיצוניים. מחיר השירותים והציוד אינו קבוע

ועלול להיות חשוף לתנודתיות ניכרת. כתוצאה מכך חשופה השותפות המוגבלת לתנודות במחרי הסחורות והשירותים הנ"ל.
6. כמו כן ראו בסעיף 20 של החלק הראשון לעיל.

ג. מדיניות השותפות בניהול סיכוני שוק בתחום המטבע

1. השותפות המוגבלת מכוונת את ניהול סיכוני השוק בעיקר לחשיפה כלכלית ופיננסית. השותפות משקיעה את עודפי הנזילות שלה במגמה להשיג תשואה נאותה תוך מינון מתאים ביחס תשואה - סיכון.

כל כספי השותפות המוגבלת מיועדים לחיפושי נפט ו/או גז בארץ ולהמשך ההשקעות בפיתוח שדה מגד. לאור זאת השותף הכללי אשר מנהל את השותפות המוגבלת פועל להשקעת כספי השותפות בהתאם לתחזית ההוצאות הצפויות בקידוחים, כספי השותפות מושקעים בפיקדונות בנקאיים צמודי מט"ח וש"ח בעלי סיכון נמוך. בכדי להקטין את חשיפת השותפות לשינויים בשערי מטבעות החוץ נכון ליום 31.12.2012 כ- 9.3% מכספי השותפות מושקעים בפיקדונות שקליים בבנק וכ- 90.7% בפיקדונות דולריים בבנק. השותפות איננה מבצעת עסקאות הגנה ביחס למכירות הנפט.

2. על פי החלטת הדירקטוריון מיום 3.1.2012 צוות ניהול הסיכונים (ראו סעיף 2 (א) לעיל) יקיים לפחות דיון אחת לחודש וידווח לדירקטוריון לפחות אחת לשלושה חודשים או בתדירות גבוהה יותר לפי הצורך. כמו כן בוצע סקר סיכונים ע"י חברה המתמחה בתחום. לא נקבעו אירועים שלגביהם יש חובה לקבל החלטה מיוחדת בדירקטוריון בעניין סיכוני שוק.

ד. אמצעי פיקוח ומימוש המדיניות

הטיפול בנושא החשיפה לסיכוני מטבע, גיבוש אסטרטגיות הגנה ופיקוח על ביצוען נתון בידי דירקטוריון השותף הכללי. בישיבות הדירקטוריון של השותף הכללי ניתנים דיווחים שוטפים אודות מדיניות ההשקעות של השותף הכללי והחשיפה לסיכוני שוק שתוארה לעיל. נוכח העובדה שהיקף הפעילות של השותפות נכון לתאריך הדוח על המצב הכספי קטן ולאור חוסר המורכבות בניהול סיכוני השוק לא נקבעו מועדים קבועים לבחינה כאמור (מלבד דיון לפחות אחת לחודש של צוות ניהול הסיכונים וכן דווח לדירקטוריון לפחות אחת לשלושה חודשים או בתדירות גבוהה יותר לפי הצורך) ולא התקבלה החלטה על אירועים שבעקבותיהם תיערך בחינה כאמור.

ה. להלן מובאים דו"חות בסיסי הצמדה בסכומים מדווחים ליום 31.12.2012 וליום
31.12.2011 :

דוח בסיסי הצמדה

ליום 31 בדצמבר 2011					ליום 31 בדצמבר 2012					
בסטדלינג					בסטדלינג					
סה"כ	הצמדה ללא	או בהצמדה אליו		בדולר או בהצמדה אליו	סה"כ	הצמדה ללא	או בהצמדה אליו		בשקל או בהצמדה אליו	
		אליו	אליו				אליו	אליו		
אלפי ש"ח					אלפי \$					
52,689	6,596	-	-	46,093	11,435	661,9	-	2	1,772	מזומנים ושווי מזומנים
					8,872	8,672	-	-	200	פקדונות בבנק
9,633	-	-	-	9,633	-	-	-	-	-	לקוחות
276	276	-	-	-	197	-	-	-	197	חייבים ויתרות חובה
77	77	-	-	-	301	260	-	-	41	פקדונות לזמן ארוך
<u>62,675</u>	<u>6,949</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>55,726</u>	<u>20,805</u>	<u>18,593</u>	<u>-</u>	<u>2</u>	<u>2,210</u>	
										<u>התחייבויות</u>
7,153	5,460	1,443	175	75	3,496	1,910	225	10	1,351	ספקים ונותני שרותים שותף כללי (כולל זמן ארוך)
12,603	-	-	-	12,603	7,504	7,504	-	-	-	
-	-	-	-	-	25	25	-	-	-	צדדים קשורים
2,039	2,039	-	-	-	612	169	-	-	443	זכאים ויתרות זכות
<u>21,795</u>	<u>7,499</u>	<u>1,443</u>	<u>175</u>	<u>12,678</u>	<u>11,637</u>	<u>9,608</u>	<u>225</u>	<u>10</u>	<u>1,794</u>	

1. מבחני רגישות ליום 31.12.2012 וליום 31.12.2011 :

מבחני רגישות ליום 31.12.2012

רווח (הפסד) מהשינויים	שווי הוגן	רווח (הפסד) מהשינויים	רגישות לשינויים בשע"ח
10%- 1 נח = 0.241 אלפי \$	1 ש"ח = 0.268 \$	5%+ 1 נח - 0.254 אלפי \$	10%+ 1 נח = 0.295 אלפי \$
(177)	<u>באלפי \$</u> 1,772	89	177
(20)	200	10	20
(20)	197	10	20
(4)	41	2	4
180	(1,794)	(90)	(180)
			מזומנים, שווי מזומנים פקדונות לז"ק חייבים ויתרות חובה פקדונות לז"א ספקים ויתרות זכות

מבחני רגישות ליום 31.12.2011

רווח (הפסד) מהשינויים	שווי הוגן	רווח (הפסד) מהשינויים	רגישות לשינויים בשע"ח
10%- 3.4389 = \$1 אלפי ש"ח	1 \$ = 3.821	5%+ 4.012 = \$1 אלפי ש"ח	10%+ 4.2031 = \$1 אלפי ש"ח
(4,609)	46,093	2,305	4,609
(963)	9,633	481	963
(716)	7,155	358	716
1,268	(12,678)	(634)	(1,268)
			מזומנים, שווי מזומנים ופקדונות בבנקים לקוחות מלאי ספקים ויתרות זכות

(א) מדיניות השותפות בנושא מתן תרומות

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

(ב) דירקטורים בעלי מומחיות חשבונאית ופיננסית

השותף הכללי קבע כי בהתחשב בהיקף המצומצם של עסקי השותפות ופעולותיה הכספיות, די בכך שיהיה בדירקטוריון השותף הכללי דירקטור אחד בעל מיומנות חשבונאית ופיננסית על פי תקנה 10 (א) לתקנות ניירות ערך, התש"ל – 1970. השותף הכללי קבע כי חברי הדירקטוריון נגה בן דוד ויוסף פרוליד (החל מיום 6.11.2011) הינם בעלי מומחיות חשבונאית ופיננסית כאמור וזאת לאור ניסיונו של מר בן דוד בשותפות ובחברות פרטיות שבשליטתו ולאור הכשרתו והניסיון הרב שצבר מר פרוליד כמשנה למנכ"ל גרנית הכרמל השקעות בע"מ וכדירקטור בחברות קבוצת גרנית הכרמל. לפרטים על הדירקטורים האמורים 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. יחד עם זאת, מר יוסף פרוליד מכהן, בין היתר, כדירקטור בלתי תלוי (החל מיום 6.11.2011).

(ד) גילוי בדבר המבקר הפנימי בתאגיד

א פרטי המבקר הפנימי

1. שם המבקר הפנימי ²¹: 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 חשבון המבקר או מי מטעמו.
7. המבקר הפנימי אינו ממלא בתאגיד תפקיד נוסף על הביקורת הפנימית. כמו כן אינו ממלא מחוץ לתאגיד תפקיד היוצר או העלול ליצור ניגוד עניינים עם תפקידו כמבקר פנימי. (יצויין כי משרד רוה"ח של מבקר הפנים יספק לשותפות שירותי בדיקה (טסטים) של אפקטיביות הבקרה על הכנת הדוחות הכספיים הנערכים בהתאם לדרישות ה-SOX) החל משנת 2013.

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.

ג. זהות הממונה על המבקר הפנימי

²¹ ביום 1.9.2012 החליף רו"ח גיא מונרוב את רו"ח מאיר שקד בתפקיד מבקר הפנים של השותפות.

הממונה הארגוני על המבקר הפנימי הינו מר יוסף פרוליך המכהן כדירקטור בשותף הכללי שמתקיימים בו תנאי הכשירות הדרושים לפי חוק החברות לדירקטורים חיצוניים בחברה ציבורית, כיו"ר ועדת הביקורת וכיו"ר הוועדה על תקן ועדת ביקורת החל מיום 6.11.2011.

ד. תכנית העבודה

תכנית העבודה של הביקורת הפנימית בתאגיד הינה רב שנתית ומובאת לאישור ועדת 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 פעילויותו 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 ועדת הביקורת.

ה. ביקורת של תאגידים מוחזקים

נכון למועד לא קיימים תאגידים המוחזקים על ידי השותפות

ו. היקף העסקה

לאחר קבלת סקר הסיכונים הוכנה תכנית עבודה רב שנתית ונקבע כי עבודת הביקורת של המבקר הפנימי תהיה בהיקף כולל של כ-100 שעות בשנת 2012 (ספטמבר עד דצמבר). לגבי שנת 2013 נקבע היקף שעות העבודה של כ-420 שעות שנתיות.

ז. עריכת הביקורת

הביקורת הפנימית נערכת בהתאם לתקני הביקורת הפנימית המקובלים בארץ ובעולם, ובהתאם להנחיות מקצועיות בתחום הביקורת הפנימית ובהתאם לחוק הביקורת הפנימית, התשנ"ב 1992 - 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 2012. טיוטה של אחד הדוחות של מבקר הפנים הוגשה לשותפות במהלך הרבעון האחרון של שנת 2012 ולאחר קבלת הערות ההנהלה, הטיטה הועברה לטיפולו של מר יוסף פרוליך המכהן כיו"ר הוועדה על תקן ועדת ביקורת ונידונה בישיבת ועדת הביקורת מיום 26.12.2012 בנוכחות המבקר הפנימי, הוועדה המליצה לדירקטוריון לקבל את המלצות הדו"ח. טיוטת הדו"ח השני הסתיימה ברבעון הראשון של שנת 2013 ונדונה בוועדת הביקורת ביום 18.3.2013 בנוכחות המבקר הפנימי, הוועדה המליצה לדירקטוריון לאשר את הדו"ח. ביום 18 במרץ 2013 התקיים דיון בדירקטוריון השותף הכללי על דו"חות הביקורת הנ"ל. הדירקטוריון החליט לקבל את המלצות ועדת הביקורת ולאשר את שני הדוחות.

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 להערכת הדירקטוריון בשל הגידול בפעילות של השותפות כמותואר לעיל הוחלט על הגדלת היקף העבודה של הביקורת הפנימית בשנת 2013 ולאחריה.

יא. תגמול

השותפות משלמת עבור שירותי ביקורת פנימית, סכום שנתי כולל של כ-65 עד 70 אלפי ש"ח.

(ה)

פרטים בדבר המבקר החיצוני

ביום 27 בינואר 2013 החליט השותף הכללי על מינוי קסלמן וקסלמן רואי חשבון לתפקיד רואה החשבון המבקר של השותפות. המינוי יכנס לתוקף ביום 1 באפריל 2013. השותף הכללי והמפקח מבקשים להודות לרואי החשבון ברודי ושות' על עבודתם המסורה, במשך שנים רבות, למען השותפות.

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	ש"ח	שעות	ש"ח	שעות
2012	206,400	1,177	127,283	732	29,895	54	49,222	309
2011	206,400	1,187	147,801	850	19,700	28	38,899	309

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.

(ו)

הליך אישור הדוחות הכספיים

דירקטוריון השותף הכללי (ה"ה טוביה לוסקין, נגה בן דוד, שמואל בקר ויוסף פרוליד) הוא האורגן המופקד על בקרת העל בשותפות.

תקנות החברות (הוראות ותנאים לעניין הליך אישור הדוחות הכספיים), תש"ע-2010 אינן חלות על השותפות.

יחד עם זאת, יצוין כי דירקטוריון השותף הכללי מינה ביום 29.3.2011 ועדה לבחינת הליך אישור הדוחות הכספיים של השותפות (להלן: "הועדה") כמו כן מונה מר יוסף פרוליד ליו"ר הועדה ביום 8.11.2011. הועדה מביאה את המלצתה ביחס לדוחות הכספיים בפני הדירקטוריון וזאת לאחר שדנה בהם קודם להצגתם ולאישורם בדירקטוריון.

הועדה כוללת את הדירקטורים יוסף פרוליד (יו"ר הועדה ובעל מומחיות חשבונאית ופיננסית) ונגה בן דוד (בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית).

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

הועדה בחנה את הסוגיות המהותיות בדיווח הכספי, לרבות עסקאות שאינן במהלך העסקים הרגיל, ככל שישנן, את ההערכות המהותיות והאומדנים הקריטיים שישומו בדוחות הכספיים,

את סבירות הנתונים, את המדיניות החשבונאית שיושמה ושינויים שחלו בה ואת יישום עקרון הגילוי הנאות בדוחות הכספיים ובמידע הנלווה. בישיבת הועדה מיום 11 במרץ 2013 השתתפו הדירקטורים יוסף פרוליד, ונגה בן דוד, טוביה לוסקין ושמואל בקר, סמנכ"ל הכספים של השותפות (יגאל פלברט) חשב השותפות (אביעד אודיש), היועץ המשפטי של השותפות וכן שני נציגים ממשד רואה החשבון המבקר וכן נציג ממשד רו"ח קסלמן וקסלמן (שיחל לכהן כרוה"ח המבקר של השותפות החל מיום 1.4.2013).

הועדה המליצה לדירקטוריון לאשר את הדוחות הכספיים בכפוף לביצוע מספר תיקונים עליהם החליטה הועדה.

בישיבת הדירקטוריון בה נדונים ומאושרים הדוחות הכספיים מוזמן ונוכח רואה החשבון המבקר של השותפות והשותף הכללי הנותן גם הוא סקירה של הדוחות הכספיים ועומד לרשות חברי הדירקטוריון בכל שאלה והבהרה באשר לדוחות טרם אישורם.

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 סוקר רואה החשבון המבקר 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 ומוצגים נתונים על פעילות השותפות והשוואה לתקופות קודמות. כמו כן מסייע סמנכ"ל הכספים 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 18 במרץ 2013 בה נדונו בהרחבה הדוחות הכספיים של השותפות ליום 31.12.2012 השתתפו נושאי משרה הבאים: חברי הדירקטוריון – טוביה לוסקין, שמואל בקר, נגה בן דוד ויוסף פרוליד, סמנכ"ל הכספים (יגאל פלברט), חשב השותפות (אביעד אודיש), היועץ המשפטי של השותפות, ושני נציגים ממשד רוה"ח המבקר. דירקטוריון השותף הכללי החליט לאשר את הדוחות הכספיים ליום 31.12.2012.

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

(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) 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.

(ג) 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 ותרומתו 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.

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 18 במרץ 2013 דירקטוריון השותף הכללי סקר את הסכמי השכר של נושאי המשרה הבכירים בתאגיד היועץ גיורא איילנד, סמנכ"ל הכספים יגאל פלברט, מנהל החיפוש ולדימיר שטיינגולץ וסמנכ"ל האדמיניסטרציה והלוגיסטיקה דרור בורדר וקבע כי בהתחשב במכלול הנסיבות, לרבות היקף הפעילות בשותפות ההולך וגדל באופן משמעותי, המשימות המורכבות המוטלות עליהם והמאמצים שהשקיעו, ולאחר שנעשתה השוואה לתנאי השכר להם זוכים נושאי משרה בכירה בחברות ציבוריות הרי שהסכומים המשולמים להם הינם הוגנים וסבירים.

על פי הסכם השותפות המוגבלת, השותף הכללי זכאי לדמי מפעיל בשיעור של 7.5% מההוצאות בגין פעולות חיפושי 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 שתכונס.

בין שמואל בקר ונגה בן דוד מצד אחד לבין טוביה לוסקין מצד שני קיימים חילוקי דעות מהותיים באשר לחלוקת דמי המפעיל ביניהם ושכרו של מר לוסקין, מאת השותף הכללי, עבור מילוי תפקידו כמנכ"ל.

(ד) אירועים לאחר תאריך המאזן

לפרטים בדבר אירועים לאחר תאריך המאזן ראו בביאור 21 בדו"חות הכספיים.

ירושלים, ח' בניסן תשע"ג

19 במרץ 2013

טוביה לוסקין
דירקטור בשותף הכללי

שמואל בקר
דירקטור בשותף הכללי

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

חלק שלישי: דוחות כספיים

לשנה שנסתיימה ביום 31 בדצמבר 2012



תוכן העניינים

עמוד

128	דוח רואי החשבון המבקרים - בקרה פנימית על דיווח כספי
129	דוח רואי החשבון המבקרים - דוחות כספיים שנתיים

הדוחות הכספיים

131	מאזנים
132	דוחות על הרווח הכולל
133	דוחות על השינויים בהון השותפות
134	דוחות על תזרימי המזומנים
135-180	באורים לדוחות הכספיים

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

**דו"ח רואי החשבון המבקרים
לשותפים של**

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

ביקרנו את המאזנים המצורפים של גבעות עולם חיפושי נפט (שותפות מוגבלת) (להלן - "השותפות המוגבלת") לימים 31 בדצמבר 2012 ו- 2011 ואת הדוחות על הרווח הכולל, הדוחות על השינויים בהון השותפות המוגבלת והדוחות על תזרימי המזומנים לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2011. דוחות כספיים אלה הינם באחריות הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי בשותפות המוגבלת. אחריותנו היא לחוות דעה על דוחות כספיים אלה בהתבסס על ביקורתנו.

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, לרבות תקנים שנקבעו בתקנות רואי חשבון (דרך פעולתו של רואה חשבון), התשל"ג - 1973. על-פי תקנים אלה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצע במטרה להשיג מידה סבירה של בטחון שאין בדוחות הכספיים הצגה מוטעית מהותית. ביקורת כוללת בדיקה מדגמית של ראיות התומכות בסכומים ובמידע שבדוחות הכספיים. ביקורת כוללת גם בחינה של כללי החשבונאות שיושמו ושל האומדנים המשמעותיים שנעשו על ידי הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי בשותפות 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 2012 ו- 2011 ואת תוצאות פעולותיה, השינויים בהון השותפות המוגבלת ותזרימי המזומנים שלה לכל אחת משלוש השנים בתקופה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר 2012 בהתאם לתקני דיוח כספי בינלאומיים (IFRS) והוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע - 2010.

מבלי לסייג את חוות דעתנו הנ"ל אנו מפנים את תשומת הלב לאמור בבאורים 14 י' בדבר הצורך להשיג מימון נוסף לביצוע כל הפעולות המתוכננות על ידי השותפות.

ביקרנו גם, בהתאם לתקן ביקורת 104 של לשכת רואי חשבון בישראל "ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי", רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות המוגבלת ליום 31 בדצמבר 2012, והדו"ח שלנו מיום 19 במרץ 2013 כלל חוות דעת בלתי מסויגת.

ברודי ושות'
רואי חשבון

ירושלים,
ח' בניסן תשע"ג
19 במרץ 2013

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

**דו"ח רואה החשבון המבקר לשותפים
של**

גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993)

בדבר ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי

בהתאם לסעיף 9ב' (ג') בתקנות ניירות ערך

(דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל – 1970

ביקרנו רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993) (להלן – השותפות) ליום 31 בדצמבר 2012. רכיבי בקרה אלה נקבעו כמוסבר בפסקה הבאה. הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי (להלן – השותף הכללי), אחראים לקיום בקרה פנימית אפקטיבית על דיווח כספי ולהערכתם את האפקטיביות של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי המצורפת לדו"ח התקופתי לתאריך הנ"ל. אחריותנו היא לחוות דעה על רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות בהתבסס על ביקורתנו.

רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי שבוקרו על ידינו נקבעו בהתאם לתקן ביקורת 104 של לשכת רואי חשבון בישראל "ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי" (להלן "תקן ביקורת 104").

רכיבים אלה הינם:

1. בקרות ברמת הארגון, לרבות בקרות על תהליך העריכה והסגירה של דיווח כספי ובקרות כלליות של מערכות מידע;
2. בקרות על תהליכי רכש וניהול המזומנים.

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקן ביקורת 104. על פי תקן זה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצעה במטרה לזהות את רכיבי הבקרה המבוקרים ולהשיג מידה סבירה של ביטחון אם רכיבי בקרה אלה קוימו באופן אפקטיבי מכל הבחינות המהותיות. ביקורתנו כללה השגת הבנה לגבי בקרה פנימית על דיווח כספי, זיהוי רכיבי הבקרה המבוקרים, הערכת הסיכון שקיימת חולשה מהותית ברכיבי הבקרה המבוקרים, וכן בחינה והערכה של אפקטיביות התכנון והתפעול של אותם רכיבי בקרה בהתבסס על הסיכון שהוערך. ביקורת לגבי אותם רכיבי בקרה, כללה גם ביצוע נהלים אחרים – כאלה שחשבנום כנחוצים לנסיבות. ביקורתנו התייחסה רק לרכיבי הבקרה המבוקרים, להבדיל מבקרה פנימית על כלל תהליכים המהותיים בקשר עם הדיווח הכספי, ולפיכך חוות דעתנו מתייחסת לרכיבי הבקרה המבוקרים בלבד. כמו כן, ביקורתנו לא התייחסה להשפעות הדדיות בין רכיבי הבקרה המבוקרים לבין כאלה שאינם מבוקרים ולפיכך, חוות דעתנו אינה מביאה בחשבון השפעות אפשריות כאלה. אנו סבורים שביקורתנו מספקת בסיס נאות לחוות דעתנו בהקשר המתואר לעיל.

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

בשל מגבלות מובנות, בקרה פנימית על דיווח כספי בכלל, ורכיבים מתוכה בפרט, עשויים שלא למנוע או לגלות הצגה מוטעית. כמו כן, הסקת מסקנות לגבי העתיד על בסיס הערכת אפקטיביות נוכחית כלשהי חשופה לסיכון שבקרות תהפוכנה לבלתי מתאימות בגלל שינויים בנסיבות או שמידת הקיום של המדיניות או הנהלים תשתנה לרעה.

לדעתנו בהתבסס על ביקורתנו, השותפות קיימה באופן אפקטיבי, מכל הבחינות המהותיות, את רכיבי הבקרה המבוקרים ליום 31 בדצמבר 2012.

ביקרנו גם, בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, את הדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת ליום 31 בדצמבר 2012 ו- 2011 ולכל אחת משלוש השנים שהאחרונה שבהן הסתיימה ביום 31 בדצמבר 2012. והדו"ח שלנו מיום 19 במרץ 2013, כלל חוות דעת בלתי מסוייגת על אותם דוחות כספיים.

