



גבעות עולם חפוזי נפט
שותפות מוגבלת (1993)

2013

דוחות כספיים

לשנה שנסיימה ביום 31 בדצמבר 2013

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

דוח תקופתי לשנת 2013

חלק ראשון: תיאור עסקי התאגיד



תוכן העניינים

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

נספח-מילון מונחים

פרק ראשון – תיאור ההתפתחות הכללית של עסקי התאגיד

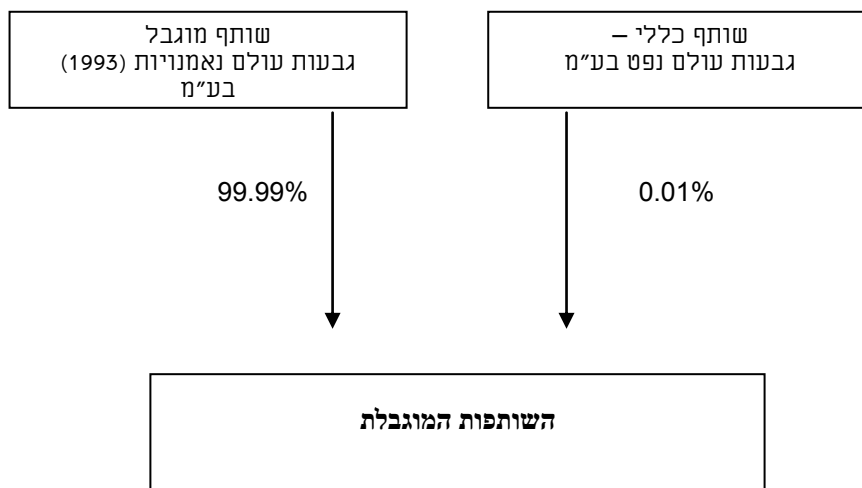
לביאור תמציתי למונחים עיקריים הנזכרים בפרק זה ראו בנספח שבסוף הפרק להלן.

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 L/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 המוגבל") כשותף מוגבל, מצד אחד לבין גבעות עולם נפט בע"מ (להלן: "השותף הכללי") כשותף כללי מצד שני. הסכם השותפות המוגבלת תוקן ב- 28.9.93, 8.1.95, 7.6.94, 25.10.98, 22.10.99, 4.6.00, 10.2.03, 29.10.04, 2.5.06 ו- 17.9.07.
- 1.3** זכויותיו של השותף המוגבל בשותפות המוגבלת מוחזקות על ידו בנאמנות עבור מחזיקי יחידות שהנפיק השותף המוגבל לציבור על פי שבעה עשר תשקיפים ושלוש הצעות מדף שהתפרסמו בין השנים 1993 ו- 2010. החזקת הזכויות בנאמנות עבור בעלי היחידות הינה בהתאם להסכם נאמנות שנחתם ביום 8 ביוני 1993 בין השותף המוגבל כנאמן עבור בעלי היחידות מצד אחד ובין "המפקח" שתפקידו מתואר בתמצית בסעיף 12.1.4 להלן מצד שני. הסכם הנאמנות תוקן ב- 28.9.93, 8.12.93, בפברואר 1994, 11.8.94, 8.1.95, 25.10.98, 22.2.99, 2.5.06 ו- 17.9.07.
- 1.4** החל מיום 8.1.95 מכהן עו"ד יונתן קורן כמפקח. למפקח ישנן סמכויות פיקוח מסוימות הקבועות בהסכם הנאמנות ובהסכם השותפות המוגבלת. על פי הסכם הנאמנות זכאי המפקח למנות את הדירקטורים של הנאמן. המפקח מינה עצמו כדירקטור יחיד של הנאמן.

תרשים מבנה האחזקות בשותפות המוגבלת:



2.1

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

עיקר פעילותה של השותפות כיום הינה בפיתוח שדה הנפט "מגד" שבחזקת ראש העין I/11, אשר בשטחו בוצעו על ידי בעבר (על פי רשיון ראש העין מערב / 244 שהיה בידה לפני קבלת החזקה) מספר קידוחים (קידוחי מגד 2 והכניסה הנוספת בשנת 1998, מגד 3, מגד 4, הקידוח האופקי מגד 4, קידוח מגד 5 וקידוח מגד 6). במועד הדו"ח השותפות מבצעת מבחני הפקה ארוכי טווח במגד 5 אשר במסגרתם מופק נפט מהבאר ומבצעת את ההכנות הנדרשות לביצוע המבחנים ופעולות הפרופנט בקידוח מגד 6 (בכפוף להשגת האמצעים הכספיים והאישורים הדרושים לכך). כמו כן הושלמו פעולות הכנת אתר קידוח מגד 8, לפרטים ראו סעיף 9.3 להלן. עוד מתכננת השותפות (בכפוף להשגת האמצעים הכספיים והאישורים הדרושים לכך) לבצע קידוחים נוספים בשטח החזקה. בנוסף מחזיקה השותפות ברשיון מכבי/330 המשתרע על חלק משטח היתר מוקדם (מכבי / 183) שהיה לשותפות, 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 15.6.2013 לפרטים ראו סעיף 8 להלן).	100%

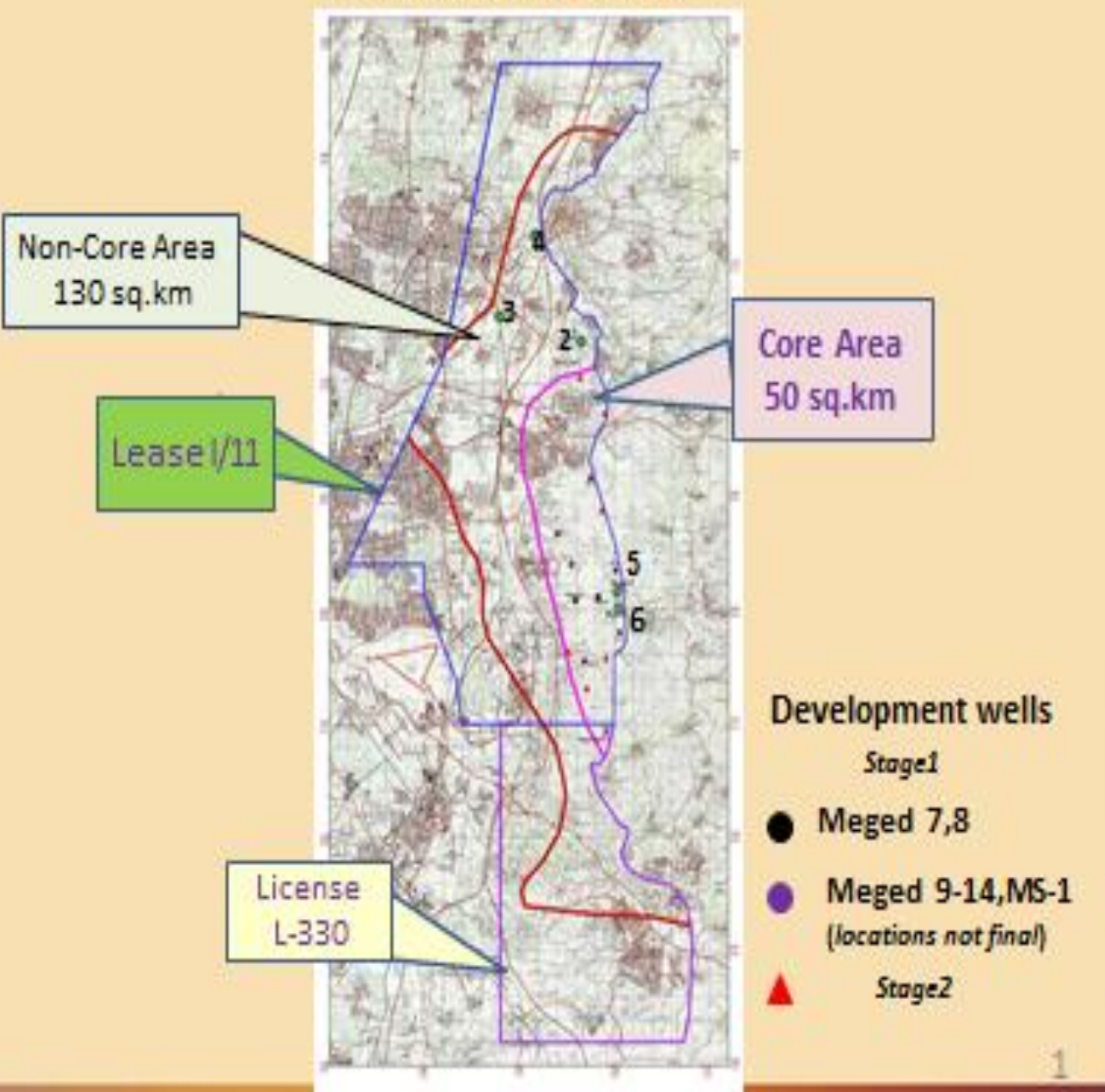
נכסי הנפט האמורים היו נכסי הנפט של השותפות בשלוש השנים האחרונות. לפרטים על נכסי הנפט של השותפות בהתאם למתכונת שבתוספת האחת עשרה לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970 (להלן- "**תקנות הדיווח**") ראו בסעיף 8 להלן.

2.2

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

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

MEGED OIL FIELD



3 השקעות בהון התאגיד ועסקאות במניות

3.1 ביום 28 בפברואר 2013 פורסם על ידי השותפות תשקיף מדף (להלן: "תשקיף המדף").

3.2 לא היו שינויים בהון השותפות המוגבלת בשנת הדיווח ובשנה שקדמה לה.

3.3 יחידות קיימות

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

3.4 יחידות שהונפקו בשנת הדיווח

בשנת הדיווח לא הונפקו יחידות חדשות.

4.1 כל הרווחים של השותפות המוגבלת הראויים לחלוקה על ידי השותפות על פי דין (על כך ראה סעיף 4.5), בניכוי סכומים (שלא הובאו בחשבון לצורך קביעת הרווחים) הדרושים לשותפות לפי שיקול דעתו של השותף הכללי לצורך או בקשר עם התחייבויות קיימות של השותפות המוגבלת, (לרבות הסכומים הדרושים לדעת השותף הכללי לעמידה בהוצאות בלתי צפויות מראש ושסכומם לא יעלה על 250,000 דולר ארה"ב) (להלן: "הרווחים") יחולקו לשותפים, בהתאם לזכויותיהם, כאמור לעיל, אחת לשנה. חישוב הרווחים יעשה תמיד לשנה המסתיימת ביום 31 בדצמבר. מובהר בזאת כי לא יחולקו רווחים אם קבלתם על ידי השותף המוגבל תיחשב כמשיכה של השקעתו או חלק ממנה, כמשמעות הדבר בסעיף 63(ב) לפקודת השותפויות (נוסח חדש), תשל"ה-1975.

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

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

4.4 על פי הסכם השותפות המוגבלת כל הרווחים שישולמו לנאמן בגין חלקו בשותפות המוגבלת (למעט הסכומים הדרושים לביצוע תשלומים והוצאות ולעשיית פעולות הקבועים בהסכם הנאמנות ואשר סכומם יקבע מעת לעת על ידי הנאמן באישור המפקח) יחולקו על ידו, בתאריך קבלתם מן השותפות המוגבלת,² לבעלי היחידות אשר יהיו רשומים בפנקס בעלי היחידות ביום 31 לדצמבר של השנה שבגינה הם מחולקים. הנאמן יותיר בידיו ולא יחלק את הסכומים שנקבעו כאמור כסכומים הדרושים לביצוע תשלומים והוצאות ועשיית פעולות כאמור וכן סכום נוסף בשיעור של 10% מהסכומים שנקבעו כאמור עבור הוצאות בלתי צפויות מראש.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

על פי הוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א-2011 (להלן: "**חוק מיסוי רווחי נפט**"), השותף הכללי חייב להגיש לפקיד השומה דו"ח המאושר על ידי רואה חשבון על הכנסתה החייבת של השותפות או הפסדיה ובעת הגשת הדוח על השותף הכללי לשלם את המס הנובע ממנו, וזאת על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפות בשנת המס שלגביה הוגש הדוח (היינו, על חשבון מחזיקי היחידות הזכאים כפי שיהיו ביום 31 בדצמבר של כל שנת מס). השותף הכללי סבור כי הואיל וסכום המס ששולם כאמור לעיל על ידי השותפות וכל סכום נוסף שישולם לפקיד השומה בעקבות שומה סופית שתוצא על ידו, ככל שיהיה, הינו על חשבון המס שחייבים בו המחזיקים הזכאים, ייחשב התשלום האמור, לכל דבר וענין כחלק מהחזר ההשקעה לבעלי היחידות כאשר התאריך הקובע בגין החזר זה הינו יום 31.12 בגין שנת המס הרלוונטית לתשלום, לפרטים ראו באור 17 (ז) בדוחות הכספיים בחלק ג להלן.