ברודי ושות'
רואי – חשבון

ירושלים,
ח' בניסן תשע"ג
19 במרץ 2013

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

מאזנים

<u>31 בדצמבר 2011</u>	<u>31 בדצמבר 2012</u>	<u>באור</u>	
<u>\$ אלפי</u>	<u>\$ אלפי</u>		
11,878	11,435	4	<u>נכסים שוטפים</u>
1,911	8,872	5	מזומנים ושווי מזומנים
2,521	-		פקדונות בבנק
311	197	6	לקוחות
124	425		חייבים ויתרות חובה
1,945	3,907	2	הוצאות מראש
<u>18,690</u>	<u>24,836</u>	טז	מלאי

967	1,598	7	<u>נכסים לא שוטפים</u>
8,592	7,024	8	רכוש קבוע
20	301	5	נכסי נפט וגז
<u>9,579</u>	<u>8,924</u>		פקדונות לזמן ארוך

<u>28,270</u>	<u>33,759</u>		

1,872	3,523	9	<u>התחייבויות שוטפות</u>
534	612	10	ספקים ונותני שירותים
-	25	15	זכאים ויתרות זכות
<u>2,406</u>	<u>4,160</u>		צדדים קשורים

3,298	7,504	א 12	<u>התחייבויות לא שוטפות</u>
286	241	11	התחייבות בגין תמלוגים לשותף הכללי
<u>3,584</u>	<u>7,745</u>		התחייבויות בגין הטבות לעובדים

		12	<u>התחייבויות תלויות והתקשרויות</u>
		13	
84,299	84,299		<u>הון השותפות</u>
(62,019)	(62,445)		השקעה בהון השותפות
<u>22,280</u>	<u>21,854</u>		יתרת הפסדים

<u>28,270</u>	<u>33,759</u>		

יגאל פלברט
סמנכ"ל כספים

שמואל בקר
דירקטור
בשותף הכללי

טוביה לוסקין
דירקטור
בשותף הכללי

תאריך אישור הדוחות הכספיים: 19 במרץ 2013

הבאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוחות על הרווח הכולל

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			באור	
2010	2011	2012		
אלפי \$				
-	14,214	16,592		הכנסות ממכירת נפט
	(1,811)	(2,569)		בניכוי תמלוגים ששולמו למדינה
-	(2,965)	(4,206)		בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
-	9,439	9,817		הכנסות נטו
-	(1,581)	(1,744)		עלות הפקת הנפט
(9,982)	(3,315)	(7,107)	א18	הוצאות חיפושי נפט
(1,591)	(2,441)	(1,572)	ב17	הוצאות הנהלה וכלליות
8	(5)	13		רווח (הפסד) הון ממימוש נכסים
(11,565)	(7,342)	(10,410)		
(11,565)	2,097	(593)		רווח (הפסד) תפעולי
107	296	292	ג 18	הכנסות מימון
(42)	(22)	(126)	ג 18	הוצאות מימון
65	274	167		
(11,500)	2,371	(426)		
746	(839)	-		סה"כ קרן הון מתרגום דוחות כספיים
(10,753)	1,532	(426)		רווח (הפסד) לשנה
(0.0012)	0.0001	(0.00004)	19	רווח (הפסד) בסיסי ליחידת השתתפות (\$-ב)

הבאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוחות על השינויים בהון השותפות

<u>סה"כ</u>	<u>קרו הון בגין הפרשי תרגום הדוחות הכספיים למטבע ההצגה</u>	<u>הפסדים</u>	<u>השקעה בהון השותפות</u>	
<u>אלפי דולר</u>				
6,948		(52,798)	59,746	יתרה ליום 1 בינואר 2010
<u>תנועה בשנת 2010</u>				
6,796	-	-	6,796	השקעה בהון השותפות
14,682	-	-	14,682	מימוש אופציות
(10,753)	746	(11,500)	-	סה"כ הפסד כולל
<u>17,673</u>	<u>746</u>	<u>(64,298)</u>	<u>81,224</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2010
<u>תנועה בשנת 2011</u>				
3,075	-	-	3,075	מימוש אופציות
1,532	(839)	2,371	-	סה"כ רווח כולל
<u>22,280</u>	<u>(93)</u>	<u>(61,926)</u>	<u>84,299</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2011
<u>תנועה בשנת 2012</u>				
(426)		(426)	-	סה"כ רווח/הפסד כולל
<u>21,854</u>	<u>(93)</u>	<u>(62,353)</u>	<u>84,299</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2012

הבאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

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

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
אלפי דולר		
2010	2011	2012
(10,753)	1,532	(426)
43	778	1,828
55	25	(45)
*79	3,219	4,206
(7)	5	(13)
(10,583)	5,559	5,550
120	(987)	(1,962)
-	(2,521)	2,521
(1,518)	2,116	(187)
(978)	1,204	1,665
*158	246	103
(2,218)	58	2,140
(12,801)	5,617	7,690
(21)	(1,882)	(7,242)
(289)	(804)	(891)
22	3	-
(2,249)	(6,982)	-
(2,537)	(9,665)	(8,133)
21,478	3,075	-
21,478	3,075	-
6,139	(971)	(443)
6,738	12,849	11,878
12,877	11,878	11,435
93	294	262
1,366	-	-

תזרימי מזומנים מפעילות שוטפת

רווח (הפסד) נקי לשנה

התאמות בגין:

פחת

עתודה לפצווי פרישה

הפרשה לתמלוגים לשותף הכללי

(רווח) הפסד הון

שינויים בסעיפי רכוש והתחייבויות

(עלייה) ירידה במלאי

ירידה (עלייה) בלקוחות

ירידה (עלייה) בחייבים ויתרות חובה

(ירידה) עלייה בספקים ונותני שרותים

עליה (ירידה) בזכאים והתחייבויות שנצברו

מזומנים נטו שנבעו (ששימשו) מפעילות שוטפת

תזרימי מזומנים מפעילות השקעה

השקעה בפקדונות

השקעה ברכוש קבוע

תמורה ממכירת נכסים

השקעה בנכסי נפט

מזומנים נטו ששימשו לפעילות השקעה

תזרימי מזומנים מפעילות מימון

הנפקות הון ומימושי אופציות

מזומנים נטו שנבעו מפעילות מימון

עליה (ירידה) במזומנים ושווי מזומנים

יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה

יתרת מזומנים ושווי מזומנים לסוף השנה

מידע נוסף על תזרימי מזומנים

ריבית שהתקבלה

מידע נוסף על תזרימי מזומנים

חייבים בגין תמורת מימושי אופציות

* מויין מחדש

הבאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

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 שלמה הלוי 5 ירושלים.
- ג. בידי הנאמן והשותף המוגבל זכויות שונות בשותפות המוגבלת, מכח הסכם נאמנות, והוא משמש כנאמן בגין זכויות אלה עבור בעלי יחידות ההשתתפות וזאת תחת פיקוחו של המפקח עו"ד יונתן קורן - הכל בהתאם לתנאי הסכם הנאמנות.
- ד. השותפות משתתפת בפעולות הפקת נפט, חיפושי 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:

<u>חלקה של השותפות</u>	<u>הזכות בתוקף עד</u>	<u>שטח (בקמ"ר)</u>	<u>שם הזכות</u>	<u>סוג הזכות</u>
99%	1.4.2032	243	חזקה ראש העין 1/11	חזקה
100%	15.4.2013	110	רשיון מכבי/330	רשיון

א. הגדרות

בדוחות כספיים אלה:

- השותפות
 - תקני דיווח כספי בינלאומיים (להלן: "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 המחירים לצרכן כפי שמפרסמת הלשכה המרכזית לסטטיסטיקה.
 - מטבע ההצגה
 - מטבע הפעילות
 - צד קשור
 - בעל עניין
 - דולר
 - הממונה
- מטבע בו מוצגים הדוחות הכספיים.
- המטבע של הסביבה הכלכלית העיקרית בה פועלת השותפות.
- כמשמעותו בתקן חשבונאות בינלאומי 24 בדבר צדדים קשורים.
- כהגדרתו בתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע 2010.
- דולר של ארה"ב.
- הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה והמים שמונה על פי חוק הנפט התשי"ב - 1952.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית

א. בסיס הצגת הדוחות הכספיים

הדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת ערוכים על בסיס העלות ההיסטורית, בכפוף להתאמות הנדרשות בהתאם לתקני הדיווח הכספי הבינלאומיים שהם תקנים ופרשנויות אשר פורסמו על ידי המוסד הבינלאומי לתקינה בחשבונאות. (תקני IFRS).

השותפות המוגבלת בחרה להציג את הדוח על הרווח הכולל לפי שיטת מאפיין הפעילות של ההוצאות.

ב. מתכונת העריכה של הדוחות הכספיים

דוחות כספיים אלו ערוכים בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (להלן - תקני IFRS). תקנים אלו כוללים:

1. תקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS).
 2. תקני חשבונאות בינלאומיים (IAS).
 3. הבהרות לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRIC) ולתקני חשבונאות בינלאומיים (SIC).
- 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 בהתאם למטבע המדינה והסביבה הכלכלית בה היא פועלת וממנה היא מושפעת.

בכל התקופות המדווחות עד ליום 31.12.11, השקל היווה את המטבע של הסביבה הכלכלית העיקרית בה פעלה השותפות המוגבלת. בעקבות תחילת הפקה סדירה במסגרת מבחני ההפקה לטווח ארוך מברא מגד 5 קבעה ההנהלת השותף הכללי כי מטבע הסביבה הכלכלית ממנה השותפות המוגבלת מושפעת בעיקר הינו הדולר וזאת החל מהרבעון הראשון של שנת 2012. בנוסף קבעה ההנהלה כי מטבע ההצגה של הדוחות הכספיים הינו הדולר.

לצורך תרגום מספרי ההשוואה של התקופות המדווחות עד ליום 31.12.11, הנכסים וההתחייבויות, כספיים ולא כספיים, לאותם 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 והוצאות ספציפיות שתורגמו לפי שער חליפין ביום ביצוע הפעולה). 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 ש"ח, נזקפו לקרן הון מתרגום דוחות כספיים.

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 המהוונים 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.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

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 המהוונים לנכסים כשירים או נזקפים להון בעסקאות גידור, נזקפים לדוח על הרווח הכולל.

4. שערי מטבע חוץ ומדד המחירים לצרכן

פרטים בדבר שערי מטבע חוץ ומדד המחירים לצרכן

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

<u>31.12.2010</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2012</u>	
108	110.34	112.15	מדד המחירים לצרכן בנקודות (לפי ממוצע 2008=100)
3.549	3.821	3.733	דולר ארה"ב (בש"ח ל- 1 (דולר)

שיעורי השינוי במשך התקופה

<u>31.12.2010</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2012</u>	
<u>%</u>	<u>%</u>	<u>%</u>	
2.66	2.17	1.64	מדד המחירים לצרכן
(5.99)	7.66	(2.30)	דולר ארה"ב

ד. יישום לראשונה של תקני דיווח כספי בינלאומיים חדשים, תיקונים

לתקנים והבהרות חדשות הרלבנטיים לפעילות השותפות

1. תקן חשבונאות בינלאומי 1 בדבר הצגת פריטי רווח והפסד כולל אחר בדוחות הכספיים

בחודש יוני 2011 פרסם ה-IASB תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 1 הצגת דוחות כספיים (להלן - התיקון). התיקון עוסק בהצגת פריטי רווח והפסד ורווח כולל אחר בדוחות הכספיים. מטרת התיקון היא להתאים את הדרישות ההצגה בתקינה הבינלאומית ובתקינה האמריקאית.

עיקרי התיקון

בהתאם לתיקון, תבוצע הבחנה בין סעיפי הרווח כולל אחר במסגרת הצגתם בדוחות הכספיים -

- סעיפי רווח כולל אחר אשר ייתכן וימוחזרו בעתיד בתנאים מסוימים לרווח והפסד, לדוגמה: רווח או הפסד כתוצאה מהפרשי שער במכירת פעילות חוץ, רווח או הפסד הנוצר ממכירת נכסים פיננסיים זמינים למכירה, רווח או הפסד בגין גידור תזרים מזומנים.
- סעיפי רווח כולל אחר אשר לא ימוחזרו לעולם לרווח והפסד, לדוגמה: הערכה מחדש של רכוש קבוע, רווחים והפסדים אקטואריים בגין תכניות להטבה מוגדרת.

התיקון לתקן לא קובע הנחיות אילו סעיפים ניתן למחזר לרווח והפסד ואילו לא ניתן למחזר לרווח והפסד ועל כן הבחנה זו יש לבצע בהתאם להוראות תקני דיווח כספי בינלאומיים אחרים.

השפעת המס על סעיפי רווח כולל אחר - התקן מאפשר להציג את השפעת המס בשתי חלופות:

1. רכיבי רווח כולל אחר אלו יוצגו נטו ממס;
2. רכיבי רווח כולל אחר אלו יוצגו לפני מס, כאשר השפעת המס על סעיפי הרווח הכולל האחר שימוחזרו לרווח והפסד יקובצו ויוצגו בנפרד מהשפעת המס על סעיפי הרווח הכולל האחר שלא ימוחזרו לרווח והפסד. כמו כן, יניתן גילוי להשפעת המס על כל אחד מהסעיפים בבאורים.

התיקון לתקן אינו משנה את הוראות התקן הקיים לעניין האפשרות להצגת הדוח במתכונת של דוח אחד, או לחילופין כשני דוחות. בנוסף, בהתאם לתיקון, ישונה שם הדוח ויקרא כעת "דוח רווח והפסד ורווח כולל אחר", כאשר בתנאים מסוימים ניתן להשתמש בשמות אחרים.

התיקון יחול בתקופות שנתיות המתחילות לאחר ה-1 ביולי, 2012 ויושם בדרך של יישום למפרע. יישום מוקדם אפשרי תוך מתן גילוי בנושא.

נכון ליום המאזן הרווח הנקי שווה לרווח הכולל האחר ולכן נכון ליום המאזן לא קיימת השפעה על הדוחות הכספיים של השותפות.

2. IFRS7 מכשירים פיננסיים: גילוי

התיקון ל-IFRS 7 (להלן - התיקון) עוסק בדרישות גילוי חדשות ונרחבות לגבי גריעת נכסים פיננסיים ודרישת גילוי במקרים בהם מתבצעות העברות חריגות סביב בסמוך למועד הדיווח. מטרת התיקון לסייע למשתמשים בדוחות הכספיים להעריך את החשיפות לסיכונים בגין העברות של נכסים פיננסיים והשפעת סיכונים אלה על המצב הכספי של השותפות. התיקון יגביר את שקיפות הדיווח של עסקאות העברה, ובפרט של עסקאות איגוח נכסים פיננסיים. התיקון ייושם באופן של מכאן ולהבא החל מהדוחות הכספיים לתקופות המתחילות ביום 1 בינואר 2012.

יישום מוקדם אפשרי. הגילויים המתאימים ייכללו בדוחות הכספיים של השותפות. במידה והשותפות תדרש לכך על פי דרישות התקן.

ה. תקנים שיישמו בעתיד

1. IFRS 13 - מדידת שווי הוגן

בחודש מאי 2011 פרסם ה-IASB את IFRS 13 מדידת שווי הוגן. התקן החדש ייושם למפרע החל מהדוחות הכספיים לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2013, או לאחריו. התקן כולל הוראות מעבר עם הקלות מסוימות בעת היישום לראשונה. להלן עיקרי הוראות התקן האמור:

IFRS 13 (להלן - תקן 13) קובע הנחיות באשר לאופן מדידת שווי הוגן, ככל שמדידה זו נדרשת בהתאם לתקינה הבינלאומית. תקן 13 מגדיר שווי הוגן כמחיר שהיה מתקבל במכירת נכס, או משולם בהעברת התחייבות, בעסקה רגילה (orderly) בין משתתפי שוק במועד המדידה. בנוסף, תקן 13 מפרט את המאפיינים של משתתפים בשוק (market participants) וקובע כי השווי ההוגן יתבסס על ההנחות בהן היו משתמשים משתתפים בשוק. כמו כן, קובע תקן 13 כי מדידת שווי הוגן תבוסס על ההנחה כי העסקה תבוצע בשוק העיקרי של הנכס או ההתחייבות, או בהיעדר שוק עיקרי, בשוק המועיל (advantageous) ביותר.

תקן 13 קובע כי יש למקסם את השימוש בנתונים הניתנים לצפייה מהשוק ביחס לשימוש בנתונים שאינם ניתנים לצפייה מהשוק. כמו כן, תקן 13 קובע מדרג לשווי ההוגן בהתאם למקור הנתונים ששימשו לקביעת השווי ההוגן:

רמה 1: מחירים מצוטטים (ללא התאמות) בשוק פעיל של נכסים והתחייבויות זהים.

רמה 2: נתונים שאינם מחירים מצוטטים שנכללו ברמה 1 אשר ניתנים לצפייה במישרין או בעקיפין.

רמה 3: נתונים שאינם מבוססים על מידע שוק ניתן לצפייה (טכניקות הערכה ללא שימוש בנתוני שוק ניתנים לצפייה).

כמו כן, תקן 13 קובע דרישות גילוי מסוימות.

הגילויים החדשים, וכן מדידה של נכסים והתחייבויות של תקן 13 נדרשים מכאן ולהבא, רק לגבי התקופות המתחילות לאחר מועד יישומו, החל מהדוחות הכספיים לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר, 2013 או לאחריו. אימוץ מוקדם אפשרי. גילויים חדשים אלו לא חלים על מספרי השוואה.

הגילויים המתאימים ייכללו בדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת עם אימוץ התקן לראשונה.

השותפות המוגבלת בוחנת את ההשפעה האפשרית של תקן 13, אך לא ניתן בשלב זה לאמוד את השפעתו, אם בכלל, על הדוחות הכספיים.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

3. IFRS9 מכשירים פיננסיים

בחודש נובמבר 2009 פורסם החלק הראשון בשלב הראשון (phase 1) של IFRS 9 - מכשירים פיננסיים, כחלק מפרוייקט החלפת IAS 39 מכשירים פיננסיים: הכרה ומדידה. IFRS 9 (להלן – "התקן") מתמקד בעיקר בסיווג ובמדידה של נכסים פיננסיים והוא חל על כל הנכסים הפיננסיים שבתחולת IAS 39.

התקן קובע כי בעת ההכרה לראשונה כל הנכסים הפיננסיים) כולל מכשירים משולבים שבהם החוזה המארח הוא נכס פיננסי (יימדדו בשווי הוגן. בתקופות עוקבות יש למדוד מכשירי חוב בעלות מופחתת רק אם מתקיימים שני התנאים המצטברים הבאים:

- הנכס מוחזק במסגרת מודל עסקי שמטרתו היא להחזיק בנכסים על מנת לגבות את תזרימי המזומנים החוזיים הנובעים מהם.
- על פי התנאים החוזיים של הנכס הפיננסי, השותפות זכאית, במועדים מסויימים, לקבל תזרימי מזומנים המהווים אך ורק תשלומי קרן ותשלומי ריבית על יתרת הקרן.

למרות האמור לעיל, חברה יכולה, בעת ההכרה לראשונה, לייעד מכשיר חוב אשר עונה על שני התנאים האמורים לשווי הוגן דרך רווח או הפסד אם עשות כן מבטלת או מפחיתה משמעותית חוסר סימטריות במדידה או בהכרה (accounting mismatch) שהייתה נגרמת אלמלא כן.

המדידה העוקבת של כל יתר מכשירי החוב והנכסים הפיננסיים האחרים תהיה על פי שווי הוגן. נכסים פיננסיים שהינם מכשירים הוניים יימדדו בתקופות עוקבות בשווי הוגן, וההפרשים ייזקפו לרווח והפסד או לרווח) הפסד (כולל אחר, על פי בחירת המדיניות החשבונאית לגבי כל מכשיר ומכשיר) סכומים שהוכרו ברווח כולל אחר לא יועברו לאחר מכן לרווח או הפסד אם מדובר במכשירים הוניים המוחזקים למטרות מסחר, חובה למדוד אותם בשווי הוגן דרך רווח או הפסד. הבחירה הינה סופית ואין לשנותה. עם זאת, כאשר חברה משנה את המודל העסקי שלה לניהול נכסיה הפיננסיים, עליה לסווג מחדש את כל המכשירים הפיננסיים המושפעים משינוי המודל העסקי על מנת לשקף שינוי זה. בכל יתר הנסיבות, אין לבצע סיווג מחדש של המכשירים הפיננסיים. תאריך התחילה של התקן הוא 1 בינואר 2015, אימוץ מוקדם אפשרי. אימוץ לראשונה ייעשה למפרע תוך מתן גילוי נדרש או הצגה מחדש של מספרי ההשוואה, בכפוף להקלות המצויינות בתקן.

4. IFRS 11 הסדרים משותפים

IFRS11 (להלן תקן 11) מחליף את IAS 31 בדבר הטיפול החשבונאי בזכויות בעסקאות משותפות ואת SIC 13 בדבר פרשנות לטיפול החשבונאי בהשקעות לא כספיות על ידי ישויות בשליטה משותפת. תקן 11 מגדיר הסדרים משותפים כהסדרים חוזיים שלפיהם לשני צדדים או יותר קיימת שליטה משותפת. תקן 11 מחלק את ההסדרים המשותפים לשני סוגים:

1. עסקאות משותפות (joint ventures), שבהן לצדדים להסדר יש שליטה משותפת על הזכויות בנכסים נטו של העסקה המשותפת. תקן 11 דורש כי עסקאות משותפות יטופלו רק לפי אשר קבעו כי חברה יכולה לבחור IAS 31 שיטת השווי המאזני וזאת בניגוד להוראות כמדיניות חשבונאית האם ליישם את שיטת האיחוד היחסי או שיטת השווי המאזני לגבי ישויות בשליטה משותפת.
2. פעילויות משותפות (joint operations), שבהן לצדדים להסדר יש שליטה משותפת על הזכויות בנכסים של הפעילות המשותפת ומחויבות משותפת בגין ההתחייבויות של הפעילות המשותפת. תקן 11 דורש כי השותפות המחזיקה תכיר בנכסים, בהתחייבויות, בהכנסות ובהוצאות של הפעילות המשותפת על פי חלקה היחסי בפעילות זו כפי שנקבע בהסדר המשותף, בדומה לטיפול החשבונאי הקיים היום.

תקן 11 ייושם למפרע החל מהדוחות הכספיים לתקופות שנתיות המתחילות ביום 1 בינואר 2013, או לאחריו. להערכת השותפות לתקן 11 לא צפויה להיות השפעה מהותית על הדוחות הכספיים.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

1. שווי מזומנים

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

2. מכשירים פיננסיים

1. נכסים פיננסיים

נכס פיננסי הוכר כאשר השותפות המוגבלת הפכה לצד להוראות החוזיות של המכשיר. נכס פיננסי מסווג במועד ההשקעה לאחת מארבע קבוצות בהתאם למטרה לשמה נרכש הנכס הפיננסי. להלן ארבע הקבוצות: נכסים פיננסיים בשווי הוגן דרך רווח או הפסד, הלוואות וחייבים, השקעות המוחזקות לפדיון ונכסים פיננסיים זמינים למכירה. הנהלת השותפות המוגבלת קובעת את סיווג הנכסים הפיננסיים בעת ההכרה הראשונית ובוחנת בכל תאריך מאזן את נאותות הסיווג כאמור. להלן הנכסים הפיננסיים הכלולים בספרי השותפות המוגבלת והטיפול החשבונאי הננקט בקשר אליהם:

הלוואות וחייבים (לרבות פקדונות בבנקים)

נכסים פיננסיים, שאינם נגזרים, בעלי תשלומים קבועים או שניתנים לקביעה ושאין מצוטטים בשוק פעיל. פקדונות בבנקים וחייבים נמדדים לראשונה בשווי הוגן בתוספת עלויות עסקה שניתן לייחסן במישרין. לאחר ההכרה לראשונה, נכסים אלה נמדדים בעלותם המופחתת בהתאם לשיטת הריבית האפקטיבית תוך התחשבות בעלויות העסקה בניכוי הפרשות לירידת ערך.

2. התחייבויות פיננסיות

התחייבויות פיננסיות מוכרות כאשר השותפות המוגבלת הפכה לצד להוראות החוזיות של המכשיר.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

1. מכשירים פיננסיים (המשך)

התחייבויות פיננסיות מסווגות לקבוצות: התחייבויות פיננסיות בשווי הוגן דרך רווח או הפסד, התחייבויות פיננסיות הנמדדות בעלות מופחתת וחזי ערבות פיננסית. להלן ההתחייבויות הפיננסיות הכלולות בספרי השותפות המוגבלת והטיפול החשבונאי הננקט בקשר אליהם:

התחייבויות פיננסיות הנמדדות בעלות מופחתת

הלוואות ואשראי מוכרים לראשונה לפי שווי הוגן בניכוי עלויות עסקה מיוחסות ישירות, במידה שקיימות (לדוגמה, עלויות גיוס הלוואה). לאחר ההכרה הראשונית, הלוואות, מוצגות על פי תנאיהן לפי עלות מופחתת תוך שימוש בשיטת הריבית האפקטיבית המביאה בחשבון גם את עלויות העסקה מיוחסות ישירות. אשראי לזמן קצר (כגון אשראי ספקים זכאים אחרים) מוצג לפי תנאיו, בדרך כלל בערכו הנומינלי. 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:

ירידת ערך בגין נכסים פיננסיים המוצגים בעלות מופחתת

סכום ההפסד הינו הפרש שבין ערכו של הנכס בספרים לבין הערך הנוכחי של אומדן תזרימי המזומנים העתידיים (למעט הפסדי אשראי עתידיים שטרם התהוו) מהנכס, המהווים בשיעור הריבית האפקטיבי המקורי של הנכס הפיננסי. סכום ההפסד נזקף לדוח על הרווח הכולל. 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 בדוח רווח והפסד.

4. שווי הוגן למכשירים פיננסיים

(א) שווי הוגן הוא הסכום שבו ניתן היה להחליף נכס, או לסלק התחייבות, בין קונה מרצון לבין מוכר מרצון, הפועלים בצורה מושכלת, בעסקה שאינה מושפעת מיחסים מיוחדים בין הצדדים.

(ב) הראיה הטובה ביותר לשווי הוגן היא מחירים מצוטטים בשוק פעיל.