5. פרק שני – מידע אחר

5.1 מידע כספי

<u>2013</u>	<u>2012</u>	<u>נתונים לגבי תחום הפעילות (אלפי דולר)</u>
\$	\$	
21,608	16,592	הכנסות ממכירת נפט
(2,233)	(2,569)	תמלוג למדינה
(3,716)	(4,206)	תמלוג לשותף הכללי (התמלוג אינו משולם בפועל עד להחזר ההשקעה לבעלי היחידות)
15,659	9,817	הכנסות ממכירת נפט בניכוי תמלוגים
(3,869)	(2,487)	הוצאות הפקה
(1,029)	(1,822)	פחת והפחתות
(20,898)	(4,670)	הוצאות חיפושי נפט
(1,732)	(1,552)	הוצאות הנהלה וכלליות
134	-	הכנסות אחרות
(27,394)	(10,531)	סה"כ הוצאות
27	167	הכנסות מימון נטו
(27,367)	(10,364)	סה"כ הוצאות לאחר מימון
14	13	מימוש נכסים
(11,694)	(534)	רווח/ (הפסד) נקי לשנה

סך הנכסים ליום 31.12.2013 היה 28,687 אלפי \$, ליום 31.12.12 33,759 אלפי \$.

5.2 ההתפתחויות שחלו בנתונים שבטבלה שבסעיף 5.1 לעיל

להסברים בדבר הנתונים הכספיים האמורים לעיל ראה דוח הדירקטוריון של השותף הכללי באשר למצב עסקי השותפות בפרק ב' להלן.

פרק שלישי: תיאור עסקי התאגיד לפי תחומי פעילות

6 סביבה כללית והשפעת גורמים חיצוניים על פעילות התאגיד

6.1 הצורך בטכניקות המרצה מיוחדות

במאגרי הנפט שאיתר השותף הכללי יש צורך בטכניקות המרצה (STIMULATION)³ מיוחדות- כגון המרצה בעזרת טכניקת Proppant (להלן: "פרופנט") ו/או שיטות המרצה אחרות. חלק מהפעולות הכרוכות בשימוש בטכניקות המרצה מיוחדות מצריך כיום, מיומנות וידע שאינם מצויים בישראל ופעולות אלו מסופקות לשותפות על ידי חברות זרות המתמחות בתחום זה. לפעולות הפרופנט שבוצעו בקידוח מגד 5 היו השפעות ניכרות על קצב ההפקה ומשך ההפקה לטווח ארוך. בכוונת השותפות לבצע פעולות פרופנט בקידוח מגד 6 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 ומבחני הפקה לאחר מכן הינן כ-10 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 במונחי דולרים (שבהם ערוכים תקציבי השותפות) יכולה להגרם גם עקב שינויים בשער המטבע (חלק משמעותי מהשירותים להם נזקקת השותפות נרכשים בדולרים או ביורו האירופי).

6.3 מימון

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

6.4 תלות בקבלת אישורים של גורמים חיצוניים לכל קידוח

ביצוע קידוחי הפיתוח של השותפות כרוך בקבלת אישורים שונים (לכל קידוח) מרשויות שונות וכן בהשגת הסדרים ו/או התקשרויות מתאימים עם בעלי הקרקע.

³ למשמעות מונחים אלו ראו בנספח שבסוף פרק זה.

- ביצועו של קידוח מגד 5 התעכב תקופה ממושכת בשל עיכובים בקבלת האישורים הדרושים.
- (א) 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.
- (ג) מרבית השטח של חזקת ראש העין ורשיון מכבי מצוי ב"שטחי אש" של צה"ל, והשותפות נדרשת לקבל את אישור צה"ל לקידוחים שיבוצעו בשטחי האש.
- (ד) תוקפו של אישור צה"ל לקידוחי מגד 5,6,7 ו-8 מותנה בתנאים שונים ובכלל זה חתימה על כתבי התחייבות (המתחדשים מפעם לפעם) ונטילת אחריות והצגת ביטוחים על פי הנדרש ע"י משרד הביטחון. אישור צה"ל וכתב ההתחייבות שנחתם כאמור כוללים, בין היתר, תנאי-גובה של מגדל הקידוח ותנאים טכניים אחרים תנאים המחייבים את השותפות בקבלת הנחיות, קביעת נוהלי עבודה ועדכונים הדדיים עם הצבא, עמידה בדרישות מסוימות של משרד הבטחון, 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, 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.
- (ה) ביום 2.4.09 חתמה השותפות על כתב התחייבות נוסף ובו התחייבה השותפות (בנוסף 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.

(i) בכתב ההתחייבות נוסף שנחתם ביום 3.3.2011 התחייבה השותפות להקים גדר היקפית 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. כתב ההתחייבות האחרון שנחתם לגבי קידוח מגד 5 הינו מיום 27.11.2013 ובתוקף עד 31.10.2014.

(ז) ביום 15.8.2011 חתמה השותפות על כתב התחייבות נוסף על פיו התקבל אישור משרד 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, 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, ולפיצוי מוסכם בסך 50,000 ₪ לכל יום עיכוב בפינוי השטח. כמו כן חתמה השותפות על כתב התחייבות נפרד לגבי תנועה על ציר המערכת. כתב ההתחייבות האחרון שנחתם לגבי קידוחי מגד 6, 7 ו-8 הינו מיום 27.11.2013 ובתוקף עד 31.10.2014. בכתב התחייבות זה התחייבה השותפות בנוסף לאמור לעיל להרחיב את דרך הגישה למגד 7, לביצוע סקרים אקוסטיים, להצגת דוחות בדבר אי השפעה על גדר הבטחון.

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

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

(ט) 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".

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

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

(יא) 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.

(יב) על קידוחי מגד 6, 7 ו-8 – חלה תקנה 6(א) לתקנות האמורות הקובעת כי: **"תוקף האישור לפי תקנות אלה לא יעלה על שנה מתחילת ביצוע קידוח נפט אלא אם כן הוגשה ביחס אליו תכנית מפורטת לפי חוק התכנון והבניה למוסד התכנון המוסמך; הוגשה תכנית מפורטת כאמור, ימשיך האישור לעמוד בתוקפו עד להחלטה אחרת של מוסד התכנון המוסמך והוא יחול על קידוח נפט ועל כל שאר הפעולות לשם קידוח נפט שאושרו, אף אם הוכרה תגלית בידי הממונה על ענייני נפט בשל הקידוח שאושר ואף אם ניתנה בשלו חזקה לפי החוק; לא הוגשה תכנית כאמור, או החליט מוסד התכנון המוסמך לדחותה, לא יהיה ניתן לפעול בשטח אלא לצורך פעולות שיקום לפי תקנה 3(ג)."** "הפעולות לשם קידוח נפט" הנזכרות בתקנה 6(א) כוללות, על פי תקנות ההרשאה, את הפעולות הבאות:

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

(יג) 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.

(יד) הדברים שנכללו בתגובת המדינה ובדברי הסיכום האמורים עניינם בסייגים להפעלת המנגנון הקבוע בסעיף 6(א) שיבואו לידי ביטוי בהנחיות מקצועיות שתועברנה לוועדות. מאחר ודברי הסיכום והתגובה האמורים מזכירים את תקנה 4 לתקנות ההרשאה (שאינה חלה על קידוחי מגד 6, 7 ו-8 שעליהם חלה הוראת המעבר שבתקנה 7 סבורה השותפות שאין מקום להחיל

את הסייגים האמורים גם על קידוחי מגד 6, 7 ו-8. למיטב ידיעת השותפות הנחיות מקצועיות כאמור טרם אושרו, ואין בידי השותפות לדעת אם הן תעלינה בקנה אחד עם עמדתה זו.

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.

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 הרוכש 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 מכון של השותפות.

נכון למועד הדו"ח טרם נתקבלו כל האישורים הנדרשים. השותפות מקיימת מגעים עם הרוכש בדבר עריכת שינויים בהסכם והארכת תוקפו של ההסכם.

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, וכיוצא ב-

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

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

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

השותפות החלה בפעולות לשם השגת האישורים התכנוניים הדרושים.

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

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

להערכת השותף הכללי, עד להשלמת הקמתו של המתקן האמור, יכולת ההפקה של כל באר מכל אחד מקידוחי מגד 6, 7, ו-8 תהיה מוגבלת ל- 2000 עד 3000 חביות ביום בשל בעיות שינוע וטיפול בגז הנלווה.

בטווח ארוך התוכנית היא להקים מתקן מרכזי גדול להפרדת הגז והנפט ולעיבוד הגז המופק שאליו תרוכז ההפקה ממספר בארות. השותפות מקווה שמדינת ישראל תכיר בפרויקט כפרויקט בעל חשיבות לאומית ושהטיפול בפרויקט יועבר ל"ל" (הועדה לתכנון לאומי) דבר שעשוי להקל על הליך קבלת האישורים לפרויקט.

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

מידע צופה פני עתיד

המידע בדבר תוכניות השותפות להקמת מתקן להפרדת הגז והנפט ולעיבוד הגז המופק שאליו יוזרמו בצנרת תת קרקעית הנפט והגז שיופקו מקידוחי מגד 6, 7, ו-8, המתקן מרכזי, חיבור למערכת ההולכה הארצית, המועדים ולוחות הזמנים לביצוע התוכניות השונות הינם בגדר מידע צופה פני עתיד כהגדרתו בחוק ניירות ערך ומבוסס על סמך הערכות השותף הכללי ויועציו נכון למועד דו"ח זה ועל תוכניות שטרם קיבלו את כל האישורים הנדרשים. הערכות אלו יכולות שלא להתממש או להתממש בדרך אחרת בשל עיכובים בלתי צפויים, אי קבלת כל האישורים הנדרשים וכדומה.

שינויים בחקיקה

6.7

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

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.

מידע כללי על תחום הפעילות

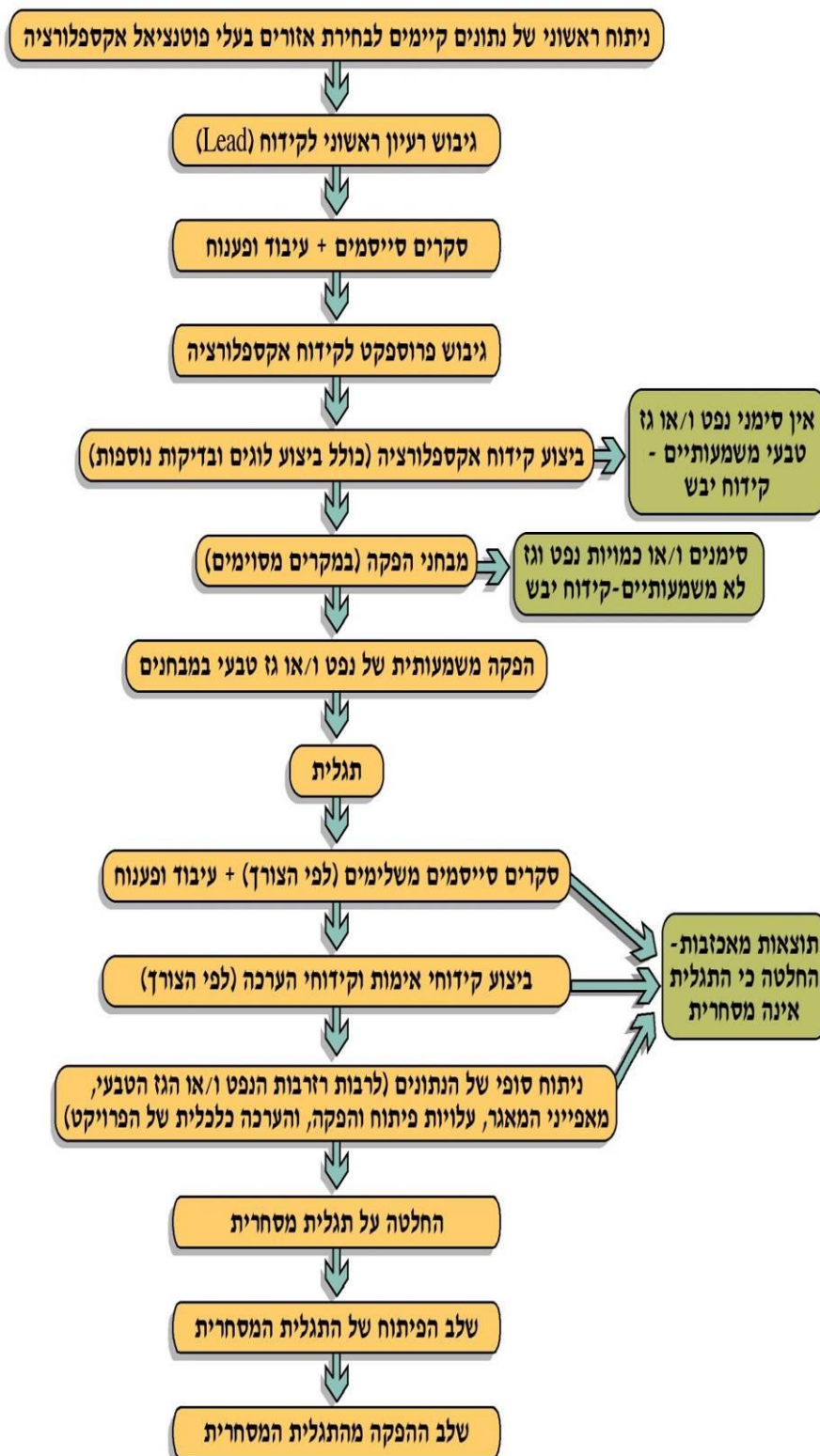
7

מבנה תחום הפעילות ושינויים החלים בו

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



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

7.1

תחום הפעילות שבו עוסקת השותפות מוסדר בחוק הנפט תשי"ב-1952, לפרטים ראו בפרק 10 בתשקיף המדף.

אילוצים מיוחדים אחרים

7.2

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 6.1 לעיל להלן. על התלות של השותפות בספקי שירותים וציוד מחוץ לישראל הנובעת מכך ראו סעיף 11.1(א) להלן.