(ג) אם השוק של מכשיר פיננסי אינו פעיל, השותפות המוגבלת קובעת שווי הוגן על-ידי שימוש בטכניקת הערכה כדי לקבוע מה היה יכול להיות מחיר העסקה במועד המדידה בהחלפה שאינה מושפעת מיחסים מיוחדים בין צדדים הפועלים משיקולים עסקיים רגילים. טכניקת ההערכה שנבחרה עושה שימוש מירבי בנתוני שוק ומבוססת מעט ככל שניתן על נתונים ספציפיים לשותפות המוגבלת. הטכניקה מתייחסת לכל הגורמים שהמשתתפים בשוק היו שוקלים בקביעת המחיר והיא עקבית עם מתודולוגיות כלכליות מקובלות להמחרת מכשירים פיננסיים. מידי תקופה השותפות המוגבלת מציילת את טכניקת ההערכה ובודקת את תקפותה תוך שימוש במחירי עסקאות שוק שוטפות הניתנות לצפייה באותו מכשיר (כלומר, ללא שינוי או הרכבה מחדש) או בהתבסס על מידע שוק זמין כלשהו הניתן לצפייה.

5. 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

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

ז. מכשירים פיננסיים (המשך)

כוונה לסלק את הנכס וההתחייבות על בסיס נטו או לממש את הנכס ולסלק את ההתחייבות בזמנית.

6. 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. הפרש בין הערך בספרים של ההתחייבות המוחלפת לבין התמורה ששולמה או השווי ההוגן של ההתחייבות החדשה שהוכרה, נזקף לדוח על הרווח הכולל.

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.

ט. הפרשה בגין חוזה מכביד

הפרשה לחוזה מכביד מוכרת כאשר ההטבות הצפויות להתקבל בידי השותפות המוגבלת כתוצאה מקיום החוזה נמוכות ביחס לעלויות הבלתי נמנעות כתוצאה מעמידה במחויבויות החוזיות. ההפרשה נמדדת על פי הנמוך מבין הערך הנוכחי של העלות החזויה לביטול החוזה והערך הנוכחי של העלות החזויה נטו שתגרם כתוצאה מקיום החוזה.

י. הוצאות חיפושי נפט וגז ופיתוח מאגרים מוכחים

הוצאות חיפושי נפט וגז נזקפות בדו"חות על הרווח הכולל עם התהוותן. במקרים בהם יוכח לגבי בארות כי הן מסחריות, הוצאות הקידוח והפיתוח יהוונו החל ממועד קביעת הבאר כמסחרית. הוצאות שתהוינה כאמור, תופחתנה לדוחות על הרווח הכולל בהתבסס על קצב ניצול זרבות נפט או גז שלפי הערכה ניתנות להפקה מן הבאר האמורה.

יא. רכוש קבוע

רכוש קבוע מוכר לראשונה לפי עלות, לרבות עלויות שניתן ליחסן במישרין לרכישת רכוש קבוע ולהתאמתו למיקום והמצב הדרושים לפעולתו באופן שהתכוונה ההנהלה. העלות של פריט רכוש

גבעות עולם חיפוי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

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 בדוח על הרווח הכולל. 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 מאנן והלאה. לגבי בחינה ירידת ערך של רכוש קבוע, ראה סעיף יב' להלן.

יא. הנחות המפתח בהסתייעות באומדנים מהותיים

הכנת הדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (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.

שווי הוגן של מכשירים פיננסיים - השווי ההוגן של מכשירים פיננסיים שאינם מצוטטים בשוק פעיל נקבע בהתאם לטכניקות הערכה מבוססות מודלים. טכניקות אלה מושפעות משמעותית על ידי ההנחות המשמשות בסיס לחישוב, כגון, שיעורי ריבית להיוון ואומדנים בדבר תזרימי מזומנים עתידיים. **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 ושללה האם יש להכיר בהפרשה בדוחות הכספיים.

פירוק ונטישה - השותפות המוגבלת תכיר בהפרשות בגין פירוק ונטישה של באר לקראת שלב נטישת הבאר והחל משלב זה התבצע הפרשה בדוחות הכספיים. אומדן עלות פירוק ונטישת הבאר מבוסס על אחוז מסך ההוצאות ההוניות בהקמת הבאר.

יב. ירידת ערך נכסים שאינם כספיים

השותפות המוגבלת בוחנת בכל תאריך מאזן אם קיימים סימנים המצביעים על ירידת ערך לגבי נכסיה השונים שהינם בתחולת תקן חשבונאות בינלאומי 36. במידה וקיימים סימנים לירידת ערך, אומדת השותפות המוגבלת את סכום בר ההשבה של הנכס. סכום בר השבה הוא כגובה מבין השווי ההוגן בניכוי עלויות מכירה של הנכס או היחידה מניבת המזומנים לבין שווי השימוש בו. שווי שימוש הינו הערך הנוכחי של תזרימי המזומנים העתידיים, החזויים לנבוע מנכס או מיחידה מניבת מזומנים. היה וסכום בר ההשבה נמוך מהערך בספרים של הנכס, מכירה השותפות המוגבלת בהפסד מירידת ערך ומפחיתה את ערך הנכס בספרים לסכום בר ההשבה שלו. השותפות המוגבלת מכירה בהפסדים מירידת ערך מיידית בדוח על הרווח הכולל, אלא אם הנכס הוערך מחדש בהתאם למודל ההערכה מחדש, במקרה זה ההפסד יטופל כהקטנת ההערכה מחדש.

הפסד מירידת ערך שמוכר כאמור, מבוטל, למעט באם מתייחס למוניטין, רק אם חלו שינויים באומדנים ששימשו בקביעת הסכום בר ההשבה מהמועד בו הוכר ההפסד מירידת ערך.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

י.ג. רווח (הפסד) ליחידת השתתפות

רווח (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.

י.ד. עלויות אשראי

עלויות אשראי מוכרות כהוצאה בתקופת התהוותן, למעט מקרים בהם מדובר בעלויות המיוחסות ישירות לרכישה, להקמה או לייצור של נכסים כשירים, אז עלויות אלה מהוות לעלות אותם הנכסים על פני תקופת ההקמה.

י.ו. עסקאות עם בעל שליטה

1. נכס שהועבר לשותפות המוגבלת מבעל השליטה בה מוצג בדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת לפי שווי ההוגן במועד ההעברה. הפרש כלשהו בין סכום התמורה שנקבע לנכס לבין שווי ההוגן נזקף להון העצמי.
2. נכס שהועבר מהשותפות המוגבלת לבעל השליטה בה נגרע מהדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת לפי שווי ההוגן במועד ההעברה. ההפרש בין השווי ההוגן של הנכס לבין הערך בספרים במועד ההעברה נזקף כרווח או כהפסד וההפרש בין סכום התמורה שנקבע לנכס במועד ההעברה לבין שווי ההוגן נזקף להון העצמי.
3. בעת נטילת התחייבות של השותפות המוגבלת כלפי צד שלישי, במלואה או בחלקה, על ידי בעל השליטה, נגרעת ההתחייבות מהדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת לפי שווי ההוגן במועד הסילוק כאשר ההפרש בין הערך בספרים של ההתחייבות לבין שווי ההוגן במועד הסילוק נזקף כרווח או כהפסד וההפרש בין השווי ההוגן של ההתחייבות במועד הסילוק לבין סכום התמורה שנקבע נזקף להון העצמי.
4. הלוואה שניתנה לבעל השליטה או הלוואה שהתקבלה מבעל השליטה מוצגת במועד ההכרה לראשונה בדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת כנכס או כהתחייבות, לפי העניין, על פי שווי ההוגן כאשר ההפרש בין סכום הלוואה שהתקבלה או שניתנה לבין שווי ההוגן במועד ההכרה לראשונה נזקף להון העצמי. לאחר ההכרה לראשונה, מוצגת הלוואה בדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת בעלותה המופחתת תוך יישום שיטת הריבית האפקטיבית.

י.ז. מלאי

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.

מלאי הנפט נמכר באופן שוטף ומוערך לפי תמחור עלות ההפקה לחבית. נכון ליום 31.12.2012 קיימת יתרת מלאי נפט של 40,314 חביות בסך 747 אלפי דולר בספרי השותפות. ביום 31.12.2011 היתה יתרת מלאי של 2,604 חביות בסך 28 אלפי דולר בספרי השותפות.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך)

יז. הטבות לעובדים

1. הטבות לעובדים לזמן קצר

הטבות לעובדים לזמן קצר כוללות בעיקר שכר עבודה והפרשות סוציאליות נלוות מקובלות ובנוסים. 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 בנוס נזקפות כאשר לשותפות מחוייבות משפטית או משתמעת לשלם לעובד את הבנוס בגין שירות שניתן על ידו לשותפות וכאשר סכום הבנוס ניתן לאומדן מהימן.

2. עלויות עובדים לאחר פרישה

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 מסווגות כתוכניות הפקדה מוגדרת וכן כתוכניות הטבה מוגדרת.

א. תוכניות להפקדה מוגדרת

מחוייבות השותפות להפקיד בתוכנית הפקדה מוגדרת, נזקפות כהוצאה לרווח והפסד במועד בו נוצרת המחוייבות להפקיד.

ב. תוכניות להטבה מוגדרת

מחוייבות 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 בניכוי השווי ההוגן של נכסי התוכנית. שיעור ההיוון נקבע בהתאם לתשואה במועד הדיווח על אגרות חוב ממשלתיות, שהמטבע שלהן ומועד פרעון דומים לתנאי המחוייבות 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 המחוייבות.

כאשר קיימת חובה, במסגרת דרישת הפקדה מזערית, לתשלום סכומים נוספים ביחס לשירותים שניתנו בעבר, מכירה השותפות במחוייבות 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.

השותפות זוקפת לרווח והפסד, את כל הרווחים וההפסדים האקטואריים הנובעים מתוכנית הטבה מוגדרת.

יח. עלות הפקת הנפט

עלות הפקת הנפט מורכבת מההפרש בין מלאי הפתיחה למלאי הסגירה של הנפט בתוספת עלויות שוטפות הקשורות באופן ישיר להליך הפקת הנפט.

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012**

באור 3 - פעילות השותפות המוגבלת

א. פעילות חיפוש ופיתוח בשטח חזקת ראש העין

(1) כללי

עיקר פעילותה של השותפות הינה בפיתוח שדה הנפט מגד שבחזקת ראש העין 1/11, אשר בשטחו בוצעו על ידה בעבר מספר קידוחים (קידוחי מגד 2, מגד 3, מגד 4 והקידוח האופקי מגד 4). 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 על ענייני הנפט.

(2) קידוח מגד 5

בחודש יוני 2009 הוחל בביצוע קידוח מגד 5. ביום 10 בינואר 2010 הודיעה השותפות המוגבלת על סיום שלב הקדיחה בקידוח מגד 5 כשהעומק הסופי של הקידוח הינו 4,700 מטרים. הנפט שהופק במהלך המבחנים במקטעים 1 עד 6 נמכר על ידי השותפות תמורת סך של כ-1.5 מליון ש"ח. ביום 22.6.2011 החל שלב ההפקה במבחני ההפקה לטווח ארוך במקטע b8 בבאר מגד 5. המטרה של מבחני הפקה אלו הייתה לעקוב אחר הלחצים וקצב ההפקה בקידוח בתקופה ארוכה כפי שנהוג בתעשיית הנפט, במועד הדו"ח נמשכים מבחני הפקה לטווח ארוך במקטע b8 ובמסגרתם מופק נפט מהבאר.

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

להלן מובאים נתוני הפקת ומכירת נפט במהלך מבחני ההפקה לטווח ארוך. החל מתחילת ההפקה בחודש יוני בשנת 2011 עד ליום 31.12.2011 הופקו כ-137 אלפי חביות, ונמכרו כ-132 אלפי חביות תמורת סך של כ-14,339 אלפי דולר. מיום 1 בינואר 2012 ועד ליום 31 בדצמבר 2012 הופקו כ-195.5 אלפי חביות, ונמכרו כ-154 אלפי חביות תמורת סך של כ-16,756 אלפי \$. מיום 5 באוקטובר 2012 ועד ליום 22 בינואר 2013 השותפות לא מכרה את הנפט המופק אלא איחסנה אותו במיכל האחסון כמפורט בבאור 12 (ט) להלן. סך ההכנסות ממכירת נפט בגין המכירות בתקופת מבחני ההפקה לטווח ארוך מיום 22 ביוני 2011 ועד ליום 5 באוקטובר 2012 עמדו על סך של כ-31,095 אלפי דולר. ביום 13.11.2012 חיישי הגז באתר מגד 5 זיהו סימני גז מסוג שלא הופיע קודם במהלך ההפקה. השותף הכללי עצר את הפקת הנפט בבאר מגד 5 וביצע בדיקות שהראו כי הדבר זניח. ביום 22.11.2012 חודשה הפקת הנפט.

השותפות חתמה על הסכם למכירת הנפט המופק. ההסכם בתוקף עד ליום 31.12.2013 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.

(4) גז נלווה

הפקת הנפט במהלך מבחני ההפקה במקטעים 1 עד 6 לוותה בגז נלווה. היחס גז נלווה / נפט שנמצא הינו גבוה ועומד על 1,650 רגל מעוקב גז נלווה לכל חבית נפט אחת. היחס גז נלווה / נפט שנמצא במקטע 8 הינו גבוה מאוד ועומד על 3,000 רגל מעוקב גז נלווה לכל חבית נפט אחת. השותף הכללי בודק 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. בכדי לאפשר את שריפת הגז ללא פגיעה בסביבה התקינה השותפות מתקן ארובה ירוקה (GREEN FLARE) העומד בסטנדרטים בינלאומיים ולאחר קבלת אישור עקרוני של המשרד לאיכות הסביבה.

ביום 20.3.2012 נחתם הסכם למכירת הגז הנלווה המופק במגד 5 (להלן - "הגז") עם חברת ג.ט.ל (גז טבעי לישראל) בע"מ. תקופת הסכם תחל מיום 20.3.2012 (מועד חתימת ההסכם) ותסתיים בתום 4 שנים.

מחיר הגז בהסכם נקבע על פי מחיר קבוע (כאשר עד לתום 24 חודש מחתימת ההסכם ישלם הרוכש תשלום מופחת) והשותפות מעריכה כי במידה ויתקבלו כל האישורים הנדרשים ויושלמו פעולות ההכנה הנדרשות באתר הקידוח (עד תום השנה הראשונה להסכם במידה ולא יושגו האישורים בתוך הזמן שנקבע בהסכם ההסכם יבוטל) יתקבלו בשלושת השנים של המכירות על פי ההסכם כ-4 מליון דולר.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך)

א. פעילות חיפוש ופיתוח בשטח חזקת ראש העין (המשך)

(5) 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 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 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 הגישה בקשה לאישור קידוחי מגד 6, 7 ו-8 בהתאם להרשאה. ביום 8.11.2012, התקבל פרוטוקול הועדה המחוזית מיום 22.10.2012 ובו החלטה לאשר את הבקשה לקידוחי מגד 6, 7 ו-8 כפי שהופקדו ובהתאם למספר תיקונים המפורטים בפרוטוקול. לאחר תאריך המאזן ביום 16.1.2013 קיבלה השותפות הודעה בדבר אישור בקשה לקידוח נפט ופעולות לשם קידוח נפט מהועדה המחוזית לתכנון ובניה מחוז מרכז. בעקבות קבלת האישור החלו העבודות להכנת השטח באתר מגד 6. קידוח מגד 6 צפוי להתחיל ברבעון השני 2013 והקידוח הבא כחצי שנה לאחר מכן, בעזרת ה'. ביום 5.6.2012 הוגשה עתירה ע"י אדם טבע ודין כנגד תוקף ההרשאה. בית המשפט העליון דחה ביום 24.12.2012 את העתירה האמורה.

(6) בהמשך לקבלת אישור הועדה המחוזית לביצוע קידוחי מגד 6, 7 ו-8 ובמסגרת ההיערכות הכוללת לפיתוח שדה מגד נבחנות על ידי השותף הכללי, בין היתר, האפשרויות העומדות בפני השותפות למימון פיתוח שדה מגד בצורה האופטימלית. השותף הכללי פועל לגיוס הון נוסף לשותפות באפיקים שונים 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). 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. 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. יודגש כי אין כל וודאות שיגויס הון נוסף לשותפות באחת מהדרכים האמורות.

**גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)
באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012**

(7) על-פי דוח שהוכן על-ידי Netherland and Sewell & Associates, Inc. (להלן: "NSAI"), אשר הוכן על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרוליום (SPE-PRMS), רזרבות הנפט (crude oil) בשדה מגד נכון ליום 31.12.2012, הינן כמפורט להלן:

חלק השותפות (Net) ²² MBBL	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	קטגוריית רזרבות
2,715.5	4,091.4	רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)
3,053.3	4,600.4	רזרבות צפויות (Probable Reserves)
5,768.8	8,691.8	סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
4613.0	6,950.5	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)
10,381.8	15,642.3	סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)

אזרה – 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 31.12.2012, הינם כמפורט להלן:

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

א. נפט

חלק השותפות 23(Net) MBBL	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	קטגוריית המשאבים המותנים
3,765	5,672	אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low) (Estimate)
10,495	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.

ב. גז נלווה

חלק השותפות 24(Net) MMCF	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MMCF	קטגוריית המשאבים המותנים
12,977	19,552	אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low) (Estimate)
31,651	47,688	האומדן הטוב ביותר (2C-Best) (Estimate)
66,249	99,817	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

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

23 אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.
24 אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

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 שיצטבר 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 ושוי מזומנים

<u>2011 בדצמבר 31</u>	<u>2012 בדצמבר 31</u>	
<u>אלפי \$</u>	<u>אלפי \$</u>	
47	102	מזומן בחשבון שוטף
11,831	11,233	פקדונות לזמן קצר בבנקים
<u>11,878</u>	<u>11,335</u>	

באור 5 - פקדונות

פקדונות בסך 8,012 אלפי \$ בבנק המיועדים לפרעון בשנת 2013 וכן פקדונות בסך 860 אלפי \$ המשמשים כבטוחה לערבות בנקאית שניתנה לספקים ונותני שירותים (ראה באור 12).

באור 6 - חייבים ויתרות חובה

<u>2011 בדצמבר 31</u>	<u>2012 בדצמבר 31</u>	
<u>אלפי \$</u>	<u>אלפי \$</u>	
25	133	ההרכב:
277	64	אגף המכס והמע"מ
10	-	מקדמות לספקים
<u>311</u>	<u>197</u>	אחרים

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 7 - רכוש קבוע

הרכב הרכוש הקבוע והפחת שנצבר בגינו, לפי קבוצות עיקריות, והתנועה בהם בשנת 2012:

סה"כ	שיפורים במושכר	ציד ומבנים ארעיים	כלי רכב	מחשבים, ציד משרדי	עלות
אלפי ש"ח	אלפי \$	אלפי \$	אלפי \$	אלפי \$	יתרה לתחילת שנה
1,168	34	753	180	201	תוספות
894	2	860	6	25	גריעות
(4)	-	(4)	-	-	סה"כ
2,058	36	1,610	186	226	
					<u>פחת נצבר</u>
					יתרה לתחילת שנה
200	1	92	74	33	תוספות
260	3	192	26	38	גריעות
(1)		(1)			סה"כ
459	4	283	100	72	
					1
					יתרה לסוף השנה
1,598	32	1,327	86	154	

הרכב הרכוש הקבוע והפחת שנצבר בגינו, לפי קבוצות עיקריות, והתנועה בהם בשנת 2011:

סה"כ	שיפורים במושכר	ציד ומבנים ארעיים	כלי רכב	מחשבים, ציד משרדי	עלות
אלפי \$	אלפי \$	אלפי \$	אלפי \$	אלפי \$	יתרה לתחילת שנה
649	9	200	233	207	תוספות
802	25	553	107	117	גריעות
(284)	-	-	(160)	(124)	סה"כ
1,167	34	753	180	201	
					<u>פחת נצבר</u>
					יתרה לתחילת שנה
361		28	203	129	תוספות
116	1	64	24	27	גריעות
(277)		-	(153)	(124)	סה"כ
200	1	92	74	33	
					יתרה לסוף השנה
967	33	661	105	167	

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 7 - רכוש קבוע (המשך)

<u>%</u>	<u>שיעורי הפחת</u>
6-15	ציד וריהוט
33	מחשבים
10	שיפורים במושכר
15	כלי רכב
10	מבנים ארעיים וציוד

באור 8 - נכסי נפט וגז

ברבעון הרביעי של שנת 2010 החלה השותפות להוון את הוצאות פיתוח הבאר הנ"ל לנכסים (ראה באור 2). נכון ליום המאזן נזקפה הפחתה של נכס הנפט על בסיס הערכת הרזרבות בבאר, ביחס לכמות הנפט שהופק בפועל.

באור 9 - ספקים ונותני שרותים

<u>2011 בדצמבר 31</u>	<u>2012 בדצמבר 31</u>	
<u>אלפי \$</u>	<u>אלפי \$</u>	<u>בחשבון פתוח:</u>
118	92	שטרות לפירעון
1,311	1,286	ספקים בארץ
443	2,145	ספקים בחו"ל
<u>1,872</u>	<u>3,523</u>	סה"כ חובות פתוחים

באור 10 - זכאים ויתרות זכות

<u>2011 בדצמבר 31</u>	<u>2012 בדצמבר 31</u>	
<u>אלפי \$</u>	<u>אלפי \$</u>	<u>ההרכב:</u>
418	294	רשות המיסים
74	183	עובדים ומוסדות בגין שכר
42	135	אחרים
<u>534</u>	<u>612</u>	

באור 11 - התחייבויות בגין הטבות לעובדים

א. תכניות הטבה לאחר סיום העסקה:

<u>2011 בדצמבר 31</u>	<u>2012 בדצמבר 31</u>	
<u>אלפי ש"ח</u>	<u>אלפי ש"ח</u>	
1,972	2,320	ערך נוכחי של מחוייבויות ממומנות
(880)	(1,422)	בניכוי שווי הוגן של נכסי התכנית
<u>1,092</u>	<u>897</u>	סך ההתחייבות בגין תכנית הטבה מוגדרת

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 11 - התחייבויות בגין הטבות לעובדים (המשך)

ב. התנועה במחוייבות בגין תכנית הטבה מוגדרת:

31 בדצמבר 2011	31 בדצמבר 2012	
אלפי ש"ח	אלפי ש"ח	
1,420	1,972	מחוייבות בגין תכניות הטבה מוגדרות ליום 1 בינואר
218	280	עלויות שירות שוטף
68	91	עלויות ריבית
(17)	(11)	הטבות ששולמו
283	(13)	הפסד (רווח) אקטוארי, נטו
<u>1,972</u>	<u>2,320</u>	מחוייבות בגין תכניות הטבה מוגדרות ליום 31 בדצמבר

ג. התנועה בנכסי התכנית:

31 בדצמבר 2011	31 בדצמבר 2012	
אלפי ש"ח	אלפי ש"ח	
495	880	שווי הוגן של נכסי התכנית ליום 1 בינואר
410	112	הפקדות ע"י המעסיק
-	(3)	הטבות ששולמו מנכסים
33	32	תשואה צפויה מנכסי התכנית
(58)	402	רווחים (הפסדים) אקטואריים שנזקפו, נטו
<u>880</u>	<u>1,422</u>	שווי הוגן של נכסי התכנית ליום 31 בדצמבר

ד. הוצאה שנזקפה לרווח והפסד:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2010	2011	2012	
אלפי ש"ח			
85	218	280	עלויות שירות שוטף
62	68	91	עלויות ריבית
24	343	(415)	רווחים (הפסדים) אקטואריים
(23)	(33)	(32)	תשואה צפויה על נכסי התכנית
<u>148</u>	<u>595</u>	<u>(75)</u>	

ה. תשואה בפועל:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2010	2011	2012	
אלפי ש"ח			
46	(25)	434	התשואה בפועל על נכסי התכנית

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 11 - התחייבויות בגין הטבות לעובדים (המשך)

1. ההנחות האקטואריות העיקריות למועד הדיווח לפי ממוצע משוקלל:

2010	2011	2012	
%	%	%	
4.79	4.64	4.14	שיעור ההיוון ביום 31 בדצמבר
5.08	4.79	4.64	תשואה צפויה על נכסי תכנית ליום 1 בינואר
5.08	4.79	4.64	תשואה צפויה על נכסי הטבות לעובדים שאינם נכסי תכנית ליום 1 בינואר
5.87	5.51	5.65	שיעור עליות שכר עתידיות

2. נתונים היסטוריים:

ליום 31 בדצמבר				
2009	2010	2011	2012	
באלפי ש"ח				
1,226	1,420	1,972	2,320	ערך נוכחי של המחוייבות בגין תכנית הטבה מוגדרת
449	495	880	1,422	שווי הון של נכסי התכנית
(777)	(925)	(1,092)	897	גרעון
(77)	3	309	(102)	התאמות להתחייבויות מניסיון העבר
70	23	(59)	402	התאמות הנכסים הנובעות מניסיון העבר

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 12 - 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 ויונצלו 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 שיחולקו לבעלי היחידות יגיע לסכום "החזר השקעה" המוגדר בהסכם השותפות כ"סך כל הכספים שהוכנסו להון השותפות המוגבלת על ידי השותפים מעת לעת כשהם מחושבים בדולרים של ארה"ב לפי השער היציג שהתפרסם על ידי בנק ישראל בתאריכים השונים בהם הוכנסו הסכומים להון השותפות המוגבלת". נכון ליום 31.12.2012 סכום החזר ההשקעה הינו - 84,299,081 דולר.