7.2.2 ראו עוד לעיל בסעיף 6.5 ולהלן בסעיף 11.1 על קשיים בהשגת מכונת קידוח לקידוח בישראל שבאו לידי ביטוי בקשיים שהיו להשגת מכונת קידוח לביצוע קידוח מגד 5 ועל חתימת ההסכם לביצוע קידוח מגד 6 ומגד 8 על ידי חברה זרה וכן על ביצוע המבצעים ופעולת הפרופנט על ידי חברות זרות המתמחות בתחומים אלו.

7.2.3 ביצוע קידוחי הפיתוח של השותפות מצריך קבלת אישורים שונים (לכל קידוח) מרשויות שונות וכן בהשגת הסדרים ו/או התקשרויות מתאימים עם בעלי הקרקע. על האישורים הנחוצים לצורך קידוח מגד 5 וקידוחים אחרים בשטח הרשיון, על העיכובים בביצועו 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.

תנודות חריפות במחירי הנפט ובמחירי השירותים לביצוע קידוחים

7.3

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 27 במרץ 2014 היה כ-108 דולר לחבית נפט מסוג BRENT). להסכם מכירת הנפט שמפיקה השותפות ראו בסעיף 7.9 להלן. עליית מחירי הנפט בשנים האחרונות גרמה גם לעלויות במחירי השירותים לקידוחי נפט.

שינויים טכנולוגיים מהותיים

7.4

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

נפט נעשים בדרך כלל אנכית, בשנים האחרונות התפתחה יכולת ביצוע קידוחים נטויים ואופקיים השותפות עשתה שימוש בטכניקה זו בקידוח מגד 4.

7.5 גורמי הצלחה קריטיים בתחום

גורמי ההצלחה הקריטיים בתחום הינם:

- א. איתור וקבלת זכויות לחיפושים (רכישה או הצטרפות) בשטחים בהם קיים פוטנציאל לתגלית מסחרית.
- ב. יכולת גיוס משאבים כספיים ניכרים.
- ג. שימוש בטכנולוגיות מתקדמות (כגון סקרים סייסמיים ותהליכי עיבוד מידע מתקדמים) וזאת לצורך איתור והכנת פרוספקטים לקדיחה וכן לצורך גיבוש תכנית פיתוח.
- ד. קבלת שירותים מגופים עתירי ניסיון הפועלים בתחום לצורך ביצוע קידוחים ו/או תוכניות פיתוח מורכבים, הסתייעות בידע המקצועי שברשותם.
- ה. הצלחת פעילות האקספלורציה והפיתוח.
- ו. במקרה של מציאת נפט ו/או גז, התקשרות בהסכמים למכירת הנפט ו/או הגז בכמויות ובמחירים טובים.

7.6 שינויים במערך חומרי הגלם והספקים

בשל העלייה במחירי הנפט בשנים האחרונות חלה עלייה חדה בביקוש לספקי שירותים בתחום הנפט אשר הביאה לעלייה ניכרת בעלויות הפעילויות בענף ובזמינות הקבלנים והציוד הנדרש (ראו סעיף 11 להלן). במהלך שנת הדיווח ניכרה מגמת עזיבה של נציגויות ספקי השירותים בתחום הנפט שפעלו מהארץ. מגמה זו עשויה להקשות על זמינות ספקי השירותים לעבודות בארץ וכן על עלויות השירותים.

7.7 מחסומי כניסה ויציאה עיקריים

מחסומי הכניסה העיקריים לתחום הפעילות הינם הצורך בקיומה של זכות נפט (רשיון או חזקה) או בהיתר מוקדם, כתנאי לחיפוש ולהפקה של נפט וכן הסכמים 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 חיפושי נפט וגז כמוגדר בהסכמים.

7.8 תחליפים למוצרי תחום הפעילות

נפט וגז נלווה משמשים כחומרי בעירה ונמכרים ללקוחות תעשייתיים ופרטיים. השותפות מוכרת נפט ללקוח אחד אך למיטב הערכת השותף הכללי ישנם רוכשים פוטנציאליים נוספים לנפט המופק, כך שהתלות בלקוח זה מוגבלת עד להתקשרות בהסכם רכישה עם לקוח אחר. ישנם תחליפים לנפט ולגז נלווה כגון פחם, אנרגיה הידרואלקטרית, אנרגיה סולרית, דלקי-ביו וכדומה. לכל אחד מהחומרים האמורים יתרונות וחסרונות והוא כפוף לתנודתיות מחירים. המעבר בשימוש מסוג אנרגיה אחד לסוג

אנרגיה אחר כרוך בדרך כלל בהשקעות גדולות. יתרונותיו העיקריים של הנפט הם הביקוש הנרחב והנגישות הקלה והיותו של הנפט Commodity (סחורה הנמכרת במחירים דומים במקומות שונים בעולם). היתרונות של גז נלווה לעומת פחם ודלקים נוזליים הם העלות הכוללת הנמוכה יותר, ניצולת גבוהה וזיהום אויר נמוך באופן יחסי.

מבנה התחרות בתחום

7.9

בארץ קיימים מספר רוכשים פוטנציאליים להם יכולה השותפות למכור את הנפט המופק (בנוסף לאפשרות לייצא את הנפט). השותפות מוכרת נפט ללקוח אחד (פז בית זיקוק אשדוד בע"מ) למיטב ידיעת השותפות כמעט ולא קיימת הפקת נפט בארץ מלבד ההפקה של השותפות משדה מגד. להערכת השותפות גם אם ימצאו מאגרי נפט נוספים לא תתקל השותפות בקשיים למכור את הנפט לאור היקפי הצריכה המקומית והעולמית והיותו של הנפט Commodity. עוד יצוין בהקשר זה כי בדיקות שנעשו על ידי מעבדה חיצונית של דגימות הנפט מתוך המקטעים 1 עד 6 מראות כי לכל הדגימות מאפיינים דומים, כולן בעלי איכות גבוהה (39-40 API) עם מעט מאוד גופרית. השותף הכללי חתם על הסכם עם פז בית זיקוק אשדוד בע"מ (להלן: "הרוכש") למכירת הנפט הגולמי שיופק משדה מגד. בהסכם נקבע כי:

- א. תקופת ההסכם הינה לשנה אחת עד ליום 31.12.2014.
- 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

7.10

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

שיווק והפצה

7.11

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

כחלק מההיערכות לקראת המשך פיתוח שדה מגד, השותפות חתמה 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.

בחודש מאי 2013 השותפות חתמה על הסכם שכירות של מיכל אחסון נפט.

במיכל האחסון ניתן לאחסן עד ל-125,000 חביות נפט.

השותפות תחל לאחסן את הנפט במיכל בחודש אפריל 2014. תקופת ההסכם הינה לשבע שנים מהשלמת עבודות ההכנה האמורות ולשותפות קיימת אופציה להארכה נוספת (באותם תנאים של ההסכם הנוכחי) של שלוש שנים נוספות (בהסכם צוין כי למרות האמור במידה והזיכיון של המשכיר מהמדינה לא יוארך הסכם השכירות יפקע ביום 25.3.2017).