בשנת הדוח נזקף לזכות השותף הכללי, בגין תמלוגים שהוא זכאי להם ושלא נמשכו על ידו, בסך של כ-4,206 אלפי דולר בגין מכירת הנפט בשנת 2012. סכום זה סווג כהתחייבות לזמן ארוך צמוד דולר. לדעת הנהלת השותפות לא ניתן להעריך את מועד הפירעון של ההתחייבות האמורה.

(2) השותף הכללי ינהל את השותפות המוגבלת וכן יהיה המפעיל בפעולות חיפושי נפט בשטחים שבהם יש לשותפות המוגבלת אינטרס ויהיה זכאי להתמנות כמפעיל בשטחים שבהם יהיה לה אינטרס בעתיד. השותף הכללי יהיה זכאי לגבי שטח שבו הוא משמש כמפעיל ל"דמי מפעיל" (לרבות גם ממשותפים אחרים, אם יהיו) בשיעור של 7.5% מההוצאות בגין פעולות חיפושי נפט אך לא פחות מ - 22,000 דולר ארה"ב (לא כולל מע"מ) לחודש (החישוב הנ"ל נעשה על בסיס חודשי).

במקרה של תגלית, אם תהינה 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 15 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 הדירקטורים בשותף הכללי (הן שכר דירקטורים והן שכר אחר). בכל יתר ההוצאות הכרוכות בניהול השותפות המוגבלת תשא השותפות המוגבלת.

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 ברשיון 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. התחייבות בסך 2,912 אלפי ש"ח מקפה בשנת 2011 בגין החבות.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 12 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך)

ביום 1 בספטמבר 1993 נתקבלה מאת משרד האנרגיה הערכה לפיה סה"כ העלות הנומינלית של הקיים האמורים הינה 1,456 אלפי ש"ח (הסכום המתואם לאינפלציה עד 31.12.12 כ-3,176 אלפי ש"ח). עם זאת, הערכה זו אינה בגדר קביעה. קביעתו של משרד האנרגיה והמים בנוגע לעלות יצירת המידע לענין ההתחייבויות הנ"ל תעשה רק בעתיד. בשנת 2005 קיבל השותף הכללי על עצמו התחייבות נוספת בקשר לקווים סיסמיים נוספים שהתקבלו. לגבי העלות של קווים סיסמיים אלו טרם נתקבלה הערכה.

השותפות ביצעה בשנת 2011 הפרשה בגובה 2,912 אלפי ש"ח בגין ההתחייבות האמורה מיום 1.9.93.

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. עלות הפוליסה הינה כ-23 אלפי דולר.

ה. ביום 29 בפברואר 2000, נחתם הסכם בין השותפות המוגבלת לבין חברה אוסטרלית MILLENIUM QUEST PTY LTD. (להלן: "החברה") לפיו בתמורה לסך של 100,000 דולר אשר שולם לשותפות המוגבלת, העבירה לה השותפות המוגבלת זכות השתתפות בשיעור של אחוז אחד (1%) ברישיון ראש העין 224 מערב (אשר החל מחודש אפריל 2004 הוחלף לחזקה I/11).

מנהל הקידוחים ואחיו (שאינם בעלי עניין בשותף הכללי) הינם דירקטורים ובעלי מניות בחברה. בהתאם להסכם בתוך 21 ימי עסקים מסוימו של כל רבעון תשלח השותפות המוגבלת לחברה את חלקה היחסי ברווח הנקי, כפי שהוגדר בהסכם, המבוסס על שיעור זכויות ההשתתפות שיוחזקו בידי החברה באותה עת. כמו כן, לאחר שסכום הרווח הנקי, כהגדרתו בהסכם, שיתקבל על ידי החברה ישתווה לסכום הכולל שישולם על ידה לשותפות המוגבלת בתמורה לרכישת הזכויות והסכומים שהושקעו על ידה בקידוח מגד 3, תקבל החברה את חלקה היחסי ברווח הנקי בניכוי חלקה היחסי בתמלוגים שישולמו לשותף הכללי (התמלוגים שנקבעו הם 20% מחלקה של החברה מערך הנפט על פי הבאר או הערך על פי הבאר של הנפט ו/או הגז ו/או חומרים בעלי ערך אחרים שיופקו או ינוצלו מנכסי הנפט בשטח הרישיון שישולמו לשותף הכללי). החלק היחסי ברווח הנקי ובתמלוגים יהיה מבוסס על שיעור זכויות ההשתתפות ברישיון 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 ברישיון ראש העין/244 (רישיון זה הוחלף כמתואר לעיל בחזקת I/11) עד המאוחר מבין השנים: יום 30 ביוני 2005 או השלמת הקידוח האופקי במגד 4 והמבחנים. ביום 30.11.05 החליט דירקטוריון השותף הכללי להאריך את הפטור האמור של החברה האמורה מתשלום חלקה בהוצאות עד לאחר השלמת קידוח מגד 5. לאחר סיום שלב הקידוח ביום 15 בינואר 2010 האריך השותף הכללי את הפטור גם לתקופת המבחנים. בנוסף לפטור מתשלום הוצאות כאמור לעיל קיבל מנהל הקידוח גם שכר כפי שקיבל קודם להסכם האמור. מיום 1.7.2011 אחוז אחד מההכנסות וההוצאות הקשורות לחזקת ראש העין נגרע מדו"ח הרווח הכולל של השותפות והוצג ביתרת הזכאים.

בין השותפות לבין החברה האמורה מתנהל מו"מ לקראת 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.

ו. לפי תקנון והנחיות הבורסה לניירות ערך בתל אביב, ניתן למחוק מהמסחר שותפות מוגבלת אם במשך תשעה חודשים רצופים רוב הוצאותיה אינן הוצאות חיפוש ופיתוח כמשמעותן בתקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפושי נפט) התשמ"ט - 1988.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 12 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך)

ז. 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. כמו כן נקבע כי על בעלת החזקה להציג לאישור הממונה הוכחה לקיום ביטוח בהיקף שיכסה נזקים לסביבה היבשתית כתוצאה מפעילות המתבצעת במסגרת החזקה.

(2) רשיון מכבי

רשיון מכבי התקבל בחודש יוני 2006 לתקופה של 3 שנים. הוא משתרע על שטח של כ - 110 קמ"ר. בחודש נובמבר 2009 הוארך תוקף הרשיון עד ליום 1.7.2010. ביום 31.7.2010 הוארך תוקף הרשיון עד ליום 15.6.2011. ביום 15.6.2011 הוארך תוקף הרשיון עד ליום 15.10.2011 וביום 13.11.2011 הוארך תוקף הרשיון עד ליום 15.10.2012. ביום 25.10.2012 קיבלה השותפות אורכה לתוקף רשיון מכבי/330 עד ליום 15 באפריל 2013.

במכתב האורכה שנתקבל מאת הממונה על עניני הנפט נכתב כי בתקופת ההארכה על השותפות לבצע את תכנית העבודה כדלקמן:

1. עדכון המודל הגיאולוגי של שדה מגד בשטח הנמצא ברישיון מכבי על פי נתונים מקידוח מגד 6- והגשת דוח עד ל-15.4.2013.
 2. הכנת תוכנית קונספטואלית לקידוח בשטח הרישיון והגשה לממונה עד ל-15.4.2013.
- יש לציין שקיים קושי בהשגת האישורים לקידוח בשטח הרישיון בהיותו שטח אש אשר חלות עליו מגבלות חמורות במיוחד.
- בישיבת מועצת הנפט שהתקיימה לאחר תאריך המאזן ביום 15.1.2013 המליצה המועצה לשר להוסיף חלק משטח רישיון מכבי לחזקת ראש העין בהתאם לסעיפים 48 ו- 49 לחוק הנפט. כמו כן, לשם עמידה במגבלות השטח הקבועות בחוק, ממליצה המועצה לגרוע שטח בגודל דומה מחזקת ראש העין. השטח שעליו הומלץ כי יתווסף לחזקת ראש העין, הינו שטח שהומלץ מבחינה גיאולוגית בהתאם לעמדת גורמי המקצוע והוועדה המקצועית (ולא כל השטח שהתבקש מלכתחילה על ידי גבעות עולם).
- השותפות טרם קיבלה את החלטת השר בעניין ואת היקף השטחים שיוחלפו כאמור.

ח. חתימה על הסכם לביצוע שני הקידוחים הבאים של השותפות

ביום 23.9.2012 חתמה השותפות על הסכם עם חברת קידוחים הרשומה ברומניה בשם S.C. DAFORA GROUP S.A. (להלן - "הקבלן") שעיקריו מפורטים להלן:-

1. שרותי הקידוח - בהסכם הוגדרה תכנית עבודה מחייבת לגבי קידוח שתי בארות וכן נקבע, כי אם במהלך תקופת ההסכם, תבקש השותפות לקדוח ולהשלים בארות נוספות באמצעות הקבלן, תכנית קידוח הנוספת תהפוך לחלק מההסכם²⁵, וכן כי הקבלן לא יסרב לבצע תכנית קידוח נוספת, ככל שתכנית כאמור תוגש לקבלן לפחות 30 ימים לפני שתשחרר מכונת הקידוח מן הבאר האחרונה על פי תכנית הקידוח, ושלא תגרום לקבלן להפדת הסכם מול צדדים שלישיים. קבלן הקידוח מסר לשותפות כי מכונת הקידוח מתאימה לביצוע הקידוחים.
2. מועד תחילת הקידוח הראשון - ביצוע הקידוח מתוכנן ליום 15.2.2013, בכפוף להשגת כל האישורים הנדרשים ואישורי העסקה בישראל לעובדי הקבלן, כמפורט בפסקה 3 להלן. (בשל עיכובים בקבלת אישור הועדה המחוזית נדחה מועד תחילת הקידוח לרבעון השני 2013)
3. אספקת ציוד ושירותים וצוות מקצועי - בהסכם נקבעה החלוקה בין הצדדים לגבי אספקת הציוד והשירותים לצורך ביצוע הקידוחים וכן הוראות לגבי כח האדם והצוות המקצועי. הוסכם, בין היתר, כי הצדדים יפעלו ביחד להשגת אישורי העסקה בישראל של עובדי הקבלן באתר הקידוח (להלן: "אישורי העבודה") ונקבעה חלוקת העלויות בין הצדדים בנושא זה.

²⁵ תכנית הקידוח הראשונית של שתי הבארות הראשונות צורפו להסכם, והקבלן אישר יכולתו לבצען.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

4. תשלומים - בהסכם מפורטים התשלומים שישולמו לקבלן, המחושבים על בסיס תעריפים של ימי עבודה, שבתות וחגי ישראל, שירותים וכן חומרים, ציוד ועוד המסופקים על ידי הקבלן. כן נקבעו הסדרים בגין הקצבת זמן להשבתת מכונת הקידוח לצורך תחזוקה, שיהיו בעבודה שנגרם בגלל הקבלן, וכדומה. כן נקבע כי התעריפים שנקבעו בהסכם יהיו מחייבים לשני הקידוחים הראשונים ולשני קידוחים נוספים (ככל והשותפות תממש את האופציה לבצעם בהתאם להסדר המפורט בסעיף 1 לעיל) וכן פורטו תנאי התשלום.

5. אחריות - בהסכם נקבעו הוראות המפרטות את חלוקת האחריות בין הצדדים בהתייחס לציוד וכח האדם, וכן ביחס לאירועים ותקלות במהלך עבודות הקידוח.

6. ביטוחים - במסגרת ההסכם התחייב הקבלן להחזיק בכל תקופת ההסכם, על חשבוננו, ביטוחים שונים ובסכומים המפורטים בהסכם, וכן לדרוש מכל קבלני המשנה שלו להחזיק בכיסוי ביטוחי דומה שגבולותיו אינם פחותים.

7. הדין החל - על ההסכם יחולו דיני מדינת ישראל.

8. ההסכם כולל הוראות נוספות בנושאים שונים, בין היתר, מקרים של כח עליון, הוראות בטיחות, בריאות ורווחה, הגנת הסביבה, בוררות ועוד.

לפרטים בדבר האישורים הנדרשים לביצוע הקידוחים ומיקומם ראו סעיף 1 (א) לעיל.
נכון למועד חתימת הדוחות מגדל הקידוח של קבלן הקידוח ועובדיו מצויים מחוץ לישראל.

ט. אחסון הנפט המופק

כחלק מההיערכות לקראת המשך פיתוח שדה מגד, השותפות חתמה ביום 11.10.2012 על הסכם שכירות של מיכל אחסון נפט שנועד להתאים ליכולות ההפקה העתידיות של השותפות. המיכל האמור נועד להחליף את המיכל שבו עשתה השותפות שימוש עד לאותו מועד, שכן אין אפשרות להאריך את תקופת השכירות שלו וגודלו עשוי שלא להספיק לפעולות ההפקה העתידיות.

במיכל האחסון שנשכר כאמור ביום 11.10.12 ניתן לאחסן עד ל-300,000 חביות נפט. בשל גודלו של המיכל ובשל צרכים תפעוליים היה צורך להזרים למיכל כמות נפט התחלתית מינימאלית של כ-36,000 חביות שרק לאחריה ניתן לעשות שימוש מסחרי במיכל ולהזרים ממנו נפט שיימכר לצד ג'. מאמצע חודש אוקטובר 2012 ועד לסוף חודש פברואר 2013 לא בוצעו מכירות של נפט על ידי השותפות וכל הנפט שהופק מקידוח מגד 5 הוזרם למיכל. בשל שיקולים תפעוליים הודיעה השותפות למשכיר לאחר תאריך המאזן, בחודש פברואר 2013, כי לא תוכל להמשיך ולעשות שימוש במיכל וכי היא מבטלת את ההסכם. במהלך חודש מרץ 2013 מכרה השותפות את הנפט שאוחסן במיכל האמור.

השותפות חזרה לאחסן את הנפט במיכל הקודם ולמכור את הנפט המופק. השותפות פועלת למציאת מיכל חלופי.

גבעות עולם חיפוי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 13 - מגבלות חקיקה-

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

חיפוי נפט בישראל מוסדרים בעיקר בחוק הנפט, תשי"ב-1952 (בפרק זה: "החוק" או "חוק הנפט"), ובתקנות שהותקנו מכוחו. החוק מתנה עיסוקו של אדם בחיפוש או הפקה של נפט בהרשאה מוקדמת שתינתן על ידי נציגיה המוסמכים של המדינה לפעילות כאמור. החוק קובע, בין היתר, כי לא יחפש אדם נפט אלא על פי "היתר מוקדם", "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 החזקה וההפקה, וכן מתן חזקה על דרך של הצעות מתחרות.

2. הנחיות הממונה על ענייני הנפט

להלן בסעיף זה 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

3. 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 לדיון 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 7 לחוק הנפט ובתקנה 5 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 לחיפוי נפט בים), התשס"ו-2006 (להלן: "תקנות לחיפוי בים"). מבלי לגרוע מכלליות האמור לעיל, על הבקשות לקבלת זכויות (לרבות היתרים מוקדמים) לכלול, בין היתר:

א. רשימת קואורדינטות ברשת ישראל חדשה ומפת השטח המבוקש, תאור הרקע הגיאופיזי/גיאולוגי לבקשה, תוכנית עבודה עם לוח זמנים לביצוע בשלבים והערכת עלות הביצוע.

ב. הרקע המקצועי של הצוות: הרכב הקבוצה המגישה בקשה לנכס נפט חייב לכלול (א) חברה או קבוצה אשר בה לפחות אחד בעל השכלה באחד התחומים הבאים: גיאולוגיה, גיאופיסיקה, אקוספלורציה, הנדסת קידוחים, הנדסת מאגרים והנדסת הפקה, וניסיון בתחום של 10 שנים לפחות, (ב) מפעיל (חברה או קבוצה) בעל ניסיון בניהול וביצוע פרויקט אחד לפחות בתחום חיפוי או הפקה נפט או גז בהיקף של 10 מליון דולר - לזכות ביבשה ו- 100 מליון דולר - לזכות בים.

ג. על הקבוצה להציג הסכמים שנחתמו בין כל השותפים לבקשה וכוללים התחייבות לביצוע הפרויקט נשוא הבקשה, ולהציג הסכמה של השותפים על מפעיל מתוך חברי הקבוצה.

ד. 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

ה. הוכחת יכולת כלכלית והוכחה למקורות הכספיים העומדים לרשות המבקש, על פי סעיף כדלקמן.

ו. בקשות לרשיונות תכלולנה פרוספקט לקדיחה בשטח המבוקש.

ז. בקשות לזכות קדימה תכלולנה התחייבות לביצוע תוכנית העבודה ולהשקעת הסכום הנדרש בחיפוי הנפט בהתאם לסעיף 7 לחוק הנפט.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 13 - מגבלות חקיקה-

- ח. 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.
- ט. 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.
- י. בבקשות לאישור שעבוד – יצורף הסכם שעבוד (הסכם חתום מותנה באישור הממונה, או טיוטה סופית מאושרת בידי הבנק) ופירוט תנאי השעבוד. מובהר – אישור לשעבוד איננו אישור למימוש שעבוד.

להלן פירוט היכולות הכלכליות הנדרשות ביחס לקידוחים ביבשה:

- א. 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.
- ב. 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.
- ג. 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 מעין בדוחות הכספיים. כן יובאו בחשבון בקשות נוספות שהוגשו לקראת הדיון למועצה.
- בהודעה צוין כי אין באמור בהודעה זו כדי לגרוע מדרישה כלשהי שמקורה בדיון אף אם דרישה זו אינה נזכרת במפורש בהודעה זו.

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

- א. ניסיון של החברות או הקבוצות המבקשות;
- ב. עמידת המבקשות בעבר בביצוע תכניות עבודה בזכויות לפי חוק הנפט;
- ג. תכנית העבודה, ובכלל זה רקע גיאולוגי, לוח הזמנים, היקף (שטח ועומק) ואינטנסיביות הסקרים המתוכננים ומידת ההשקעה;
- ד. שיקולים של טובת המשק לרבות שיקולי תחרות.
- 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.

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

- א. בקשות לפי סעיף 76 לחוק הנפט יידונו בהתאם להודעה ולתנאים המפורטים בהנחיות שפרסם הממונה על ענייני הנפט במשרד התשתיות הלאומיות.
- ב. בקשות יש להגיש בהתאם להוראות הדיון ובהתאם לפרטים ולתנאים המפורטים בהנחיות מרץ 2010 (המתוארות לעיל), על פי העניין, ובהתאם להבהרות המפורטות להלן:
- ג. 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

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 13 - מגבלות חקיקה-

לכלול מפעיל, כהגדרתו להלן, אשר יהיה שותף בזכות הנפט המבוקשת בשיעור של 5% לפחות. "מפעיל" – תאגיד בעל נסיון בניהול, פיקוח וביצוע של חיפושי נפט. המפעיל יהיה האחראי לביצוע כל הפעולות המקצועיות הקשורות לחיפושי הנפט בזכות בה הוא שותף.

ד. המפעיל לענין זכות יבשתית יהיה בעל ניסיון בביצוע חיפושי 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.

5. מגבלות על העברת זכויות ברשיונות לחיפושי נפט

• ביום 15.9.2010 משרד התשתיות הלאומיות פרסם הודעה לפיה הוא שוקל את המדיניות לענין 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 לענין אישורים לפי סעיף 76 לחוק הנפט, לפיהן הודיע על המדיניות המתוכננת לענין 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) לענין 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", כשמשעותם 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 חיפושי 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 לרשיונות התקפים פחות משנה, אלא אם במהלך שנה זו הושקעו על ידי בעל הזכות (להלן: "המעביר"), לפחות 25% מעלות תוכנית העבודה הכוללת);

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 13 - מגבלות חקיקה-

- (6) גובה ההשקעה בתוכנית העבודה ואופן ביצוע אבני הדרך של התכנית;
- (7) פרק הזמן שנוטר עד לתום תקופת הזכות (ככלל לא תאושרנה בקשות לגבי זכויות אשר הזמן שנוטר 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.
- הציבור הוזמן, להציג את עמדותיו בנידון למשרד הממונה על ענייני הנפט. 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.
6. 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 נפט תוך קביעת תנאים מנחים לפיהם הממונה רשאי לקבל בקשה כאמור, להתנותה בתנאים שונים או לדחותה. משרד התשתיות הודיע כי ניתן להגיש הערות לתקנות עד ליום 30.6.2011. להערכת השותפות, אישור התקנות האמורות בנוסח דהיום, אם וככל שתתקבלנה, עלולה להשפיע לרעה על הפעילות בתחום החיפוש וההפקה של נפט בישראל ובכלל זה על פעילות השותפות.
7. ביום 26.1.2011 פרסם הממונה הנחיות להגשת בקשות לדין בישיבת מועצת הנפט שהתכנסה לדין במחצית השנייה של חודש מרץ 2011. בהנחיות הובהר, כי בקשות לפי סעיף 76 לחוק הנפט יידונו בהתאם להודעה שפורסמה על ידי הממונה ביום 20.10.10 כמפורט לעיל. כן הובהר, כי יש להגיש את הבקשות בהתאם להוראות הדין ובהתאם לפרטים ולתנאים המפורטים בהנחיות הממונה האמורות לעיל מיום 9.3.10 (להלן: "ההנחיות"), על פי העניין, ובהתאם להבהרות המפורטות להלן:
- (1) לעניין בקשות לרישיונות מכח זכות קדימה, בקשות להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט ובקשות לתוספת שטח לפי סעיף 49 לחוק הנפט, אשר תוכנית העבודה הכוללת ביחס לשטח נושא הזכות המבוקשת (לרבות קידוחים) (עולה על מיליון דולר תידרש הקבוצה אשר תהיה בעלת הזכות לכלול מפעיל, כהגדרתו להלן, אשר יהיה שותף בזכות הנפט המבוקשת בשיעור של 5% לפחות. "מפעיל" - תאגיד בעל נסיון בניהול, פיקוח וביצוע של חיפושי נפט. המפעיל יהיה האחראי לביצוע כל הפעולות המקצועיות הקשורות לחיפושי הנפט בזכות בה הוא שותף.
- (2) המפעיל יידרש לעמוד בתנאים המפורטים להלן:
- המפעיל לעניין זכות יבשתית יהיה בעל ניסיון בביצוע חיפושי 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.

גבעות עולם חיפוי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 13 - מגבלות חקיקה-

8.

הנחיות הממונה להגשת בקשות לרישיונות חיפוש נפט ביבשה

ביום 11.6.2012 פרסם הממונה הנחיות להגשת בקשות לרישיונות חיפוש נפט ביבשה, להתייחסות הציבור. בהנחיות נקבע, בין היתר, כי על המבקש להציג צוות מקצועי אשר ינהל את פעילות החיפוש ברישיון אשר יכלול, לכל הפחות, את אנשי המקצוע המפורטים בהנחיות. כמו כן, על המבקש להציג יכולת כלכלית לפי חלקו היחסי ברישיון, שסכומה הכולל הינו מלוא עלות ביצוע תוכנית העבודה ברישיון ללא קידוח, בתוספת 50% מהערכת עלות ביצוע הקידוח, ובכל מקרה לא פחות מ-5 מיליון דולר עבור הרישיון המבוקש. המבקש יצרף להצעתו ערבות בנקאית או ערבות מחברת ביטוח בסך של 100,000 ש"ח.

הבקשה תכלול פרטים הנוגעים לרישיון, לרבות תכנית העבודה המוצעת ועלותה, ותיאור "מתווה" (Lead) לביצוע קידוח אחד לפחות. לאחר הגשת בקשה, הממונה יפרסם לציבור מידע בדבר השטח המבוקש, כך שתינתן לגורמים נוספים הזדמנות להגיש בקשה לחיפוש בשטח. על הזוכה ברישיון להגיש ערבות בנקאית בגובה 10% מעלות תכנית העבודה המוצעת להבטחת עמידתו בתכנית העבודה. תוך חודש מקבלת הרישיון, יגיש מקבל הרישיון את הסכם שיתוף הפעולה הסופי (JOA) בין החברים לקבוצה וכן כל עדכון או תיקון שלו.

מגיש הבקשה יחוייב למלא שאלון בנוגע לקשריו ולקשרי יועציו עם הרפובליקה האירנית. כן פורסמו סייגים שונים בנוגע להענקת הרישיונות.

ערבויות ביצוע

9.

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 חשיבות 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 פרסם על-ידי משרד האנרגיה והמים נוסח של הנחיות הממונה להגשת ערבויות ביצוע (להלן בסעיף זה "ההנחיות") לפיהן הוחלט לדרוש מהמחזיקים בזכויות לפי חוק הנפט, ערבויות ביצוע להבטחת עמידה בהוראות הדין, בהוראות הזכות, לרבות תכנית העבודה וכן עמידה בדרישות הממונה. על פי הפרסום באתר משרד האנרגיה והמים, ההנחיות מפורסמות במקביל לשימוע של הציבור, (את הערות הציבור ניתן היה להעביר עד לתאריך 15.11.2012). במועד דוח זה קיימת אי בהירות בדבר תוקפן המחייב של ההנחיות ובדבר הנוסח הסופי של ההנחיות לאחר השימוע הציבורי כאמור לעיל.

להלן עיקרי ההנחיות הנוגעים לרישיונות ביבשה:

רישיונות חדשים ביבשה טרם מסירת רישיון חדש ביבשה יש להפקיד במשרדי אגף הנפט במינהל אוצרות טבע, ערבות ביצוע בגובה 10% מעלות תוכנית העבודה כולל קידוח ראשון.

רישיונות קיימים ביבשה - חובה על כל בעלי הרישיונות הקיימים להפקיד במשרדי אגף הנפט ערבות ביצוע בגובה 10% מיתרת עלות תוכנית העבודה העתידית לרישיונות וזאת עד לתאריך המוקדם מבין האפשרויות הבאות:

- א. יום הגשת בקשה להארכת הרישיון
- ב. יום הגשת בקשה להעברת זכויות
- ג. יום הגשת בקשה לשינוי תוכנית העבודה
- ד. 28.2.2013

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

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 13 - מגבלות חקיקה-

א. 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.

ב. 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.

10. ערבויות למניעת נזקים

ביום 9.12.2012 התקבלה במשרד האנרגיה והמים החלטה לפיה בעלי רישיונות לחיפושי 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 החלטה התקבלה על מנת להגביר ולהדק את הפיקוח והאכיפה בתחום ולאור חשיבותו העצומה של ענף חיפושי 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, העלולים להיגרם עקב פעילותו של בעל הזכות במהלך ביצוע תוכנית העבודה ובכלל זה כל נזק אשר עלול להיגרם מאי ביצוע של נטישת קידוח כראוי בעת סיומו על פי הפרסום באתר משרד האנרגיה והמים, ההנחיות מפורסמות במקביל לשימוע של הציבור, וכי את הערות הציבור יש להעביר עד לתאריך 1.1.2013. לאור האמור לעיל, במועד דוח זה קיימת אי בהירות בדבר תוקפן המחייב של ההנחיות ובדבר הנוסח הסופי של ההנחיות לאחר שימוע הציבור כאמור לעיל.

להלן עיקרי ההנחיות הנוגעות לרישיונות בחזקות ביבשה:

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

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

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

עוד נכתב בהחלטה כי מדובר בסדרה שנייה של הנחיות, מתוך מכלול רחב של הנחיות, אשר יובילו להגברת הפיקוח והבקרה וכן לשמירה על הסביבה. לשם כך, פועל משרד האנרגיה והמים במנגנון משולש, הכולל: ערבות ביצוע (ראו סעיף (7) לעיל), ערבות נזקים ופוליסות ביטוח. במועצות הנפט הקרובות יובאו לדיון הנחיות לפוליסות ביטוח. לאור האמור לעיל, במועד תשקיף זה קיימת אי בהירות בקשר לעלויות ולדרישות הנוספות הכרוכות בהנחיות אלו.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

הגנת הסביבה

11.

א. ביום 14 במארס 2011 פרסם המשרד להגנת הסביבה הנחיות ראשוניות להגנת הסביבה לקידוחי נפט וגז וביום 22 במארס 2011 הונחה על שולחן הכנסת הצעת חוק הנפט (תיקון - הגנת הסביבה), התשע"א - 2011, אשר מתייחסים לפיקוח מוגבר ודרישה לקיום אמצעי מניעת דליפה וטיפול בדליפה כתנאי לקבלת וחיידוש רישיון קידוח וחיפושי נפט. מדובר בהצעת חוק שטרם אושרה, ואשר טרם ניתן להעריך את השפעתה על השותפות.

ב. 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.

ג. ביום 9.1.2012 פרסם משרד האנרגיה והמים טיוטא של קוד סביבה ובטיחות לחיפושי 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.

12.

הצעת חוק לתיקון פקודת השותפויות לעניין ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית

ביום 11 בנובמבר 2012 פורסמה הצעת חוק לתיקון פקודת השותפויות לעניין ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית. בדברי ההסבר להצעת החוק צוין, בין היתר, כי הצעה זו מובאת על רקע הגידול המשמעותי בשנים האחרונות בהיקף גיוס ההון מהציבור באמצעות הבורסה לניירות ערך בת"א בע"מ על ידי שותפויות העוסקות בתחום חיפושי נפט וגז. עוד צוין בדברי ההסבר כי כללי הממשל התאגידי החלים על השותפויות המוגבלות הנסחרות, מכוח הוראות הפקודה, תקנון הבורסה והסכם הנאמנות, הינם חסרים, לא מעודכנים, ואינם מספקים הגנה ראויה לאינטרסים של ציבור המשקיעים. לאור זאת נועדה הצעת החוק להרחיב ולעדכן את מנגנוני הממשל התאגידי בשותפויות מוגבלות שהציעו לציבור יחידות השתתפות

ולהבטיח הגנה ראויה על עניינם של ציבור בעלי יחידות השתתפות. זאת, תוך התאמה ככל שניתן לכללי הממשל התאגידי החלים על חברות ציבוריות לפי חוק החברות, בהתאמות הנדרשות בשל המאפיינים הייחודיים של התאגדות באמצעות שותפות להבדיל מחברה. לדוגמה, הצעת החוק מתייחסת, בין היתר, לנושאים הבאים: קביעה שהשותף הכללי בשותפות מוגבלת ציבורית יהיה חברה שהתאגדה בישראל, ועיסוקה הבלעדי הוא ניהול עסקי השותפות המוגבלת, החלת ההוראות וההגבלות החלות על דירקטורים בחברה ציבורית גם על דירקטורים בחברת השותף הכללי, הוראות לגבי כינוס ישיבות הדירקטוריון, חובת מינוי ועדת ביקורת ומינוי מנהל כללי, אישור תנאי כהונתם והעסקתם של נושאי המשרה בחברת השותף הכללי, חובת מינוי דירקטורים חיצוניים, תנאי כשירות דירקטורים חיצוניים, מינוי הדירקטורים החיצוניים על ידי האסיפה הכללית בידי רוב מקרב בעלי יחידות ההשתתפות שאינם השותף הכללי או גורמים הקשורים, גמול והחזר הוצאות לדירקטורים חיצוניים, משך כהונה של דירקטורים חיצוניים, הפסקת כהונה של דירקטורים חיצוניים, החלת מגבלות על דירקטורים ונושאי משרה בשותף הכללי בנושאים הבאים: חובת כשירות לביצוע התפקיד והצהרה על כך; איסור על כהונה של מי שהורשע בפלילים או אם הטילה ועדת האכיפה המינהלית אמצעי אכיפה האוסר עליו לכהן כדירקטור בחברה ציבורית; פקיעת כהונה עקב ביצוע עבירה או עקב החלטה של ועדת האכיפה המינהלית להטיל על אדם אמצעי אכיפה האוסר עליו לכהן כדירקטור בכל חברה ציבורית; פקיעת כהונה אם מצא בית משפט כי הוא הורשע בעבירה בבית משפט מחוץ לישראל; תאגיד לא יהיה כשיר לכהן כדירקטור; לא ימונה ולא יכהן כדירקטור חליף מי שאינו כשיר להתמנות כדירקטור וכן מי שמכהן כדירקטור או כדירקטור חליף. וכן נושאים נוספים כפי שמפורט בהרחבה בהצעת החוק.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

.13

עיצום כספי

ביום 5.4.2012 קיבלה השותפות דרישה לעיצום כספי מרשות ניירות ערך בשל הפרה של סעיף 12 ושל סעיף 12 ו' להנחיית הדיווח (מכתב הדרישה המלא פורסם בדו"ח מיידי מיום 5.4.2012) סה"כ סכום העיצום הכספי שהוטל ושולם ע"י השותפות הינו 188,400 שקלים חדשים ונרשם בספרים כהוצאה בתקופת הדיווח. יחד עם זאת, ביום 01.08.2012 הגישה השותפות לבית המשפט המחוזי בתל-אביב עתירה מינהלית לביטול דרישת רשות ניירות ערך מאת השותפות לתשלום עיצום כספי. העתירה המינהלית נקבעה לדיון מקדמי ליום 9.12.12 בפני כב' השופטת רות רונן. ביום 13.11.12 הודיעה רשות ניירות ערך לשותפות כי החליטה לבטל את הדרישה לעיצום כספי האמור וכי סכום העיצום יושב לשותפות. החזר העיצום התקבל ונרשם בספרי השותפות ברבעון האחרון של שנת 2012. בעקבות הודעת הרשות הוגשה לבית המשפט המחוזי בתל-אביב, בקשה מוסכמת למחיקתה, ללא צו להוצאות, של העתירה המינהלית שהגישה השותפות.

.14

שיעבודים וערבויות

להבטחת התחייבויות השותפות המוגבלת לספקים ונותני שירותים שונים, נמסרו ערבויות בנקאיות בסך כולל של 1,161 אלפי שדולר (ראה באור 5 לעיל).

.15

ועדת צמח

בחודש אוקטובר 2011 הוקמה ועדה לבחינת מדיניות הממשלה בנושא משק הגז הטבעי בישראל ופיתוחו העתידי בראשות מר שאול צמח, מנכ"ל משרד האנרגיה והמים (להלן - ועדת צמח), שמטרתה כדלקמן - (1) בחינת מודלים של מדיניות ממשלתית במשק הגז הטבעי במדינות בעלות סממנים דומים, תוך לקיחה בחשבון של המאפיינים הגיאופוליטיים הייחודיים למדינת ישראל; (2) בחינה וניתוח של היצע - ביקוש מקומי על בסיס תרחישים מגוונים; (3) בחינת המדיניות הרצויה לעידוד ותמרוץ אקספלורציה בתחום הגז הטבעי ולפיתוח משק הגז הטבעי בישראל וכן לשמירת עתודות לאספקת התצרוכת המקומית ולייצוא גז טבעי.

באור 14 - הון השותפות

א. ההרכב:

<u>31 בדצמבר 2011</u>	<u>31 בדצמבר 2012</u>	<u>משקיעים אחרים*</u>	<u>השותף הכללי</u>	<u>השותף המוגבל</u>	
<u>אלפי \$</u>	<u>אלפי \$</u>	<u>אלפי \$</u>	<u>אלפי \$</u>	<u>אלפי \$</u>	
84,299	84,299	100	8	84,191	הון השותפות
(62,019)	(62,445)	-	(6)	(62,439)	בנכוי הפסד נצבר
-----	-----	-----	-----	-----	
22,280	21,854	100	2	21,752	
=====	=====	=====	=====	=====	

* ראה באור 12 ה'.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 14 - הון השותפות (המשך)

ב. התנועה ביחידות ההשתתפות ובכתבי האופציה:

<u>כתבי אופציה</u>	<u>יחידות השתתפות</u>	
<u>(באלפים)</u>		
		<u>תנועה בשנת 2011</u>
546,098	10,022,976	יתרה ליום 1 בינואר 2010
(545,825) (273)	546,055	מימוש של כתבי אופציה ליחידות השתתפות פקיעה של כתבי אופציה
<u>0</u>	<u>10,569,031</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2011
		<u>תנועה בשנת 2012</u>
-	-	
<u>0</u>	<u>10,569,031</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2012

* על פי תנאי ההנפקה של כתבי אופציה סדרה 12, יום המימוש האחרון של כתבי האופציה הוא 31.12.2010, אך אם מועד המימוש חל ביום שאינו יום מסחר ידחה המועד ליום המסחר הבא אחריו.
בפועל נקבע כי יום המימוש האחרון של כתבי האופציה (סדרה 12) הינו 2.1.2011 (ראה סעיף ט 6 להלן).

יחידות ההשתתפות, מקנות זכות השתתפות בזכויות השותף המוגבל בשותפות המוגבלת ונסחרות בבורסה לניירות ערך בתל-אביב.

ט. מימוש כתבי אופציה

ביום 2.1.2011 מומשו 545,825,052 כתבי אופציה (סדרה 12) תמורת 10.9 מיליון ש"ח. 272,797 כתבי אופציה (סדרה 12) שלא מומשו עד ליום 2.1.11 פקעו.

ביום 9.12.2011 נרשמו למסחר 230,246 יחידות השתתפות נוספות. רישום זה נעשה מפני שמימושי כתבי אופציה מהסדרות 5 עד 12 של מחזיקים הרשומים בפנקס שבוצעו בשנים 2008-2010 לא דווחו על פי הטופס המתאים, ובעקבות זאת יחידות ההשתתפות שנובעות ממימוש כתבי האופציה לא נרשמו למסחר בבורסה.

י. לצורך ביצוע תכניותיה, פועלת השותפות לגייס הון נוסף במספר אפיקים. לאור העובדה שגיוסים אלה אינם מובטחים, לא ניתן להבטיח את ביצוע כל תכניותיה של השותפות.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 15 - צדדים קשורים ובעלי ענין

א. בסעיפי המאזן נכללות יתרות של צדדים קשורים כדלהלן:

<u>חברות בעלות השפעה מהותית על השותפות</u>		<u>1. ליום 31 בדצמבר 2012</u>		
<u>אלפי \$</u>	<u>באור</u>			
7,504	12 א' 1		התחייבות בגין תמלוגים לשותף הכללי	
26	6		זכאים ויתרות זכות	
<hr/>				
<u>חברות בעלות השפעה מהותית על השותפות</u>		<u>2. ליום 31 בדצמבר 2011</u>		
<u>אלפי \$</u>	<u>באור</u>			
3,298	12 א' 1		התחייבות בגין תמלוגים לשותף הכללי	
<hr/>				
<hr/>				
<u>31 בדצמבר</u>				
<u>2011</u>	<u>2012</u>			
<u>אלפי \$</u>				
1,253	41		3. יתרת החובה השוטפת של בעל עניין הגבוהה ביותר לתקופה של 12 חודשים לפני תאריך המאזן	

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

ב. סעיפי דו"ח הרווח וההפסד נכללו:

<u>לשנה שנסתיימה ביום</u>			
<u>31.12.10</u>	<u>31.12.11</u>	<u>31.12.12</u>	
<u>אלפי \$</u>	<u>אלפי \$</u>	<u>אלפי \$</u>	
933	841	289	1. <u>הוצאות לצדדים קשורים</u>
=====	=====	=====	דמי מפעיל לשותף הכללי (בעל השליטה בשותפות)
14	1	0	דמי שכירות לדירקטור בשותף הכללי
=====	=====	=====	
10	48	22	בטוח דירקטורים בשותף הכללי
=====	=====	=====	
54	83	170	עלות שכר של קרוב לצד קשור לשותפות*
=====	=====	=====	
75	3225	4,206	תמלוגים לשותף הכללי
=====	=====	=====	

* בניהם של דירקטורים בשותף הכללי המועסקים בשותפות.

2. משרדי אחד הדירקטורים בחברת גבעות עולם נפט בע"מ (השותף הכללי) שימשו עד חודש 01/2011 בחלקם את השותפות תמורת השתתפות בהוצאות של 5 אלפי ש"ח בחודש.

באור 16 - אסיפה כללית של בעלי יחידות ההשתתפות:
בתקופת הדו"ח לא התקיימו אסיפות כלליות.

באור 17 - 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 לחיפושי נפט), התשמ"ט 1988 (להלן: "התקנות"). תוקף התקנות עד 31 בדצמבר 2010. למיטב ידיעת השותפות נכון למועד הדו"ח טרם הוארך תוקף התקנות האמורות.

בהתאם לאישור שניתן על ידי נציבות מס הכנסה בחודש יוני 2009 לצורך פרסום תשקיף המדף שפורסם על ידה בחודש יוני 2009 (ראה באור 13ה'), הותנה האישור הנ"ל בקיום התנאים הבאים:

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

גבעות עולם חיפוי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 17 - היבטי מיסוי (המשך)

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 בחיפוי 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 וידחו 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 שנחשך בידי מחזיקי יחידות ההשתתפות בתוספת הפרשי הצמדה וריבית לפי סעיף 159 א לפקודה, משנת המס שבה הותרה ההוצאה בניכוי.

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.

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 המיסים, 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 חיפוי נפט וגז בישראל. בעקבות המלצות, ביום 30 במרץ 2011 התקבל בכנסת חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א-2011 (להלן: החוק) וביום 10 באפריל 2011 פורסם ברשומות. יישומן של המלצות 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 שיחלו 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;

היטל יחושב לפי מנגנון מוצע מסוג R פקטור, על פי היחס בין הכנסות המצטברות נטו מהפרייקט לבין ההשקעות המצטברות כפי שהוגדרו בחוק. היטל מינימאלי של 20% ייגבה החל בשלב שבו יחס R פקטור יגיע ל-1.5, וככשיעלה היחס יגדל היטל בצורה פרוגרסיבית עד לשיעור המקסימאלי של 2.3. כמו-כן, נקבע ששיעור היחס יגדל היטל במכפלה של 0.64 המס 18%. בנוסף נקבעו הוראות נוספות לענין היטל, בין היתר, היטל יוכר כהוצאה לצורך חישוב מס הכנסה, גבולות היטל לא ייכללו מתקני יצוא; היטל יחושב ויטל 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

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 17 - היבטי מיסוי (המשך)

העוסקת בחיפושי 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:

(1) 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.

(2) על מיזם שמועד תחילת ההפקה המסחרית חל לגביו בתקופה שמיום התחילה עד יום 1.1.2014 יחולו, בין היתר, הוראות אלה:

א. מקדם ההיטל המינימלי יהיה בשיעור 2 במקום 1.5 והמקסימלי יהיה בשיעור 2.8 במקום 2.3 ;

ב. שיעור הפחת לגבי נכס שנרכש בשנים 2011-2013 יהיה 15% במקום 10%.

(ח)

במסג

רת תיקון לתקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסות בעלי זכויות נפט) (תיקון), התשע"א-2011, בוטל

ה

ההכרה כהוצאה שוטפת בהוצאות פיתוח בגין מאגרים שההפקה המסחרית מהם תחל לאחר 1.1.2014,

יחולו לגביהן כללי ההפחתה שנקבעו בחוק מיסוי רווחי נפט.

ביום 6 בדצמבר 2011 התפרסם החוק לשינוי נטל המס (תיקוני חקיקה), התשע"ב-2011. החוק כולל, בין היתר, את עצירת מתווה ההפחתה של שיעורי מס החברות אשר נקבע במסגרת חוק ההתייעלות הכלכלית (תיקוני חקיקה ליישום התוכנית הכלכלית לשנים 2009 ו-2010), התשס"ט-2009 וגידול ל- 25% בשיעור מס החברות. לכן יופחת שיעור היטל רווחי נפט וגז כמתואר בפסקה ג' לעיל, ושיעור המקסימלי יעמוד על 45.52%.

יצוין כי ניכוי האזילה בוטל במסגרת תיקון לתקנות מס הכנסה (פסקה ח לעיל) 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.

באור 17 - היבטי מיסוי (המשך)

ה. חוק מיסוי רווחי נפט התשע"א - 2011 צפוי להגדיל באופן משמעותי את נטל המס על בעלי יחידות ההשתתפות בשותפות וישפיע לרעה על עסקי השותפות ופעילותה לעומת המצב ערב כניסת החוק לתוקף. ביום 28.11.2011 הוגשה על ידי השותפות ועל ידי השותף הכללי עתירה לבג"צ (בג"צ 8777/11) שהעתירות העיקריות בה עניין בכך שהוראות חוק מיסוי רווחי נפט תשע"א-2011 (הידוע כ"חוק ששינסקי") והוראות תקנה לתקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסות בעלי זכויות נפט) (תיקון) התשע"א-2011 (התקנות אשר ביטלו את "ניכוי האזילה") לא יחולו על שדה הנפט "מגד" ועל זכויות הנפט של השותפות בחזקת ראש העין וברשיון מכבי.

ביום 15.8.2012 דחה בית המשפט העליון את עתירת גבעות עולם ועתירות נוספות שהוגשו על ידי צדדים שלישיים נגד חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א - 2011 וחייב את גבעות עולם בתשלום שכ"ט עו"ד למדינה של 125,000 ש"ח, ושכ"ט עו"ד לכנסת של 125,000 ₪.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 17 - היבטי מיסוי (המשך)

ו. 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:
- א. 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%.
- ב. שיעורי המס על חברות – עצירת מתווה הפחתת שיעור מס החברות והעלאת מס החברות ל 25% - משנת 2012.
- ג. 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%.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 18 - פירוטים נוספים לדוחות על הרווח הכולל

לשנה שהסתיימה ביום

<u>31.12.2010</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2012</u>	
<u>אלפי \$</u>			
1,090	958	1,917	<u>הוצאות חיפושי נפט</u>
2 95	1,341	1,332	חומרים וציוד מתכלה
1,385	2,299	3,249	מלאי בתחילת השנה
(958)	(1,917)	(3,160)	קניות, נטו
427	382	89	מלאי בסוף שנה
444	689	778	סה"כ חומרים וציוד מתכלה
11,036	9,710	5,585	משכורות ונלוות
102	102	102	שכירות, אחזקה, הכשרה
193	106	-	וביצוע קידוח ומבחנים
66	33	1	דמי מפעיל
3	15	1	אבטחה
65	115	160	ביטוחים
72	169	177	נסיעות לחו"ל
34	117	254	אגרות ורשיונות
12,442	11,438	7,147	אחזקת רכב
(2,138)	(6,945)	-	פחת והפחתות
10,304	4,493	7,147	בניכוי - הוצאות קידוח
(368)	(1,287)	-	שהונו
46	161	-	<u>בניכוי - מכירות נפט במהלך</u>
(322)	(1,126)	-	<u>מבחני ההפקה</u>
9,982	3,367	7,147	סך מכירות
-	(52)	(40)	תמלוגים למדינה בעבור
9,982	3,315	7,107	מכירות נפט במהלך מבחני
			ההפקה
			סך עלויות
			בניכוי חלק משקיעים
			אחרים*
			סך עלויות נטו

* ראה באור 12 ה.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 18 - פירוטים נוספים לדוחות על הרווח הכולל (המשך)

<u>לשנה שהסתיימה ביום</u>			<u>הוצאות והנהלה כלליות</u>
<u>31.12.2010</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2012</u>	
אלפי \$			
163	505	369	משכורות ונלוות
830	739	187	דמי מפעיל
11	8	6	פחת והפחתות
152	275	318	שירותים מקצועיים
137	243	395	יעוץ משפטי
75	260	-	תמלוגים לשותף הכללי
10	57	34	בתקופת מבחני הפקה
51	106	94	ביטוחים
5	20	18	שכירות, אחזקה ומשרדיות
29	36	62	תקשורת
117	176	79	אחזקת רכב
1	13	3	פרסום ויחסי ציבור
5	16	15	נסיעות ואירוח לחו"ל
			מיסים ואגרות
<u>4</u>	<u>1</u>	<u>2</u>	אחרות
1590	2,455	1,582	סה"כ
<u>-</u>	<u>(14)</u>	<u>(10)</u>	בניכוי חלק משקיעים
<u>1,591</u>	<u>2,441</u>	<u>1,572</u>	אחרים*
			סה"כ הוצאות נטו

* ראה ביאור 12 ה.

לשנה שנסתיימה ביום

<u>לשנה שנסתיימה ביום</u>			<u>הוצאות (הכנסות) מימון</u>
<u>31.12.2010</u>	<u>31.12.2011</u>	<u>31.12.2012</u>	
אלפי \$			
25	22	28	<u>הוצאות מימון</u>
17		97	עמלות בנק
42	22	125	הפרשי שער
(107)	(299)	(292)	<u>הכנסות מימון</u>
-	3		בגין פקדונות
107	296	(292)	הפרשי שער
<u>(65)</u>	<u>(274)</u>	<u>(167)</u>	סה"כ

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 18 - פירוטים נוספים לדוחות על הרווח הכולל (המשך)

ד. עלות הפקת הנפט

2011	2012	
<u>אלפי \$</u>	<u>אלפי \$</u>	
0	28	מלאי פתיחה
1,609	2,463	עלויות ייצור
(28)	(747)	מלאי סגירה
<u>1,581</u>	<u>1,744</u>	סה"כ

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 19 - רווח ליחידת השתתפות

חישוב הרווח הבסיסי ליחידת השתתפות ליום 31 בדצמבר 2011 מבוסס על הרווח (ההפסד) המיוחס למחזיקי יחידות ההשתתפות מחולק בממוצע המשוקלל של מספר יחידות ההשתתפות שבמחזור. מספר יחידות ההשתתפות ששימשו בחישוב הרווח (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 הרווח (ההפסד) ליחידת השתתפות:

<u>לשנה שנסתיימה ביום 31 בדצמבר</u>			
2010	2011	2012	
8,917,949	10,567,316	10,569,032	<u>מספר יחידות ההשתתפות המשוקללות</u> <u>(באלפי יחידות)</u>
<u>(10,753)</u>	<u>1,532</u>	<u>(426)</u>	<u>הרווח (ההפסד) ששימש בחישוב הרווח</u> <u>(ההפסד) ליחידת השתתפות (באלפי ש"ח)</u> רווח (הפסד) - חלקו של השותף המוגבל

באור 20 - מכשירים פיננסיים

א. אופן קביעת השווי ההוגן

- מזומנים ושווי מזומנים - השווי ההוגן מבוסס על ערכם הפנקסי.
- נכסים והתחייבויות בלתי סחירים - ערכם בספרים משקף את שוויים ההוגן לתאריך המאזן, מאחר ששיעור הריבית הממוצע לגביהם אינו שונה באופן מהותי משיעור הריבית המקובל בשוק לגבי פריטים דומים לתאריך המאזן.