בהתאם להסכם השכירות השותפות מעמידה ערבות בסך כ-1,152 אלפי דולר להבטחת התחייבותיה על פי ההסכם.

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

פעילות השותפות

7.12

כפי שצוין 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 לתקנות הדיווח:

א. חזקת ראש העין I/11

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

⁴ במניות ראש העין חיפושי נפט בע"מ מחזיקים נפט ב.ד. בע"מ (46%), ש.ל.ב. השקעות בע"מ (46%)*, צמחה גבירצמן (1%) ושוגרמן שלומית, עופר רחל, גבירצמן חיים, גבירצמן עמירם וגבירצמן זהר יעקב (0.2% כל אחד) ושמואל בקר (6%). במניות נפט ב.ד. בע"מ מחזיקים נגה בן-דוד (29.0%), איתן בן-דוד (25.8%), עודד בן-דוד (25.8%) (שלושת האחרונים הינם אחים), רוני בן דוד (6.6%), שלום פרץ (6.8%) (שלוש פרץ משמש כרואה החשבון של בני משפחת בן-דוד ועסקיה) וחברת גינות המלכים בע"מ- 6% (למיטב ידיעת השותפות בעלי המניות בחברה הינם דהוקי, שלמה, דהוקי סימה, דהוקי עומרי ודהוקי עוז בחלקים שווים).

* במניות ש.ל.ב. השקעות בע"מ מחזיקים שמואל בקר (ב- 23.9%) ו-28 בעלי מניות נוספים, מתוכם מחזיקים ב- 5% או יותר במניותיה רוני בן דוד (9.98%), עיזבון המנוח רם בן דוד ז"ל (6.85%) 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:	-
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	אחזקה ישירה על ידי השותפות ב-99% מהחזקה
ציון החלק האפקטיבי המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט :	שיעור ההשתתפות האפקטיבי של התאגיד המדווח בהכנסות מנכס הנפט - 66.375% (בהתאם להסכם השותפות המוגבלת השותף הכללי זכאי לתמלוג בשיעור 20.455% ובחישוב אפקטיבי 20.25%)
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט בחמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח – 37,420 אלפי דולר.

עיקר תנאי חזקת ראש העין

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

כמו כן נקבע כי על בעלת החזקה להציג לאישור הממונה על ענייני הנפט הוכחה לקיום ביטוח בהיקף שיכסה נזקים לסביבה היבשתית כתוצאה מפעולות המתבצעות במסגרת החזקה. ביטוח מתאים יהיה בתוקף במשך כל תקופת החזקה ועד להשלמת פעולות הנטישה פוליסות הביטוח יוצגו לממונה על ענייני הנפט לפני כל קידוח חדש ולפני תחילתן של פעולות התקנת ציוד הפקה ומתקני ולפני תחילת פעולות הנטישה של החזקה.

עוד נקבע בתנאים המיוחדים כי שלש שנים לאחר תחילת ההפקה, תגיש בעלת החזקה לממונה על ענייני הנפט תכנית נטישה ואומדן העלויות של ביצוע תכנית זו. העלויות יכללו איטום הקידוחים ופרוק המתקנים והצנרת שהוקמו לצורכי הפקה.

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

הממונה החליט כי תכנית עבודה מעודכנת תוגש עד תום שנה מסיום קידוח מגד 5. השותפות הגישה תוכנית פיתוח של שדה מגד שהוכנה עבור השותפות ע"י חברת Baker RDS Limited ושהועברה לאישור מקדים של משרד התשתיות. ביום 30.1.2012 התקבל מכתב מאת הממונה על ענייני הנפט שכותרתו "אישור תכנית פיתוח שדה מגד".

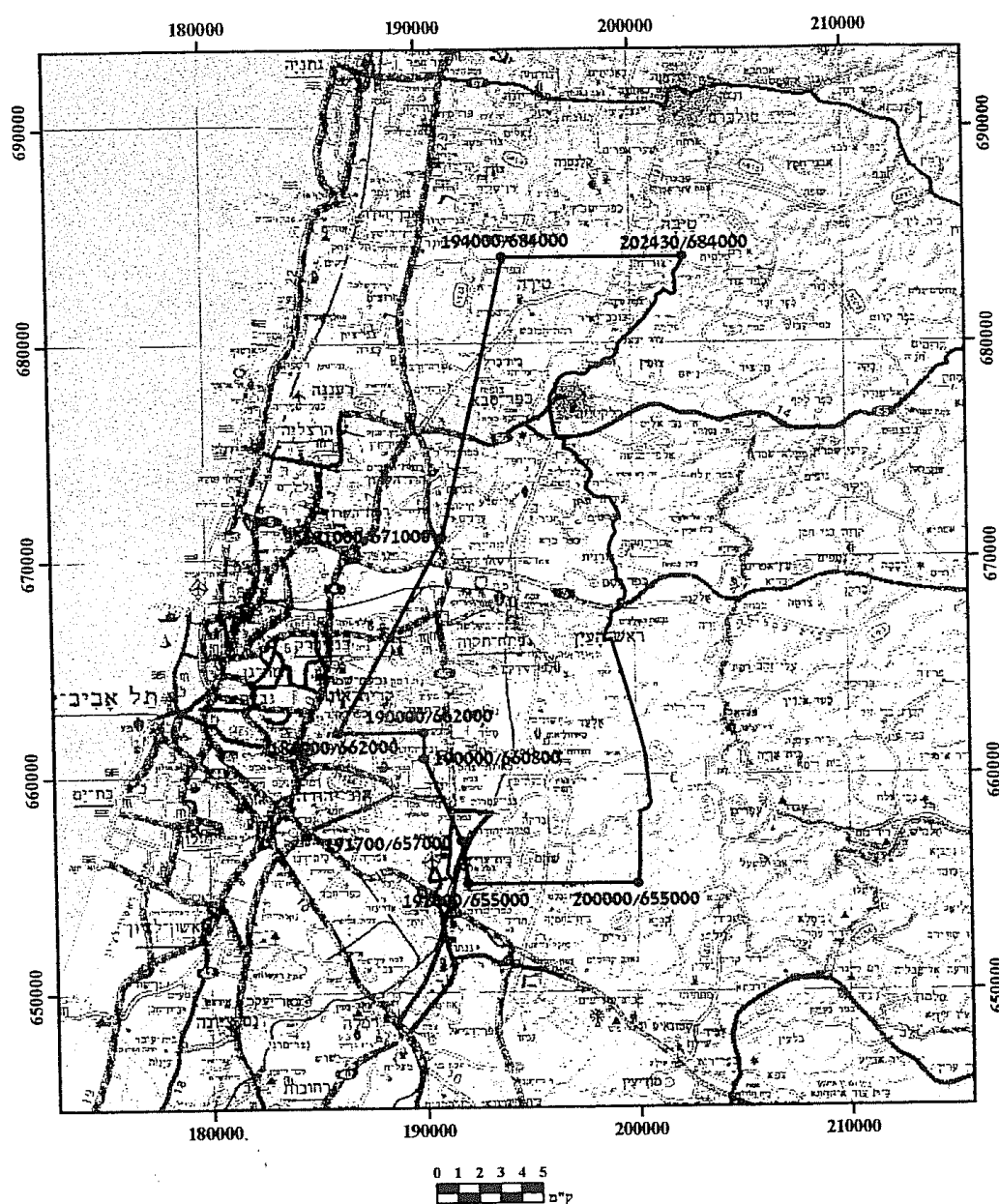
במכתב מודיע הממונה כי:

"במענה לפנייתך מ-26/11/11 הריני לאשר תכנית פיתוח שדה מגד כפי שהוגשה בדו"ח של חברת Baker RDS 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".

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

תקופה	תיאור תוכנית העבודה שנקבעה לתקופה	תיאור רכיבי תוכנית העבודה שקוימו בתקופה	תיאור רכיבי תכנית העבודה שטרם קוימו בתקופה
2011	ביצוע מבחני הפקדה ארוכי טווח ותחילת הפקדה מסחרית בקידוח מגד 5 והגשת תוכנית לפיתוח שטח החזקה. הערכת כמויות הנפט (וגז המלווה) במהלך חודשי ההפקה המסחרית הניסיונית	ביצוע מבחנים ופעולות פרופנט החל מחודש יוני ועד למועד דו"ח זה מבוצעים בקידוח מגד 5 מבחני הפקדה ארוכי טווח. כמו כן הגישה השותפות תוכנית לפיתוח שטח החזקה שקיבלה את אישור הממונה.	שלב ההפקה המסחרית בקידוח מגד 5.
2012	ייצור והספקה של מתקן שריפת הגז – Green Flare ; התקנה של מתקן שריפת הגז באתר קידוח מגד – 5 תחילת קדיחת קידוח מגד 6 תחילת הפקדה מסחרית מקידוח מגד 6- תחילת קדיחת קידוח מגד – 7 תחילת קדיחה של קידוח מגד 8 סיום קדיחה וביצוע מבחני הפקדה בקידוח מגד 7	התקנת מתקן שריפת הגז. המשך ביצוע מבחני ההפקה לטווח ארוך בקידוח מגד 5. קבלת אישור הועדה המחוזית לביצוע קידוחי מגד 6, 7 ו-8.	קידוחי מגד 6, 7 ו-8 ומבחני הפקדה.
2013	קבלת אישור משרד האנרגיה והמים לנוהל חרום אישור תוכנית קדיחה למגד 6 קידוח ניטור רדוד למי תהום קידוח מגד 6 אישור תכנית קדיחה למגד 8 קידוח ניטור עמוק למי תהום התחלת קידוח מגד 8	קבלת אישור משרד האנרגיה והמים לנוהל חרום אישור תוכנית קדיחה למגד 6 קידוח ניטור רדוד למי תהום קידוח מגד 6 הכנת משטח הקידוח לקידוח הניטור העמוק הכנת משטח קידוח למגד 8.	קידוח ניטור עמוק למי תהום אישור תכנית קדיחה למגד 8 התחלת קידוח מגד 8

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 וכן היו מספר עיכובים תיפעוליים במהלך ביצוע קידוח מגד 6 (לפרטים ראו בסעיף 6.6 לעיל).

(ה) תוכנית עבודה עתידית מחייבת בהתאם לתנאי נכס הנפט

תקופה	תיאור תוכנית העבודה העדכנית שנקבעה לתקופה	אומדן 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)
2014 (מועדי הפעולות טעונים עדכון של תכנית העבודה)	קידוח ניטור עמוק למי תהום	1,500	1,568
	סיום קידוח מגד 6	4,500	4,702
	עלות המתנת מגדל קידוח	500	523
	הכנת באר למבחני הפקה	1,000	1,045
	מבחני הפקה במגד 6	10,000	10,450
	הכנה להפקה	2,200	2,299
	תחילת קידוח מגד 8	12,000	12,540
	הכנת קידוח מגד 7	2,500	2,613
2015	סיום קידוח מגד 8	8,000	8,360
	מבחני הפקה במגד 8	10,000	10,450
	הכנה להפקה מגד 8	2,000	2,090
	קידוח מגד 7	20,000	20,900

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל בחזקת ראש העין מיום 1.1.2011 ועד למועד הדו"ח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

חזקת ראש העין			
תקופה	תיאור תמציתי של פעולות שבוצעו בפועל לתקופה / תיאור תמציתי של תוכנית העבודה המתוכננת	עלות כוללת בפועל / תקציב כולל משוער לפעולה ברמת נכס הנפט (אלפי דולר)⁷	חלקם האפקטיבי של מחזיקי הזכויות ההונית של השותפות (בעלות / תקציב) (אלפי דולר)
2011	ביצוע מבחנים ופעולות פרופנט ומבחני הפקה לטווח ארוך הצגת תכנית פיתוח מלאה	10,312	10,776
2012-	המשך מבחני ההפקה לטווח ארוך בקידוח מגד 5 והשגת אישורים לביצוע קידוח מגד 6, 7 ו-8	5,427	5,372
2013-	המשך מבחני הפקה לטווח ארוך במגד 5 וביצוע קידוח מגד 6	19,786	20,676
2014- ואילך	הפקה מסחרית מקידוח מגד 6 ביצוע התחלת קידוח מגד 8 והפקה מסחרית ממנו ביצוע קידוח מגד 7 והפקה מסחרית ממנו	74,200	77,539

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 ראשונות של השותף הכללי לגבי עלויות פעולות הקידוח והמבחנים 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 2011-2013 הינם סכומים שהוצאו בפועל.