- חייבים, ספקים, זכאים וסכומים לקבל ולשלם לזמן קצר
- הערך בספרים מהווה קירוב לשווים ההוגן.
- נכסים והתחייבויות שלא נקבע להן מועד פירעון
- השווי ההוגן נקבע על פי הסכום לתשלום לפי דרישה בתאריך הדיווח.
- נכסים והתחייבויות בריבית משתנה
- השווי ההוגן של נכסים והתחייבויות בריבית משתנה, אשר אינם כרוכים בסיכון אשראי מהותי, מבוסס על ערכם הפנקסני.

ב. שווי הוגן של מכשירים פיננסיים

השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים המוצגים במאזני השותפות המוגבלת לימים 31 בדצמבר 2012 ו-2011 תואם או קרוב לערכם בספרים.

ג. מדיניות ניהול סיכונים

פעילויות השותפות המוגבלת חושפות אותה לסיכונים פיננסיים שונים, כגון: סיכון שוק (לרבות סיכון מטבע וסיכון בגין שיעור ריבית), סיכון אשראי וסיכון נזילות. תוכנית ניהול הסיכונים הכוללת של

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

מכשירים פיננסיים (המשך) - באור 20

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.

ד. 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 לסיכוני מטבע בעיקר בגין התחייבויותיה השוטפות ובגין התקשרויות הנקובות במט"ח.

בנוסף, היות ופעילויות חיפושי נפט מתנהלות בדרך כלל בדולר ארה"ב, בתקופות קידוחים עשויה השותפות המוגבלת להיות חשופה לתנודות בשער החליפין של הדולר.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 20 - מכשירים פיננסיים (המשך)

ד. סיכוני שוק (המשך)

(1) סיכון מטבע (המשך)

תנאי הצמדה של היתרות הכספיות בדו"חות הכספיים

ליום 31 בדצמבר 2011					ליום 31 בדצמבר 2012					
סה"כ	בסטדלינג		בדולר	סה"כ	בסטדלינג		בדולר	סה"כ	בשקל או בהצמדה אליו	
	ללא הצמדה	או בהצמדה אליו			ללא הצמדה	או בהצמדה אליו				
	אלפי ש"ח				אלפי \$					
52,689	6,596	-	46,093	11,435	661,9	-	2	1,772	נכסים מזומנים ושוי	
									מזומנים	
				8,872	8,672	-	-	200	פקדונות בבנק	
9,633	-	-	9,633	-	-	-	-	-	לקוחות	
276	276	-	-	197	-	-	-	197	חייבים ויתרות חובה	
77	77	-	-	301	260	-	-	41	פקדונות לזמן ארוך	
<u>62,675</u>	<u>6,949</u>	<u>-</u>	<u>55,726</u>	<u>20,805</u>	<u>18,593</u>	<u>-</u>	<u>2</u>	<u>2,210</u>		
7,153	5,460	1,443	175	75	3,496	1,910	225	10	1,351	התחייבויות ספקים ונותני שרותים שותף כללי (כולל זמן ארוך)
12,603	-	-	-	12,603	7,504	7,504	-	-	-	
-	-	-	-	-	25	25	-	-	-	צדדים קשורים
2,039	2,039	-	-	612	169	-	-	443	זכאים ויתרות זכות	
<u>21,795</u>	<u>7,499</u>	<u>1,443</u>	<u>12,678</u>	<u>11,637</u>	<u>9,608</u>	<u>225</u>	<u>10</u>	<u>1,794</u>		

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 20 - מכשירים פיננסיים (המשך)

ד. סיכוני שוק (המשך)

להלן מבחני רגישות לשנת 2012 בגין שינויים בשער החליפין של השקל כנגד הדולר, הלירה סטרלינג וכנגד היורו, כאשר שאר המשתנים נשארים קבועים:

<u>ירידה בשיעור</u>		<u>עליה בשיעור</u>		<u>אלפי \$</u>
<u>5%</u>	<u>10%</u>	<u>5%</u>	<u>10%</u>	
				<u>רווח (הפסד) מהשינוי בשער החליפין של הדולר לש"ח</u>
(18)	(36)	18	36	
				<u>רווח (הפסד) מהשינוי בשער החליפין של הדולר ליורו</u>
0.4	0.8	(0.4)	(0.8)	
				<u>רווח (הפסד) מהשינוי בשער החליפין של הדולר לסטרלינג</u>
11	22	(11)	(22)	

(2) סיכון ריבית

נכון ליום 31.12.12 מחזיקה השותפות המוגבלת בפקדונות שקליים ובפיקדונות במט"ח לזמן קצר ובריבית משתנה. נכון לאותו מועד אין לשותפות המוגבלת התחייבויות הנושאות ריבית. הפקדונות בריבית משתנה חושפים את השותפות לסיכון תזרים מזומנים בגין שינויים בשיעורי ריבית.

באור 20 - מכשירים פיננסיים (המשך)

ה. 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.

ו. סיכון נזילות

סיכונים נזילות נובעים מניהול ההון החוזר של השותפות המוגבלת וכן מהוצאות המימון והחזרי הקרן של מכשירי החוב של השותפות המוגבלת. סיכון נזילות הינו הסיכון שהשותפות המוגבלת תתקשה לקיים מחויבויות הקשורות להתחייבויות פיננסיות. מדיניות השותפות המוגבלת הינה לנסות להבטיח כי המזומנים והפקדונות המוחזקים יספיקו תמיד לכיסוי ההתחייבויות במועד פרעון. על מנת להשיג מטרה זו השותפות המוגבלת שואפת להחזיק יתרות מזומנים ופקדונות על מנת לענות על הדרישות החזיות. 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 ליום 31 בדצמבר 2012

באור 20 - מכשירים פיננסיים (המשך)

ד. ניתוח מועדי המימוש של סוגי ההשקעות המהותיות בנכסים פיננסיים

סה"כ	3-5 שנים	1-3 שנים	מעל 3 חודשים ועד שנה	עד שלושה חודשים	
אלפי \$					31.12.2012
20,708	-	301	8,972	11,435	פקדונות בבנקים (כולל) מזומנים ושווי מזומנים חייבים ויתרות חובה
64	-	-	-	64	
20,772	-	301	8,972	11,499	

סה"כ	3-5 שנים	1-3 שנים	מעל 3 חודשים ועד שנה	עד שלושה חודשים	
אלפי \$					31.12.2011
13,809	-	20	-	13,789	פקדונות בבנקים (כולל) מזומנים ושווי מזומנים חייבים ויתרות חובה
311	-	-	-	311	
14,120	-	20	-	14,100	

סה"כ	מעל 5 שנים	3-5 שנים	1-3 שנים	מעל 3 חודשים ועד שנה	עד שלושה חודשים	מועדי פירעון חזויים
אלפי \$						התחייבות ליום 31.12.12
3,523	-	-	-	-	3,523	ספקים ונותני שירותים
26	-	-	-	-	26	צדדים קשורים
479	-	-	-	-	479	זכאים ויתרות זכות התחייבות לזמן ארוך לשותף הכללי*
7,504	-	7,504	-	-	-	סה"כ
11,532	-	7,504	-	-	4,028	
אלפי \$						התחייבות ליום 31.12.11
1,872	-	-	-	-	1,872	ספקים ונותני שירותים
-	-	-	-	-	-	צדדים קשורים
534	-	-	-	-	534	זכאים ויתרות זכות התחייבות לזמן ארוך לשותף הכללי*
3,298	-	3,298	-	-	-	סה"כ
5,704	-	3,298	-	-	2,406	

* לעניין עיתוי פירעון ההתחייבות לשותף הכללי בעבור תמלוגים ממכירת נפט במהלך מבחני הפקה - ראה באור 12 א' 2.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים ליום 31 בדצמבר 2012

באור 21 - אירועים לאחר תאריך המאזן

- א. לגבי קבלת האישור הסופי לביצוע קידוחי מגד 6,7 ו-8 מהועדה המחוזית ותחילת העבודות להכנת השטח במגד 6 ביום 16 בינואר 2013 ראה ביאור 3.א.(5).
- ב. לגבי החלטת מועצת הנפט בעניין החלפת שטחים בין רשיון מכבי לחזקה ראה ביאור 12 ז (2).
- ג. לגבי דו"ח הרזרבות ליום 31.12.2012 ראה באור 3 א' (9).
- ד. לגבי המו"מ לקראת הסכם עם חברת MILLENIUM QUEST PTY LTD ראו באור 12 (ה).
- ה. לביטול הסכם השכירות של מיכל האחסון וחיידוש מכירות הנפט באמצעות המיכל הקודם ראו באור 12 (ט).

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

דוח תקופתי לשנת 2012

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' שלמה הלוי 5, ירושלים
 טלפון : 02-5356315 פקסמיליה : 02-5353630
 תאריך המאזן : 31/12/2012
 תאריך הדו"ח : 19/03/2013

תקנה 10 א' : תמצית דו"חות רווח והפסד רבעוניים

דוחות רווח והפסד לתקופות של שלושה חודשים

שנסתיימו ביום האחרון של כל רבעון

לשנת 2012 באלפי דולר

<u>3/2012</u>	<u>6/2012</u>	<u>9/2012</u>	<u>12/2012</u>	<u>סה"כ</u>	
5,527	5,681	4,656	728	16,592	הכנסות ממכירת נפט
(786)	(611)	(647)	(526)	(2,569)	בניכוי תמלוגים ששולמו למדינה
(1,277)	(1,028)	(1,049)	(852)	(4,206)	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
3,464	4,042	2,960	(650)	9,816	הכנסות נטו
(460)	(532)	(649)	(103)	(1,744)	עלות הפקת הנפט
(1,693)	(1,261)	(1,120)	(3,032)	(7,106)	הוצאות חיפושי נפט
(473)	(310)	(429)	(360)	(1,572)	הוצאות הנהלה וכלליות
13	-	-	-	13	רווח (הפסד) הון ממימוש נכסים
(2,613)	(2,103)	(2,198)	(3,495)	(10,409)	סה"כ
851	1,939	762	(4,145)	(593)	רווח (הפסד) תפעולי
70	42	78	102	292	הכנסות מימון
(94)	(17)	(14)	-	(125)	הוצאות מימון
(24)	25	64	102	167	סה"כ מימון
827	1,964	826	(4,043)	(426)	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 בחיפושי נפט ולהשקעות בפתוח שדה הנפט "מגד" שבחזקת ראש העין 1/11 ורשיון מכבי/330. במהלך שנת הדיווח בוצעו מבחני הפקה בקידוח מגד 5 שבשדה מגד ונכון למועד הדו"ח נמשכים מבחני ההפקה ארוכי הטווח במקטע 8b בקידוח מגד 5.

בשנת 2012 הוציאה השותפות הוצאות חיפושי נפט בסכום של 7,106 אלפי \$, הוצאות ההנהלה והכלליות בתקופה זו היו 1,572 אלפי \$.

תקנה 20:

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

במהלך שנת הדיווח נעשו ביוזמת הבורסה מספר הפסקות מסחר לפני פרסומים של דו"חות מהותיים (ראו דוחות מיום 24/12, 13/11 ו- 21/3).

תקנה 21(א):

תגמולים לבעלי עניין ונושאי משרה

על פי הסכם השותפות המוגבלת השותף הכללי ינהל את השותפות המוגבלת וכן יהיה המפעיל בפעולות חיפושי נפט בשטחים שבהם יש לשותפות המוגבלת אינטרס ויהיה זכאי להתמנות כמפעיל בשטחים שבהם יהיה לה אינטרס בעתיד. השותף הכללי יהיה זכאי לגבי שטח שבו הוא מפעיל ל"דמי מפעיל" (לרבות גם ממשותפים אחרים, אם יהיו) בשיעור של 7.5% מההוצאות בגין פעולות חיפושי 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 חיפושי 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%. הצעת החלטה כאמור תובא לאסיפה הכללית הבאה שתכונס.

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 לוסקיין). כמו כן נושאת השותפות בעלויות מכשיר טלפון נייד של הדירקטור טוביה לוסקיין.

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
525,187	---	---	2,112	29,607	493,468	-----	-----	מנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי	טוביה לוסקין (השכר שולם מהשותף הכללי)
480,998	---	---	2,274	54,939	423,785	0.05%	100%	סמנכ"ל הכספים	יגאל פלברט
540,000	---	---	---	---	540,000	0.001%	-----	יועץ חיצוני ומלווה הליכי רגולציה	ג'ורג' איילנד
396,224			4,176	40,663	351,385	0.006%	100%	סמנכ"ל לוגיסטיקה	דרור ברודר
429,953			2,232	39,571	388,150	0.04%	100%	סמנכ"ל מז"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 1.1.2013 ועד למועד דו"ח זה (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
124,007	---	---	245	5,397	118,365	-----	-----	מנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי	טוביה לוסקין (השכר שולם מהשותף הכללי)
77,862			289	7,413	70,160	0.05%	100%	סמנכ"ל הכספים	יגאל פלברט
90,000	---	---	---	---	90,000	0.001%	-----	יועץ חיצוני ומלווה הליכי רגולציה	ג'ורג' איילנד
66,366	----	----	1,152	7,054	58,160	0.006%	100%	סמנכ"ל לוגיסטיקה	דרור ברודר
71,653	----	----	576	6,917	64,160	0.04%	100%	סמנכ"ל מז"פ	ולדימיר שטיינגולץ

תקנה 21א**השליטה בתאגיד**

בעלי השליטה בתאגיד הינם (בשרשור) נפט ב.ד. בע"מ (חברה בבעלות משפחת בן דוד), ש.ל.ב. השקעות בע"מ (חברה בבעלות שמואל בקר ו-28 בעלי מניות נוספים) 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 1,112 אלפי ש"ח לטובת גבעות עולם נפט בע"מ. בטבלאות להלן מובאים התשלומים לבעלי העניין ששולמו על ידי השותף הכללי לדירקטורים מתוך דמי המפעיל האמורים בשנת הדיווח :

סה"כ בש"ח	תגמולים אחרים		תגמולים בעבור שירותים בש"ח			פרטי מקבל התגמולים			
	שכירות	אחרות	אחרות	הוצאות רכב*	שכר ו/או שכר דירקטורים	שיעור החזקה בהון השותפות	היקף משרה	תפקיד	שם
ראו בטבלה שבסעיף 21 לעיל	---	---	ראו בטבלה שבסעיף 21 לעיל	ראו בטבלה שבסעיף 21 לעיל	ראו בטבלה שבסעיף 21 לעיל	-----	----	מנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי	טוביה לוסקין
239,762	-	-	---	23,840	215,922	-----	----	דירקטור בשותף הכללי	שמואל בקר
284,254	---	---	----	68,332	215,922	0.03%	----	דירקטור בשותף הכללי	נגה בן דוד
170,242			6,261	-----	163,981	-----	----	דירקטור בשותף הכללי	יוסף פרולין

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

תגמולים לבעל ענין לאחר שנת הדיווח

בטבלה להלן מובאים התשלומים לבעלי הענין ששולמו על ידי השותף הכללי לדירקטורים מתוך דמי המפעיל האמורים שמיום 1.1.2013 ועד למועד דו"ח זה (הסכומים אינם מבוקרים) :-

שם	תפקיד	היקף משרה	פרטי מקבל התגמולים			תגמולים בעבור שירותים בש"ח		תגמולים אחרים		סה"כ בש"ח
			שיעור החזקה בהון השותפות	שכר ו/או שכר דירקטורים	הוצאות רכב*	אחרות	שכירות	אחרות		
טוביה לוסקין	מנכ"ל ודירקטור בשותף הכללי	-----	-----	ראו בטבלה שבסעיף 21 לעיל	ראו בטבלה שבסעיף 21 לעיל	ראו בטבלה שבסעיף 21 לעיל	---	---	ראו בטבלה שבסעיף 21 לעיל	
שמואל בקר	דירקטור בשותף הכללי	-----	-----	51,792	1,713	---	---	---	35,879	
ננה בן דוד	דירקטור בשותף הכללי	0.03%	-----	51,792	9,906	---	---	---	61,698	
יוסף פרוליק	דירקטור בשותף הכללי	-----	-----	-	---	-	---	---	-	

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

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 84,299,081 דולר.

הדירקטורים של השותף הכללי מבוטחים בפוליסת ביטוח דירקטורים ונושאי משרה המשולמת על ידי השותפות. דמי הביטוח בגין פוליסת הביטוח לשנה שהסתיימה ב- 29.01.2013 היו 19,000 דולר עבור כיסוי ביטוחי של 10 מליון 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 המועסקים 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) :

שם העובד	תפקיד	תאריך תחילת העסקה	עלות העסקתו הכוללת בשנת 2012 בש"ח	עלות העסקתו הכוללת בשנת 2011 בש"ח
ראובן לוסקין	עוזר לסמנכ"ל לוגיסטיקה	01.02.2006	377,083	241,938
אמיר בן דוד	מנהל תחום גז	23.10.2011	276,519	54,712

עלות העסקתו הכוללת של ראובן לוסקין בשנת 2010 עמדה על 198,707 ש"ח, בשנת 2009 171,588 ש"ח, בשנת 2008 115,694 ש"ח, בשנת 2007 153,074 ש"ח בשנת 2006 123,688 ש"ח.

אמיר בן דוד בעל תואר בהנדסה מהטכניון החל את עבודתו בשותפות ביום 23.10.2011.

העסקתם של ראובן לוסקין ואמיר בן דוד אושרה ע"י הדירקטורים בשותף הכללי שמואל בקר, נגה בן דוד וטוביה לוסקין.

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

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 2012 שולם למפקח מנכסי הנאמנות סכום של כ-33 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
- א. שם הנייר : גבעות יה"ש ; מס' הנייר בבורסה : 506022 ; ע.ג. הוחזק בתאריך 29/3/2011 : 473,929,067 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה : 4.48%.
2. שם בעל העניין : נגה בן דוד מס' ת.ז. 3800224
- ב. שם הנייר : גבעות יה"ש ; מס' הנייר בבורסה : 506022 ; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2011 : 3,473,251 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה : 0.03%.
2. שם בעל העניין : גיורא איילנד מס' ת.ז. 51310415_
- א. שם הנייר : גבעות יה"ש ; מס' הנייר בבורסה : 506022 ; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2011 : 147,540 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה : 0.001%.
- שם בעל העניין : יגאל פלברט מס' ת.ז. 302083035
- שם הנייר : גבעות יה"ש ; מס' הנייר בבורסה : 506022 ; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2011 : 5,464,921 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה : 0.05%.
- שם בעל העניין : דרור בורדר מס' ת.ז. 02272819
- שם הנייר : גבעות יה"ש ; מס' הנייר בבורסה : 506022 ; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2011 : 666,230 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה : 0.006%.
- שם בעל העניין : ולדימיר שטיינגולץ מס' ת.ז. 306407040
- שם הנייר : גבעות יה"ש ; מס' הנייר בבורסה : 506022 ; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2011 : 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.נ.

תקנה 24ב מרשם בעלי המניות

מס' יחידות חדשות	מספר יחידות	כתובת	שם	תאריך
				11/02/2009
13		רח' רמבן 11 ים	שמואל בקר	11/02/2009
7		רח' דרשך החורש 76 רמות ב' ים	נגה בן דוד	11/02/2009
23,467		רח' מטודלה 25 ים	מוריס גולדברג	11/02/2009
655		מבוא תמנע 4/9 רמת אשכול ים	עמנואל פישר	11/02/2009
9		רח' רמבן 11 ים	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 ים	יצחק ואן ויינברגר	11/02/2009
3		רח' ברקן 22 חולון 58210	אסתר קוטיקוב	11/02/2009
6,400		רח' טבריה 6/1 ים 94543	בנימין סיימון	11/02/2009
1,567		ת"ד 2467 אילת 88124	יורי פירנר	11/02/2009
21,333		שד' אשכול 20/24 ים	זכריה דור שב	11/02/2009
11		מצפה נבו 60/5 מעלה אדומים	בנימין פרידמן	11/02/2009
601		רח' מאפן 10 ת"א 63577	שושנה קרונברג	11/02/2009
26,773		רח' הנישאים 1/19 הוד השרון	רותם אפרים	11/02/2009
238		רח' לה גרדיה 76 ת"א	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 ים	דוד אמני	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 ים	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
16,330		שד' אשכול 20/24 ירושלים	זכריה דור שב	14/02/2012
900,000		דנגור 1 רמת גן	נדף יחיא	14/02/2012
45,000		הרב דסלר 23 בניברק	מעדיה נעמה	19/07/2011
1134221353		רח' לילנבלום 4 ת"א	החברת לרישום של בנק לאומי	30/05/2010
212,248		רח' דנגור 1 רמת גן	נדף יחיה	27/04/2010
170,872		רח' בעל שם טוב 18 בני ברק	נדף יוסף	17/02/2010
12,800		שד' אשכול 20/24 ים	זכריה דור שב	17/02/2010
218		מבוא תמנע 4/9 רמת אשכול ים	עמנואל פישר	17/02/2010
1,870,409,123		רח' אחד העם 13 תל אביב	החברת לרישום של בנק לאומי	17/02/2010
1,456,481,709		רח' אחד העם 13 תל אביב	החברת לרישום של בנק לאומי	01/09/2010
39,795		רח' דנגור 1 רמת גן	נדף יחיה	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	נדף יחיה	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

10569031651

סה"כ

תקנה 25א: המען הרשום של התאגיד:

רח' שלמה הלוי 5, ירושלים 94144 טל: 02-5356315 פקסמיליה: 02-5353630.
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: חבר בדירקטוריון.
 5. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: כן, בתו נשואה לבנו של נגה בן דוד דירקטור בשותף הכללי – גבעות עולם נפט בע"מ.
 6. השכלתו: עו"ד, תואר ראשון במשפטים (LL B).
 7. השכלתו ונסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: עריכת דין, ניהול חברות. 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 78 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.
 8. מנהל חברת זהב ירושלים בע"מ. התאריך שבו החלה כהונתו: 7/6/93.
- ג.**
1. **טוביה לוסקין** מס' ת.ז. 304264807.
 2. שנת לידה: 1951.
 3. המען: העיר העתיקה.
 4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: מנכ"ל וחבר בדירקטוריון.
 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.
 8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: דירקטור בחברות גבעות עולם נפט בע"מ: טי-אוויל וגו בע"מ: נפט הר קדם בע"מ. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 7/6/93.

- ג. 1. **יוסף פרוליק** מס' ת.ז. 011180288
2. שנת לידה: 1942.
3. המען: רחוב אינשטיין 101 א' חיפה 34601.
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: חבר בדירקטוריון – דירקטור בעל מומחיות חשבונאית ופיננסית. חבר דירקטוריון אשר מתקיימים בו תנאי הכשירות הדרושים, לפי חוק החברות תשנ"ט - 1999, לדירקטורים לכהן בחברה כדירקטורים חיצוניים, בהתאם לתקנון השותף הכללי. יו"ר ועדה על תקן ועדת ביקורת ויו"ר ועדת הדוחות הכספיים
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: BSc בחשבונאות ובמשפטים Brooklyn College Brooklyn New York 1966
- נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות:
- עד סוף שנת 2008 - דירקטור בסונוול ישראל בע"מ, סופרגז חברה ישראלית להפצת גז בע"מ, טמבור בע"מ, גי.אי.אס. גלובל אנוירומנטל סולוסנס בע"מ, וולקן מצברים בע"מ. חבר נאמן בקרן חיפה ובאגודת היכל אליהו-גזבר וסגן יו"ר פעיל (בהתנדבות).
- עד יוני 2008 - משנה למנהל כללי בגרנית הכרמל השקעות בע"מ.
- עד שנת 2007 - אחראי על תחום הכספים וניהול החשיפה לסיכונים בגרנית הכרמל השקעות בע"מ ודירקטור מטעמה בחברות הקבוצה (לרשימה מלאה של החברות ראו בדו"ח התקופתי של גרנית הכרמל השקעות בע"מ לשנת 2007)
8. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 6/11/2011.

תקנה 26 א: נושאי משרה בכירה בתאגיד

1. **מר יגאל פלברט**, ת.ז. 302083035.
2. שנת לידה: 1967.
3. המען: אלזה 2 ירושלים.
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: סמנכ"ל 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 ניהולית.
- נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: סמנכ"ל כספים/חשב השותפות.
8. התאריך שבו החלה כהונתו כחשב: 6/4/95.
1. **מר דרור ברודר**, ת.ז. 02272819
2. שנת לידה: 1967.
3. המען: יגאל ידין 41/30 מודיעין.
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: מנהל לוגיסטיקה ואדמיניסטרציה.
5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.
6. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: אין.
7. השכלתו: תיכונית, קורס מנהלי עבודה – המכון לפריזן 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.

1. **מר וולדימיר שטיינגולץ**, ת.ז. 306407040
 2. שנת לידה: 1950.
 3. המען: מבוא הקנמון 2213 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 מוסקווא.
 - נסינו העסקי בחמש השנים האחרונות: הגיאולוג הראשי של השותפות מאז שנת 1993.
 8. התאריך שבו החלה כהונתו: 7/12/2011.
-
1. **גיא מונרוב** מס' ת.ז. 024163677
 2. שנת לידה: 1969
 3. המען: בית באומן בר ריבנאי, החילוון 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.
 - נסינו העסקי בחמש השנים האחרונות: שותף- בקרה וניהול סיכונים AIMo במשרד רו"ח רואה חשבון אלקלעי מונרוב ושות'.
 - תאגידים אחרים שבהן הוא משמש כדירקטור: אין
 8. התאריך שבו החלה כהונתו: 01/09/12.
-
1. **מר גיורא איילנד**, ת.ז. 51310415
 2. שנת לידה: 1952.
 3. המען: שדי ההדרים 11 פרדסיה.
 4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: יועץ חיצוני, מלווה הליכי רגולציה ומשקיף בדירקטוריון השותף הכללי. על פי עמדת השותפות ועל פי עמדתו של מר איילנד אין הוא נושא משרה בשותפות. הכללתו של מר איילנד במצבת נושאי משרה בכירה נעשית על פי עמדת רשות ניירות ערך שקבעה במכתבה מיום 30.3.2011 "השותפות מתבקשת כי לצורכי דיוח תראה במר איילנד כנושא משרה בכירה".
 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 בכלכלה ותואר שני במנהל עסקים.
 - נסינו העסקי בחמש השנים האחרונות: יו"ר חברה ציבורית, יועץ לחברות ביטחוניות גדולות.
 8. התאריך שבו החלה כהונתו: אוקטובר 2010.

ביום 27.9.2011 קיבל דירקטוריון השותף הכללי החלטה כי מורשי החתימה בחשבונות הבנקים של השותפות גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993) הינם: הדירקטורים טוביה לוסקין, שמואל בקר ונגה בן דוד. כל פעולה בנקאית תדרוש 2 חתימות של מורשי החתימה האמורים כאשר אחת משתי החתימות תהא של טוביה לוסקין. לכל התחייבות בשם השותפות עד לסכום של 5,000 דולר נדרשת חתימת סמנכ"ל הכספים או מנהל הקידוח או סמנכ"ל הלוגיסטיקה. לכל התחייבות בשם השותפות מסכום של 5001 דולר ועד לסכום של 20,000 דולר נדרשת חתימת סמנכ"ל הכספים ומנהל הקידוח או סמנכ"ל הלוגיסטיקה. לכל התחייבות בשם השותפות עד לסכום של 100,000 דולר נדרשת חתימתו של טוביה לוסקין. לכל התחייבות בשם השותפות מעל לסכום של 100,000 דולר נדרשת 2 חתימות של מורשי החתימה האמורים כאשר אחת משתי החתימות תהא של טוביה לוסקין. לכל שינוי של ההסדר האמור תדרש חתימת שלושת מורשי החתימה האמורים

רואה החשבון של התאגיד

תקנה 27:

ברודי ושות', רואי חשבון
רחוב עמק רפאים 43 א', ירושלים

ביום 27 בינואר 2013 החליט השותף הכללי על מינוי קסלמן וקסלמן רואי חשבון לתפקיד רואה החשבון המבקר של השותפות. המינוי יכנס לתוקף ביום 1 באפריל 2013.

שינויים בהסכם השותפות ובהסכם הנאמנות

תקנה 28:

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 שתכונס. 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

אין

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

לא נרשמו יחידות למסחר בשנת הדיווח.

תקנה 29(א)(4) פטור ביטוח או התחייבות לשיפוי נושאי משרה

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

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 המסתיימת ב-29.1.2014 הם 23,075 דולר, וגובה הכיסוי הינו 15 מליון דולר.

**תאריך: ח' בניסן תשע"ג
19 במרץ 2013**

גבעות עולם נפט בע"מ - בשם
גבעות עולם חיפושי נפט
שותפות מוגבלת 1993

תפקידים:

שמות החותמים:

דירקטור _____

1. שמואל בקר

מנכ"ל ודירקטור _____

2. טוביה לוסקין

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

**חלק חמישי
דוח בדבר אפקטיביות הבקרה
הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי**

שנת 2012

תוספת תשיעית

א. דוח שנתי בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי לפי תקנה 9ב(א):

ההנהלה, בפיקוח הדירקטוריון של גבעות עולם נפט בע"מ השותף הכללי של גבעות עולם חיפושי נפט (1993) - שותפות מוגבלת (להלן – השותפות), אחראית לקביעתה והתקיימותה של בקרה פנימית נאותה על הדיווח הכספי ועל הגילוי בשותפות.

לעניין זה, חברי ההנהלה הם:

1. טוביה לוסקיין- דירקטור ומנכ"ל.
2. יגאל פלברט – סמנכ"ל כספים.
3. אביעד אודיש-חשב.

בקרה פנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי כוללת בקרות ונהלים הקיימים בתאגיד, אשר תוכננו בידי המנהל הכללי ונושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים או תחת פיקוחם, או בידי מי שמבצע בפועל את התפקידים האמורים, בפיקוח דירקטוריון התאגיד, אשר נועדו לספק מידה סבירה של ביטחון בהתייחס למהימנות הדיווח הכספי ולהכנת הדוחות בהתאם להוראות הדין, ולהבטיח כי מידע שהתאגיד נדרש לגלות בדוחות שהוא מפרסם על פי הוראות הדין נאסף, מעובד, מסוכם ומדווח במועד ובמתכונת הקבועים בדין.

הבקרה הפנימית כוללת, בין השאר, בקרות ונהלים שתוכננו להבטיח כי מידע שהתאגיד נדרש לגלותו כאמור, נצבר ומועבר להנהלת התאגיד, לרבות למנהל הכללי ולנושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים או למי שמבצע בפועל את התפקידים האמורים, וזאת כדי לאפשר קבלת החלטות במועד המתאים, בהתייחס לדרישת הגילוי. בשל המגבלות המבניות שלה, בקרה פנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי אינה מיועדת לספק ביטחון מוחלט שהצגה מוטעית או השמטת מידע בדוחות תימנע או תתגלה.

ההנהלה, בפיקוח הדירקטוריון, ביצעה הבדיקה והערכה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי בתאגיד והאפקטיביות שלה; הערכת אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי והגילוי שביצעה ההנהלה בפיקוח הדירקטוריון כללה:

מיפוי וזיהוי החשבונות והתהליכים אשר השותפות רואה אותם כמהותיים מאוד לדיווח הכספי והגילוי.

בחינת בקרות מפתח ובדיקת אפקטיביות הבקרות. רכיבי הבקרה הפנימית כללו בקרות על תהליכי סגירת תקופה חשבונאית, עריכה והכנת דוחות כספיים והגילויים, בקרות ברמת הנהלת הארגון, בקרות על סביבת המחשוב, ובקרות בתהליכים עסקיים: רכש וגזברות.

בהתבסס על הערכת האפקטיביות שביצעה ההנהלה בפיקוח הדירקטוריון כמפורט לעיל, הדירקטוריון והנהלת התאגיד הגיעו למסקנה, כי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי בתאגיד ליום 31.12.2012 היא: אפקטיבית;

ב.הצהרות מנהלים :

הצהרת מנהל כללי לפי תקנה 9 ב(ד)(1)

אני, טוביה לוסקין, מצהיר כי :

1. בחנתי את הדוח התקופתי של גבעות עולם חיפושי נפט (1993) - שותפות מוגבלת להלן (התאגיד) לשנת 2012 להלן – הדו"חות.
 2. לפי מיטב 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 מיטב ידיעתי, הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי, תוצאות הפעולות ותזרימי המזומנים של התאגיד לתאריכים ולתקופות שאליהם מתייחסים הדוחות.
 4. גיליתי לרואה החשבון המבקר של התאגיד, לדירקטוריון ולוועדה לבחינת הדו"חות הכספיים של התאגיד, בהתבסס על הערכת העדכנית ביותר לגבי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי:
 - א. את כל הליקויים המשמעותיים והחולשות המהותיות בקביעתה או בהפעלתה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי העלולים באופן סביר להשפיע לרעה על יכולתו של התאגיד לאסוף, לעבד, לסכם או לדווח על מידע כספי באופן שיש בו להטיל ספק במהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין; וכך –
 - ב. כל תרמית, בין מהותית ובין שאינה מהותית, שבה מעורב המנהל הכללי או מי שכפוף לו במישרין או מעורבים עובדים אחרים שיש להם תפקיד משמעותי בבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי;
5. אני, יחד עם אחרים בתאגיד:
 - א. קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחי, המיועדים להבטיח שמידע מהותי המתייחס לתאגיד, לרבות חברות מאוחדות שלו כהגדרתן בתקנות ניירות ערך (עריכת דוחות כספיים שנתיים), התשנ"ג, 1993- מובא לידיעתי על ידי אחרים בתאגיד, בפרט במהלך תקופת ההכנה של הדוחות; וכך –
 - ב. הערכתי את האפקטיביות של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי והצגתי לעיל בסעיף א' בפרק זה את מסקנות הדירקטוריון וההנהלה לגבי האפקטיביות של הבקרה הפנימית כאמור למועד הדוחות.

אין באמור לעיל כדי לגרוע מאחריותי או מאחריות כל אדם אחר, על פי כל דין.

תאריך: 19 במרץ 2013

טוביה לוסקין מנכ"ל ודירקטור

ג. הצהרת נושא המשרה הבכיר ביותר בתחום הכספים לפי תקנה 9 ב(ד)2)

הצהרת מנהלים

אני, יגאל פלברט, מצהיר כי:

1. בחנתי את הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות של גבעות עולם חיפושי נפט (1993) - שותפות מוגבלת להלן – (התאגיד) לשנת 2012 להלן (הדו"חות);
2. לפי מיטב ידיעתי, הדוחות הכספיים והמידע הכספי האחר הכלול בדוחות אינם כוללים כל מצג לא נכון של עובדה מהותית ולא חסר בהם מצג של עובדה מהותית הנחוץ כדי שהמצגים שנכללו בהם, לאור הנסיבות שבהן נכללו אותם מצגים, לא יהיו מטעים בהתייחס לתקופת הדוחות;
3. לפי מיטב ידיעתי, הדוחות הכספיים ומידע כספי אחר הכלול בדוחות משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי, תוצאות הפעולות ותזרימי המזומנים של התאגיד לתאריכים ולתקופות שאליהם מתייחסים הדוחות;
4. גיליתי לרואה החשבון המבקר של התאגיד, לדירקטוריון ולוועדה לבחינת הדו"חות הכספיים של התאגיד, בהתבסס על הערכתי העדכנית ביותר לגבי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי:
 - א. את כל הליקויים המשמעותיים והחולשות המהותיות בקביעתה או בהפעלתה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי ככל שהיא מתייחסת לדוחות הכספיים ולמידע הכספי האחר הכלול בדוחות, העלולים באופן סביר להשפיע לרעה על יכולתו של התאגיד לאסוף, לעבד, לסכם או לדווח על מידע כספי באופן שיש בו להטיל ספק במהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין; וכך—
 - ב. כל תרמית, בין מהותית ובין שאינה מהותית, שבה מעורב המנהל הכללי או מי שכפוף לו במישרין או מעורבים עובדים אחרים שיש להם תפקיד משמעותי בבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי;
5. אני, לבד או יחד עם אחרים בתאגיד: -
 - א. קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחי, המיועדים להבטיח שמידע מהותי המתייחס לתאגיד, לרבות חברות מאוחדות שלו כהגדרתן בתקנות ניירות ערך (עריכת דוחות כספיים שנתיים), התשנ"ג- , 1993 ככל שהוא רלוונטי לדוחות הכספיים ולמידע כספי אחר הכלול בדוחות, מובא לידיעתי על ידי אחרים בתאגיד, בפרט במהלך תקופת ההכנה של הדוחות; וכך—
 - ב. קבעתי בקרות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקרות ונהלים תחת פיקוחנו, המיועדים להבטיח באופן סביר את מהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין, לרבות בהתאם לכללי חשבונאות מקובלים;
 - ג. הערכתני את האפקטיביות של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי, ככל שהיא מתייחסת לדוחות הכספיים ולמידע הכספי האחר הכלול בדוחות למועד הדוחות;

מסקנותיי לגבי הערכתי כאמור הובאו לפני הדירקטוריון וההנהלה ומשולבות לעיל בחלק א' בדו"ח זה.

אין באמור לעיל כדי לגרוע מאחריותי או מאחריות כל אדם אחר, על פי כל דין.

תאריך: 19 במרץ 2013

יגאל פלברט, סמנכ"ל כספים

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

נספח דו"ח הרזרבות לשנת 2012

February 22, 2013

Mr. Tovia Luskin
Givot Olam Oil Ltd.
5 Shlomo Halevy, Har Hotzvim
Jerusalem 91451
Israel

Dear Mr. Luskin:

As independent consultants, Netherland, Sewell & Associates, Inc. hereby grants permission to Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) to use our report dated February 21, 2013, to be filed with the Israel Securities Authority. This report sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2012, 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, 2012, for these properties.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

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

RBT:MGH

February 21, 2013

Mr. Tovia Luskin
Givot Olam Oil Ltd.
5 Shlomo Halevy, Har Hotzvim
Jerusalem 91451
Israel

Dear Mr. Luskin:

In accordance with your request, we have estimated the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2012, 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, 2012, 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 constant 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 February 21, 2013, exchange rate was 3.69 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, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Givot LP interest in these properties, as of December 31, 2012, to be:

Category	Oil Reserves (MBBL)		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (M\$)				
	Gross (100 Percent)	Working Interest	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved	4,091.4	4,050.4	131,901.7	106,912.2	88,428.5	74,401.2	63,511.4
Probable	4,600.4	4,554.4	127,051.7	96,000.9	74,229.0	58,515.3	46,889.5
Proved + Probable	8,691.8	8,604.9	258,953.3	202,913.1	162,657.4	132,916.4	110,400.9
Possible	6,950.5	6,881.0	119,910.1	87,960.4	67,476.7	53,608.5	43,787.1
Proved + Probable + Possible	15,642.3	15,485.9	378,863.5	290,873.5	230,134.1	186,524.9	154,187.9

Totals may not add because of rounding.

The oil volumes shown include crude oil only. Oil volumes are expressed in thousands of barrels (MBBL); a barrel is equivalent to 42 United States gallons. Gas reserves do not exist for these properties because associated gas production requires infrastructure and additional government coordination. 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 803 acres per zone per well was used for the reserves estimates. 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 an oil price specified by Givot LP of \$100.00 per barrel. The oil price is held constant throughout the lives of the properties.

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 held constant throughout the lives of the properties.

Capital costs used in this report were provided by Givot LP and are based on authorizations for expenditure and actual costs from recent activity. Capital costs are included as required for workovers, new development wells, and production equipment. Based on our understanding of future development plans 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; these estimates do not include any salvage value for the lease and well equipment. As requested, capital costs and abandonment costs are held constant to the date of expenditure.

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 commercial 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, 2012, to be:

Reservoir	Gross (100 Percent) 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	4,253	8,580	15,513
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	5,764	12,466	21,901

⁽¹⁾ Gas resources for these reservoirs include the volumes associated with oil that have been classified as 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 select wells is shown on Table VII. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells. 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 we were not limited from access to any material we believe may be relevant. The reserves and contingent resources in this report have been estimated using a combination of deterministic and probabilistic methods; these estimates have been prepared in accordance with generally accepted petroleum engineering and evaluation principles set forth in the Standards Pertaining to the Estimating and Auditing of Oil and Gas Reserves Information promulgated by the SPE (SPE Standards). We used standard engineering and geoscience methods, or a combination of methods, including performance analysis, volumetric analysis, and analogy, that we considered to be appropriate and necessary to classify, categorize, and estimate volumes in accordance with the 2007 PRMS definitions and guidelines. Certain parameters used in our volumetric analysis are summarized in Table VIII. 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.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on January 1, 2013, by Mr. Tovia Luskin, Chief Executive Officer of Givot Olam Oil Ltd., 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. The contractual rights to the properties have not been examined by NSAI, nor has the actual degree or type of interest owned been independently confirmed. 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 _____

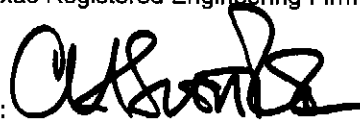
NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any 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 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. Richard B. Talley, Jr. and Mr. Shane M. Howell. Mr. Talley and Mr. Howell are Vice Presidents in the firm's Houston office at 1221 Lamar Street, Suite 1200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Talley is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 102425). He has been practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2004 and has over 5 years 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 prior industry experience.

Sincerely,

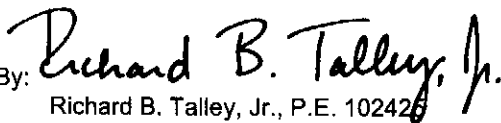
NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.
Texas Registered Engineering Firm F-2699

By:



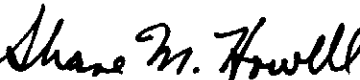
C.H. (Scott) Rees III, P.E.
Chairman and Chief Executive Officer

By:



Richard B. Talley, Jr., P.E. 102425
Vice President

By:



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

Date Signed: February 21, 2013

Date Signed: February 21, 2013

CEI:MGH

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

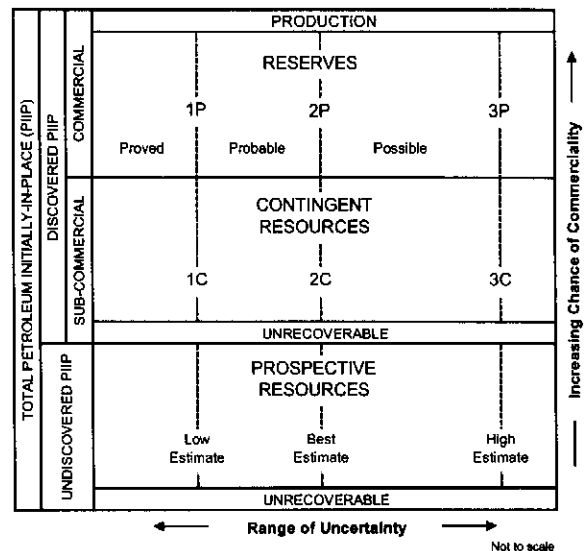


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

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:

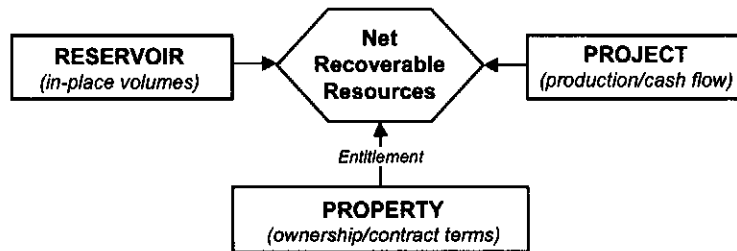


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- 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.	<p>Reserves must satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining based on the development project(s) applied. Reserves are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their development and production status.</p> <p>To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame.</p> <p>A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.</p> <p>To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.</p>
On Production	The development project is currently producing and selling petroleum to market.	<p>The key criterion is that the project is receiving income from sales, rather than the approved development project necessarily being complete. This is the point at which the project "chance of commerciality" can be said to be 100%.</p> <p>The project "decision gate" is the decision to initiate commercial production from the project.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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.	<p>If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate.</p> <p>The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data.</p> <p>In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8).</p> <p>Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that:</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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. <p>For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.</p>
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.	<p>It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate.</p> <p>Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria.</p> <p>Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.</p>

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

The 2007 Petroleum Resources Management System can be viewed in its entirety at
<http://www.spe.org/spe-app/spe/industry/reserves/prms.htm>.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED RESERVES
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2012

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties			Total (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
			State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)					
12-31-2013	1	14,294.7	1,786.8	0.0	0.0	1,786.8	0.0	3,402.0	(7,229.2)	
12-31-2014	2	59,642.6	7,455.3	0.0	0.0	7,455.3	0.0	7,936.8	27,915.5	
12-31-2015	3	90,427.7	11,303.5	5,230.0	0.0	16,533.5	0.0	10,280.3	63,614.0	
12-31-2016	3	61,401.0	7,675.1	44,295.0	0.0	51,970.2	0.0	7,377.6	2,053.2	
12-31-2017	3	41,754.6	5,219.3	8,538.8	0.0	13,758.2	0.0	5,413.0	22,583.5	
12-31-2018	3	27,490.5	3,436.3	5,621.8	0.0	9,058.1	0.0	3,986.6	14,445.8	
12-31-2019	3	43,512.0	5,439.0	8,898.2	0.0	14,337.2	0.0	5,588.7	23,586.1	
12-31-2020	3	29,342.5	3,667.8	6,000.5	0.0	9,668.4	0.0	4,171.8	15,502.4	
12-31-2021	3	17,192.6	2,149.1	3,515.9	0.0	5,665.0	495.0	2,956.8	6,075.9	
12-31-2022	2	8,643.3	1,080.4	1,767.6	0.0	2,848.0	495.0	2,101.8	3,198.5	
12-31-2023	1	5,384.0	673.0	1,101.0	0.0	1,774.0	0.0	1,775.9	1,834.1	
12-31-2024	1	3,661.4	457.7	748.8	0.0	1,206.4	0.0	1,603.6	851.3	
12-31-2025	1	2,297.7	287.2	469.9	0.0	757.1	0.0	1,467.3	(421.7)	
Total		405,044.7	50,630.6	86,187.5	0.0	136,818.1	32,670.0	1,485.0	56,062.1	176,008.5

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		
					Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)
12-31-2013	0.0	0.0	(7,229.2)	0.0	(7,055.0)	(6,892.7)	(6,741.2)
12-31-2014	0.0	0.0	27,915.5	5,171.6	21,138.8	19,714.1	18,442.4
12-31-2015	0.0	0.0	63,614.0	15,903.5	42,231.9	37,595.2	33,641.0
12-31-2016	0.0	0.0	2,053.2	513.3	1,298.2	1,103.1	944.2
12-31-2017	0.0	0.0	22,583.5	5,645.9	13,598.8	11,030.3	9,030.5
12-31-2018	0.0	0.0	14,445.8	3,611.5	8,284.4	6,414.2	5,023.0
12-31-2019	0.0	0.0	23,586.1	5,896.5	12,882.1	9,520.6	7,131.5
12-31-2020	0.0	0.0	15,502.4	3,875.6	8,063.8	5,688.7	4,075.9
12-31-2021	0.0	0.0	8,075.9	2,019.0	4,000.8	2,694.1	1,846.4
12-31-2022	0.0	0.0	3,198.5	799.6	1,509.1	970.0	635.9
12-31-2023	0.0	0.0	1,834.1	456.5	824.1	505.7	317.1
12-31-2024	0.0	0.0	851.3	212.8	364.3	213.4	128.0
12-31-2025	0.0	0.0	(421.7)	0.0	(229.1)	(128.1)	(73.5)
Total		0.0	176,008.5	44,107.8	106,912.2	88,428.5	74,401.2

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ For the purposes of the model, 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⁾ 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.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
 PROBABLE RESERVES
 GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
 MEGED FIELD, ISRAEL
 AS OF DECEMBER 31, 2012

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties		Total (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
		Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)					
12-31-2013	1,367.5	170.9	0.0	170.9	4,063.8	0.0	320.5	(3,207.7)
12-31-2014	28,198.0	3,524.7	0.0	3,524.7	12,251.3	0.0	3,371.1	9,050.9
12-31-2015	68,810.5	8,601.3	0.0	8,601.3	32,670.0	0.0	8,351.2	(4,335.0)
12-31-2016	94,831.4	11,853.9	0.0	11,853.9	32,670.0	0.0	10,953.3	23,366.3
12-31-2017	98,973.7	12,371.7	0.0	12,371.7	0.0	0.0	9,897.4	56,464.5
12-31-2018	66,410.7	13,581.0	0.0	13,581.0	0.0	0.0	6,641.1	37,887.3
12-31-2019	18,170.7	2,271.3	0.0	2,271.3	0.0	495.0	1,817.1	9,871.4
12-31-2020	7,528.6	941.1	0.0	941.1	0.0	990.0	752.9	3,305.0
12-31-2021	30,568.3	3,821.0	0.0	3,821.0	0.0	990.0	3,066.8	16,449.2
12-31-2022	14,271.2	1,783.9	0.0	1,783.9	0.0	0.0	1,427.1	8,141.7
12-31-2023	9,332.2	1,166.5	0.0	1,166.5	0.0	0.0	933.2	5,324.0
12-31-2024	5,956.2	744.5	0.0	744.5	0.0	0.0	595.6	3,398.0
12-31-2025	3,989.2	499.9	0.0	499.9	0.0	(495.0)	399.9	2,776.5
12-31-2026	4,130.0	516.2	0.0	516.2	0.0	0.0	1,650.5	1,118.7
12-31-2027	2,713.9	339.2	0.0	339.2	0.0	0.0	1,508.9	310.8
12-31-2028	179.0	22.4	0.0	201.4	0.0	495.0	121.0	(495.0)
Total	455,441.1	56,930.1	93,136.7	150,066.8	81,675.0	2,475.0	51,797.6	169,426.6

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)		Corporate Income Tax ⁽³⁾ (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽³⁾ (%)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 15% (M\$)	
			Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)			Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)
12-31-2013	0.0	0.0	(3,207.7)	0.0	0.0	0.0	(3,207.7)	(2,991.2)
12-31-2014	0.0	0.0	9,050.9	1,460.8	(1,083.7)	25.0	7,590.1	6,154.6
12-31-2015	0.0	0.0	(4,335.0)	(1,083.7)	5,841.6	25.0	(3,251.2)	(2,292.5)
12-31-2016	0.0	0.0	23,366.3	5,841.6	14,116.1	25.0	17,524.7	10,745.0
12-31-2017	0.0	0.0	56,464.5	9,471.8	2,467.8	25.0	42,348.4	22,578.6
12-31-2018	0.0	0.0	37,887.3	2,467.8	2,467.8	25.0	28,415.5	13,174.0
12-31-2019	0.0	0.0	9,871.4	826.3	4,112.3	25.0	7,403.5	2,984.7
12-31-2020	0.0	0.0	3,305.0	826.3	4,112.3	25.0	2,478.8	869.0
12-31-2021	0.0	0.0	16,449.2	4,112.3	2,035.4	25.0	12,336.9	3,760.8
12-31-2022	0.0	0.0	8,141.7	2,035.4	1,331.0	25.0	6,106.3	1,618.6
12-31-2023	0.0	0.0	5,324.0	1,331.0	848.5	25.0	3,993.0	920.4
12-31-2024	0.0	0.0	3,398.0	848.5	279.7	25.0	2,548.5	510.8
12-31-2025	0.0	0.0	2,776.5	279.7	77.7	25.0	2,187.8	224.0
12-31-2026	0.0	0.0	1,118.7	77.7	0.0	25.0	1,149.9	16.6
12-31-2027	0.0	0.0	310.8	0.0	0.0	25.0	233.1	30.7
12-31-2028	0.0	0.0	(495.0)	0.0	0.0	25.0	(495.0)	(56.7)
Total		0.0	169,426.6	42,375.0	127,051.7	96,000.9	74,229.0	58,515.3

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ For the purposes of the model, 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⁾ 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.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE RESERVES
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2012

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties			Total (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
			State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)					
12-31-2013	1	15,662.2	1,957.8	0.0	0.0	1,957.8	20,418.8	0.0	3,722.6	(10,436.9)
12-31-2014	3	87,840.6	10,980.1	0.0	0.0	10,980.1	26,586.3	0.0	11,307.9	36,966.4
12-31-2015	5	159,238.2	19,904.8	28,753.0	0.0	48,657.8	32,670.0	0.0	18,631.5	59,279.0
12-31-2016	7	156,232.4	19,529.0	60,283.0	0.0	79,812.0	32,670.0	0.0	18,330.9	25,419.5
12-31-2017	8	140,728.3	17,591.0	28,778.9	0.0	46,370.0	0.0	0.0	15,310.3	79,048.0
12-31-2018	8	93,901.2	11,737.7	19,202.8	0.0	30,940.4	0.0	0.0	10,627.6	52,333.1
12-31-2019	8	61,682.6	7,710.3	12,614.1	0.0	20,324.4	0.0	495.0	7,405.8	33,457.4
12-31-2020	7	36,871.1	4,608.9	7,540.1	0.0	12,149.0	0.0	990.0	4,924.6	18,807.4
12-31-2021	5	47,761.0	5,970.1	9,767.1	0.0	15,737.2	0.0	1,485.0	6,013.6	24,525.1
12-31-2022	2	22,914.5	2,864.3	4,686.0	0.0	7,550.3	0.0	495.0	3,529.0	11,340.2
12-31-2023	1	14,716.3	1,839.5	3,009.5	0.0	4,849.0	0.0	0.0	2,709.1	7,158.1
12-31-2024	1	9,617.7	1,202.2	1,966.8	0.0	3,169.0	0.0	0.0	2,199.3	4,249.4
12-31-2025	1	6,296.9	787.1	1,287.7	0.0	2,074.8	0.0	0.0	1,867.2	2,354.9
12-31-2026	1	4,130.0	516.2	844.6	0.0	1,360.8	0.0	0.0	1,650.5	1,118.7
12-31-2027	1	2,713.9	339.2	555.0	0.0	894.2	0.0	0.0	1,508.9	310.8
12-31-2028	1	179.0	22.4	35.6	0.0	58.0	0.0	495.0	121.0	(495.0)
Total		860,485.8	107,560.7	179,324.2	0.0	286,885.0	114,345.0	3,960.0	109,859.7	345,436.1

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Tax Rate ⁽¹⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽²⁾ (M\$)	Corporate Income Tax ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 20% (M\$)
							Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	
12-31-2013	0.0	0.0	(10,436.9)	25.0	0.0	0.0	(10,185.4)	(9,951.2)	(9,527.5)
12-31-2014	0.0	0.0	36,966.4	25.0	6,632.4	6,632.4	28,193.3	26,293.0	23,075.8
12-31-2015	0.0	0.0	59,279.0	25.0	14,819.7	14,819.7	39,354.0	33,033.2	28,184.4
12-31-2016	0.0	0.0	25,419.5	25.0	6,354.9	6,354.9	16,071.8	13,657.0	10,071.5
12-31-2017	0.0	0.0	79,048.0	25.0	19,762.0	19,762.0	47,599.3	38,608.7	26,098.8
12-31-2018	0.0	0.0	52,333.1	25.0	13,083.3	13,083.3	30,012.1	23,238.9	14,399.3
12-31-2019	0.0	0.0	33,457.4	25.0	8,364.4	8,364.4	16,273.6	13,506.2	7,671.4
12-31-2020	0.0	0.0	18,807.4	25.0	4,701.9	4,701.9	9,783.0	6,901.5	3,593.6
12-31-2021	0.0	0.0	24,525.1	25.0	6,131.3	6,131.3	12,149.6	8,181.5	3,905.1
12-31-2022	0.0	0.0	11,340.2	25.0	2,835.1	2,835.1	5,350.4	3,439.2	1,504.7
12-31-2023	0.0	0.0	7,158.1	25.0	1,789.5	1,789.5	3,216.4	1,973.5	791.5
12-31-2024	0.0	0.0	4,249.4	25.0	1,062.3	1,062.3	1,818.5	1,065.0	391.6
12-31-2025	0.0	0.0	2,354.9	25.0	588.7	588.7	969.8	536.6	180.8
12-31-2026	0.0	0.0	1,118.7	25.0	279.7	279.7	434.2	231.7	71.6
12-31-2027	0.0	0.0	310.8	25.0	77.7	77.7	114.9	58.5	16.6
12-31-2028	0.0	0.0	(495.0)	25.0	0.0	0.0	(232.4)	(113.0)	(29.3)
Total		0.0	345,436.1		86,482.8	86,482.8	202,913.1	162,657.4	110,400.9

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ For the purposes of the model, 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⁾ 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.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

Table III

REVENUE, COSTS, AND TAXES
 POSSIBLE RESERVES
 GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
 MEGED FIELD, ISRAEL
 AS OF DECEMBER 31, 2012

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾		Royalties		Total (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
	(M\$)	(M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)					
12-31-2013	686.7	87.0	0.0	0.0	87.0	0.0	0.0	69.6	536.1
12-31-2014	30,013.2	3,751.7	0.0	0.0	3,751.7	0.0	0.0	3,001.3	23,260.3
12-31-2015	51,812.9	6,476.6	63,512.0	0.0	69,988.6	0.0	0.0	5,181.3	(23,357.0)
12-31-2016	41,033.4	5,129.2	(38,244.9)	0.0	15,484.5	0.0	0.0	4,103.3	70,045.8
12-31-2017	46,984.0	5,874.3	9,610.3	0.0	27,657.1	32,670.0	0.0	6,169.6	(7,330.1)
12-31-2018	83,936.7	10,492.1	17,165.0	0.0	35,398.9	32,670.0	0.0	9,863.8	13,745.7
12-31-2019	107,432.0	13,429.0	21,969.8	0.0	40,215.7	16,335.0	0.0	12,213.4	27,149.8
12-31-2020	122,050.6	15,256.3	24,959.3	0.0	18,090.4	(495.0)	0.0	12,940.1	53,054.8
12-31-2021	54,902.6	6,852.8	11,227.6	0.0	14,485.0	0.0	0.0	2,881.7	31,321.9
12-31-2022	28,817.0	3,602.1	5,893.1	0.0	9,495.2	0.0	0.0	1,024.0	14,955.1
12-31-2023	10,240.0	1,280.0	2,094.1	0.0	3,374.1	0.0	0.0	1,045.5	4,851.9
12-31-2024	(87.3)	(12.2)	(19.9)	0.0	(32.1)	0.0	0.0	(9.7)	(1,045.5)
12-31-2025	42,691.9	5,336.5	8,730.5	0.0	14,067.0	0.0	0.0	4,269.2	23,860.7
12-31-2026	26,134.2	3,266.8	5,344.4	0.0	8,611.2	0.0	0.0	2,613.4	14,369.6
12-31-2027	16,529.2	2,066.2	3,380.2	0.0	5,446.4	0.0	0.0	1,652.9	9,429.9
12-31-2028	12,081.3	1,510.2	2,471.6	0.0	3,981.8	(495.0)	0.0	2,342.5	6,252.0
12-31-2029	7,827.2	978.4	1,600.7	0.0	2,579.1	0.0	0.0	2,020.2	3,227.9
12-31-2030	5,007.1	625.9	1,024.0	0.0	1,649.8	0.0	0.0	1,738.2	1,124.1
Total	686,101.8	86,012.7	140,717.8	0.0	226,730.5	114,345.0	3,485.0	77,565.1	265,996.2

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes		Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes	
			Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 16% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2013	0.0	0.0	538.1	538.1	526.2	492.2
12-31-2014	0.0	0.0	23,260.3	17,310.4	16,068.8	13,168.5
12-31-2015	0.0	0.0	(23,357.0)	(17,517.7)	(15,506.2)	(11,105.2)
12-31-2016	0.0	0.0	70,045.8	52,534.4	44,287.5	27,753.0
12-31-2017	0.0	0.0	(7,330.1)	(5,487.5)	(4,413.8)	(2,931.1)
12-31-2018	0.0	0.0	13,745.7	10,309.3	7,892.9	3,782.1
12-31-2019	13.4	12,525.0	14,624.9	10,968.6	7,987.7	4,422.0
12-31-2020	30.5	27,083.4	25,961.4	19,471.0	13,504.2	4,960.5
12-31-2021	37.1	21,288.6	10,033.3	7,525.0	4,970.5	1,587.6
12-31-2022	39.6	11,196.6	3,758.5	2,818.9	1,773.3	498.7
12-31-2023	40.2	5,221.3	(989.4)	(277.1)	(166.0)	(60.9)
12-31-2024	40.2	1,686.2	(2,731.7)	(2,048.8)	(1,169.0)	(410.7)
12-31-2025	41.9	11,204.6	12,656.1	9,492.1	5,158.2	1,654.4
12-31-2026	43.8	7,021.2	7,898.4	1,972.1	3,061.9	896.7
12-31-2027	44.3	4,313.0	5,115.9	3,837.7	1,891.8	505.8
12-31-2028	44.5	2,964.3	3,687.7	2,885.5	1,358.4	331.1
12-31-2029	44.7	1,442.3	1,785.6	1,339.2	277.9	66.1
12-31-2030	44.7	724.5	395.6	299.7	127.6	12.3
Total		106,281.0	159,715.2	119,910.1	87,960.4	53,608.5

Totals may not add because of rounding.

(1) For the purposes of the model, 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) 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.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

REVENUE COSTS AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE RESERVES
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2012

Period Ending	Active Well Count	Working Interest ⁽¹⁾ (M\$)	State (M\$)	Royalties	Total (M\$)	Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽¹⁾ (M\$)	Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)
12-31-2013	1	16,357.9	2,044.7	0.0	2,044.7	20,418.8	0.0	3,782.1	(9,897.7)
12-31-2014	3	117,853.9	14,731.7	0.0	14,731.7	28,586.3	0.0	14,309.3	60,226.6
12-31-2015	5	211,051.2	26,381.4	92,265.0	118,646.4	32,870.0	0.0	23,812.8	35,922.0
12-31-2016	7	197,265.8	24,058.2	22,038.0	46,096.2	32,670.0	0.0	22,434.2	95,465.3
12-31-2017	9	187,722.3	23,465.3	38,389.2	61,854.5	32,670.0	0.0	21,479.9	71,717.9
12-31-2018	11	177,837.9	22,229.7	36,367.8	58,597.6	32,670.0	0.0	20,491.4	66,078.8
12-31-2019	13	169,114.7	21,135.3	34,564.0	55,723.3	32,670.0	495.0	19,619.1	60,607.3
12-31-2020	14	158,921.6	19,865.2	32,499.5	52,364.7	32,670.0	495.0	17,864.7	71,862.2
12-31-2021	13	102,663.6	12,832.9	20,994.7	33,827.7	16,335.0	1,485.0	11,503.9	55,847.1
12-31-2022	10	51,731.6	6,466.4	10,579.1	17,045.5	0.0	1,980.0	6,410.7	26,295.4
12-31-2023	6	24,956.2	3,119.5	5,103.5	8,223.1	0.0	990.0	3,733.1	12,010.0
12-31-2024	4	9,520.3	1,190.0	1,946.9	3,137.0	0.0	990.0	2,189.5	3,203.9
12-31-2025	2	46,988.8	6,123.6	10,018.2	16,141.8	0.0	495.0	6,136.4	26,215.6
12-31-2026	1	30,284.2	3,783.0	6,189.0	9,972.1	0.0	0.0	4,263.9	16,028.2
12-31-2027	1	19,243.1	2,405.4	3,935.2	6,340.6	0.0	0.0	3,161.8	9,740.7
12-31-2028	1	12,260.3	1,532.5	2,507.2	4,039.8	0.0	0.0	2,463.5	5,757.0
12-31-2029	1	7,827.2	978.4	1,600.7	2,579.1	0.0	0.0	2,020.2	3,227.9
12-31-2030	1	5,007.1	625.9	1,024.0	1,649.8	0.0	485.0	1,738.2	1,124.1
Total		1,548,587.6	193,573.5	320,042.1	513,615.5	228,690.0	7,425.0	187,424.8	611,432.3

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy (M\$)	Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Net Revenue After Levy and Before Corporate Tax Rate ⁽²⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽³⁾ (M\$)	Corporate Discounted at 0% (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 5% (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 10% (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 15% (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 20% (M\$)
12-31-2013	0.0	0.0	(9,897.7)	25.0	0.0	(9,897.7)	(9,659.2)	(9,229.7)	(9,035.4)	
12-31-2014	0.0	0.0	60,226.6	25.0	12,582.2	47,644.4	41,297.4	38,633.6	36,244.3	
12-31-2015	0.0	0.0	35,922.0	25.0	8,990.5	26,941.5	23,847.8	21,229.5	17,079.2	
12-31-2016	0.0	0.0	95,465.3	25.0	23,866.3	71,599.0	60,359.3	43,900.0	37,824.5	
12-31-2017	0.0	0.0	71,717.9	25.0	17,928.5	53,789.4	43,185.4	35,028.5	23,679.5	
12-31-2018	0.0	0.0	66,078.8	25.0	16,519.7	49,559.1	37,895.1	29,340.3	18,181.4	
12-31-2019	13.4	12,525.0	48,082.3	25.0	12,020.6	36,061.7	26,261.3	19,408.6	11,024.7	
12-31-2020	30.5	27,093.4	44,768.8	25.0	11,192.2	33,576.6	23,287.2	16,428.3	8,554.2	
12-31-2021	37.1	21,288.6	34,568.5	25.0	8,639.6	25,918.9	17,120.1	11,528.6	5,502.7	
12-31-2022	39.6	11,196.6	15,098.8	25.0	3,774.7	11,324.1	7,123.7	4,579.0	2,003.5	
12-31-2023	40.2	5,221.3	6,788.7	25.0	1,697.2	5,091.5	3,050.4	1,871.6	750.7	
12-31-2024	40.2	1,866.2	1,517.6	25.0	379.4	1,138.2	649.5	228.1	139.8	
12-31-2025	41.9	11,204.8	15,011.0	25.0	3,752.8	11,258.3	3,420.3	1,962.2	1,152.7	
12-31-2026	43.8	7,021.2	9,007.0	25.0	2,251.8	6,755.3	3,086.1	1,633.8	576.4	
12-31-2027	44.3	4,313.0	5,427.7	25.0	1,356.9	4,070.8	2,006.5	536.5	289.4	
12-31-2028	44.5	2,564.3	3,192.7	25.0	798.2	2,394.5	1,124.0	546.6	141.9	
12-31-2029	44.7	1,442.3	1,785.6	25.0	446.4	1,339.2	598.7	133.5	66.1	
12-31-2030	44.7	724.5	399.6	25.0	99.9	299.7	127.6	26.0	12.3	
Total		106,281.0	505,151.3		126,287.8	378,863.5	290,873.5	186,524.9	154,187.9	

Totals may not add because of rounding.

⁽¹⁾ For the purposes of the model, 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⁾ 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.

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

Table V

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2012

Year	Net Production (MBBL)	Average Price Received Per Production Unit (\$/BBL)	Average Royalties Paid Per Production Unit ⁽¹⁾ (\$/BBL)	Average Production Costs Per Production Unit (\$/BBL)	Average Net Revenue Per Production Unit (\$/BBL)	Reserves Depletion Rate ⁽²⁾ (Percent)
2011	137.2	109.00	13.60	9.60	85.80	1.70
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 2011 General Partner royalties estimated at \$22.30 per barrel (BBL) nor the 2012 General Partner royalties estimated at \$21.00 per barrel to be paid at a future date.

⁽²⁾ The reserves depletion rate is the percentage of yearly oil produced to the estimated proved plus probable reserves at the beginning of that year per this report.

FORECASTED GROSS OIL PRODUCTION
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2012

Meged 5 - Zone 8B					
Period Ending	Oil (MBBL)				
	Proved	Proved + Probable	Probable	Proved + Probable + Possible	Possible
12-31-2013	144.4	158.2	13.8	165.2	7.0
12-31-2014	97.9	121.6	23.6	138.9	17.3
12-31-2015	66.6	93.5	26.9	116.8	23.3
12-31-2016	45.3	71.9	26.6	98.2	26.3
12-31-2017	30.9	55.4	24.5	82.7	27.3
12-31-2018	11.6	42.7	31.1	69.6	26.9
12-31-2019	0.0	32.9	32.9	58.6	25.7
12-31-2020	0.0	25.4	25.4	49.3	24.0
12-31-2021	0.0	3.6	3.6	41.6	37.9
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	35.0	35.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	29.5	29.5
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	24.9	24.9
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	7.4	7.4
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	396.7	605.1	208.4	917.7	312.6

Meged 5 - Zone 1					
Period Ending	Oil (MBBL)				
	Proved	Proved + Probable	Probable	Proved + Probable + Possible	Possible
12-31-2013	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2014	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
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	258.0	0.0	(258.0)	0.0	0.0
12-31-2020	174.4	0.0	(174.4)	0.0	0.0
12-31-2021	118.1	349.9	231.8	0.0	(349.9)
12-31-2022	80.1	227.9	147.8	0.0	(227.9)
12-31-2023	54.4	148.6	94.3	0.0	(148.6)
12-31-2024	37.0	97.1	60.2	0.0	(97.1)
12-31-2025	23.2	63.6	40.4	481.8	418.2
12-31-2026	0.0	41.7	41.7	305.7	264.0
12-31-2027	0.0	27.4	27.4	194.4	167.0
12-31-2028	0.0	1.8	1.8	123.8	122.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	79.1	79.1
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	50.6	50.6
Total	745.3	958.2	212.9	1235.3	277.2

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

FORECASTED GROSS OIL PRODUCTION
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2012

Period Ending	Meged 6 - Zones 8B & 1				
	Oil (MBBL)				
	Proved	Proved + Probable	Probable	Proved + Probable + Possible	Possible
12-31-2013	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2014	504.5	691.6	187.0	961.3	269.8
12-31-2015	342.3	450.7	108.4	606.9	156.2
12-31-2016	232.6	294.3	61.7	384.0	89.7
12-31-2017	158.3	192.5	34.2	243.5	51.0
12-31-2018	107.9	126.1	18.3	154.7	28.6
12-31-2019	73.6	82.8	9.2	98.5	15.7
12-31-2020	48.3	54.4	6.1	62.8	8.4
12-31-2021	7.2	3.6	(3.6)	16.2	12.6
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	1,474.7	1,896.0	421.3	2,528.0	632.0

Period Ending	Meged 7 - Zones 8B & 1				
	Oil (MBBL)				
	Proved	Proved + Probable	Probable	Proved + Probable + Possible	Possible
12-31-2013	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2014	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2015	504.5	691.6	187.0	961.3	269.8
12-31-2016	342.3	450.7	108.4	606.9	156.2
12-31-2017	232.6	294.3	61.7	384.0	89.7
12-31-2018	158.3	192.5	34.2	243.5	51.0
12-31-2019	107.9	126.1	18.3	154.7	28.6
12-31-2020	73.6	82.8	9.2	98.5	15.7
12-31-2021	48.3	54.4	6.1	62.8	8.4
12-31-2022	7.2	3.6	(3.6)	16.2	12.6
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	1,474.7	1,896.0	421.3	2,528.0	632.0

All estimates and exhibits herein are part of this NSAI report and are subject to its parameters and conditions.

FORECASTED GROSS OIL PRODUCTION
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2012

Period Ending	Meged 8 - Zones 8B & 1				
	Oil (MBBL)				
	Proved	Proved + Probable	Probable	Proved + Probable + Possible	Possible
12-31-2013	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2014	0.0	74.2	74.2	90.2	16.1
12-31-2015	0.0	231.6	231.6	275.8	44.2
12-31-2016	0.0	154.5	154.5	177.4	22.9
12-31-2017	0.0	103.2	103.2	114.4	11.1
12-31-2018	0.0	69.1	69.1	73.9	4.7
12-31-2019	0.0	34.7	34.7	37.8	3.1
12-31-2020	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2021	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total	0.0	667.3	667.3	769.5	102.2

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
CONTINGENT RESOURCES
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2012

Parameter	Reservoir	Net Rock Volume (Acre-feet)		Porosity (Decimal)		Oil Saturation (Decimal)		Oil Recovery Factor (Decimal)		Initial Formation Volume Factor (RB/STB) ⁽¹⁾
		Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	
Fracture	Zone 2	61,957	234,366	0.007	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	1.92
	Zone 3	78,607	251,692	0.007	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	1.92
	Zone 4	64,741	236,717	0.007	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	1.91
	Zone 5	60,700	211,261	0.007	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	1.90
	Zone 6	75,814	231,493	0.007	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	1.89
	Zone 7	42,054	197,201	0.007	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	1.87
	Zone 8A	41,550	194,835	0.007	0.023	0.80	0.95	0.10	0.50	2.16
Matrix	Zone 1 ⁽²⁾	76,317	114,476	0.03	0.04	0.50	0.70	0.05	0.10	1.92
	Zone 2	32,549	81,373	0.01	0.03	0.50	0.70	0.05	0.10	1.92
	Zone 3	29,024	72,561	0.01	0.03	0.50	0.70	0.05	0.10	1.92
	Zone 4	23,406	117,029	0.02	0.04	0.50	0.70	0.05	0.10	1.91
	Zone 5	17,171	85,857	0.02	0.03	0.50	0.70	0.05	0.10	1.90
	Zone 6	30,461	152,305	0.02	0.03	0.50	0.70	0.05	0.10	1.89
	Zone 7	13,437	33,592	0.01	0.03	0.50	0.70	0.05	0.10	1.87
	Zone 8A	94,601	141,901	0.03	0.04	0.50	0.70	0.05	0.10	2.16
Zone 8B ⁽²⁾	44,348	66,523	0.03	0.04	0.50	0.70	0.05	0.10	2.46	

Note: Low estimate is equivalent to the 90th percentile (P90) value for each distribution variable, and high estimate is equivalent to the 10th percentile (P10) value for each distribution variable.

⁽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.