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

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

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

<u>שדה מגד</u>		
<u>פריט</u>	<u>אחוז לאחר החזר השקעה</u>	<u>הסבר תמציתי כיצד מחושבים התמלוגים או התשלומים (לרבות ניכוי הוצאות ואחרים) (הפניה לתיאור ההסכם)</u>
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 בנס 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 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	20.25%	ראו בסעיף 7.6.1(א)(3) בתשקיף המדף. (בהתאם להסכם השותפות

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

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

8.1 (א) רשיון מכבי/330

פרטים כלליים אודות נכס הנפט	
שם נכס הנפט:	שדה הנפט מגד
מיקום:	מרכז הארץ ולאורך הקו הירוק
שטח:	שטח הרישיון 110 קמ"ר שטח שדה מגד המשתרע על חלק מהחזקה ומהרשיון הינו כ- 175 קמ"ר
סוג נכס הנפט ותיאור הפעולות המותרות לפי סוג זה :	רשיון מכבי/ 330 פעולות מותרות על-פי חוק הנפט – חיפוש והפקה
תאריך הענקה מקורי של נכס הנפט:	15.6.06
תאריך פקיעה מקורי של נכס הנפט:	14.6.09
תאריכים שבהם הוחלט על הארכה של תקופת נכס הנפט:	ביום: 16.6.09, 25.11.09, 12.7.2010, 15.6.2011, 13.11.2011, 25.10.2012, 21.4.2013 וביום
תאריך נוכחי לפקיעת נכס הנפט:	15.6.2013
ציון האם קיימת אפשרות נוספת להארכת תקופת נכס הנפט; אם אפשרות כאמור קיימת – יש לציין את תקופת ההארכה האפשרית:	ראו סעיף ד' להלן.
ציון שם המפעיל (Operator):	גבעות עולם נפט בע"מ (השותף הכללי בשותפות)
ציון שמות השותפים הישירים בנכס הנפט וחלקם הישיר בנכס הנפט וכן, למיטב ידיעת השותפות, שמות בעלי השליטה בשותפים האמורים :	100% גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת (1993)-השותף הכללי הוא בעל השליטה בשותפות.

ב.

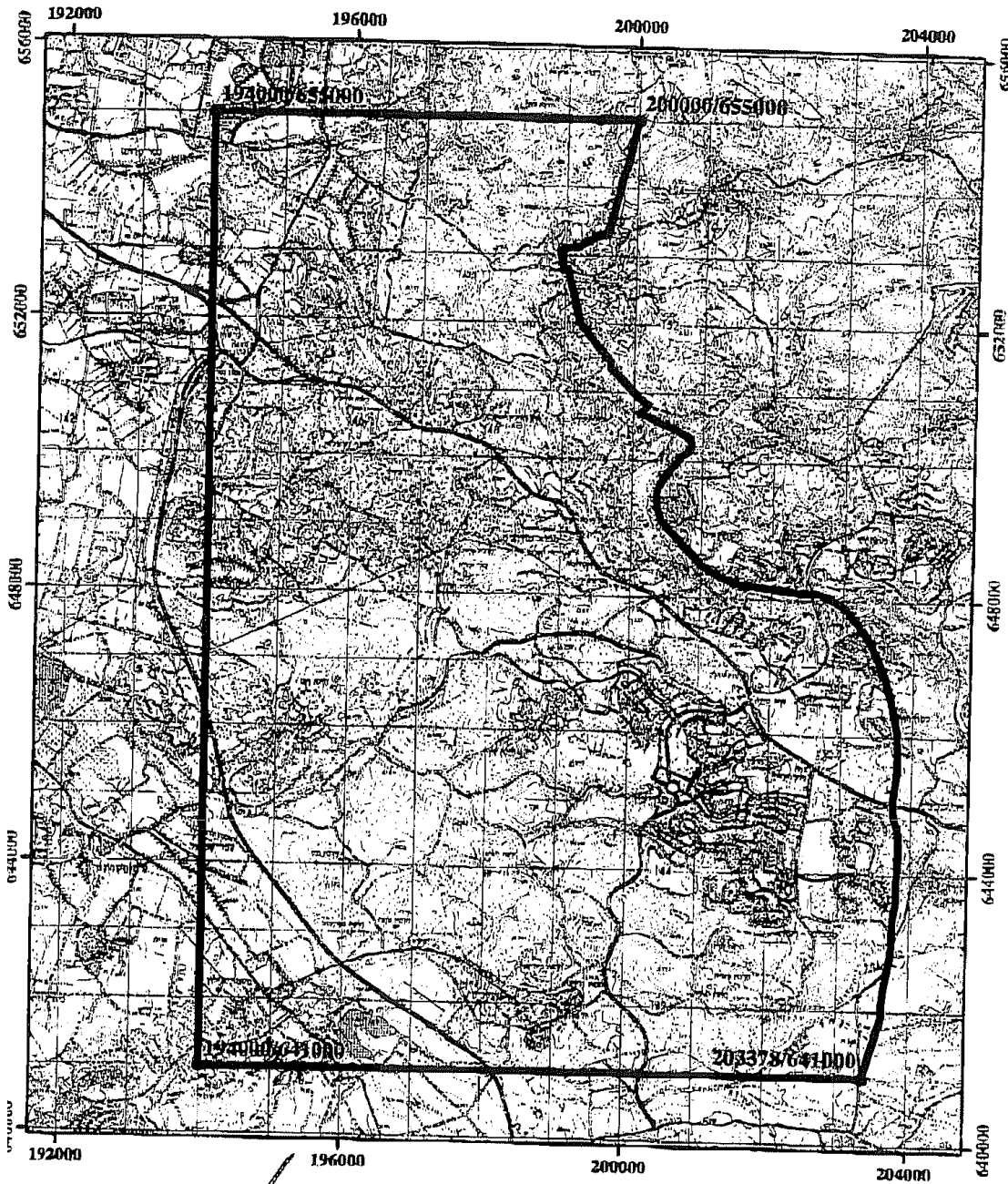
רשיון מכבי	
<u>פרטים כלליים אודות חלקה של השותפות בנכס הנפט</u>	
עבור החזקה בנכס נפט שנרכש – ציון תאריך הרכישה:	-
תיאור מהות ואופן ההחזקה של השותפות בנכס הנפט:	אחזקה ישירה על ידי השותפות ב-100% מהרשיון
ציון החלק האפקטיבי המיוחס למחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהכנסות מנכס הנפט :	שיעור ההשתתפות האפקטיבי של התאגיד המדווח בהכנסות מנכס הנפט- 67.045% (בהתאם להסכם השותפות המוגבלת השותף הכללי זכאי לתמלוג בשיעור 20.455%
סך חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט במהלך חמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח (בין אם הוכרה כהוצאה או כנכס בדוחות הכספיים):	חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות בשותפות בהשקעה המצטברת בנכס הנפט בחמש השנים שקדמו ליום האחרון של שנת הדיווח –391 אלפי דולר.

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



ק"מ: 1 : 75,000

דרכי עקב פלמרין
הממונה על ענייני הנבט

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
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 הרישיון והגשה לממונה עד ל-15.4.2013.	ביצוע אינטרפרטציה ועיבוד מידע סייסמי	הכנת תוכנית לקידוח בשטח הרישיון.
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.	עדכון המודל הגיאולוגי של שדה מגד בשטח הנמצא ברשיון מכבי על פי נתונים מקידוח מגד 5-	הכנת תוכנית קונספטואלית לקידוח בשטח הרישיון

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 לקידוח בשטח הרישיון בהיותו שטח אש אשר חלות עליו מגבלות חמורות במיוחד. ביום 8.8.2012 הגישה השותפות בקשה לקבלת חזקה ברשיון מכבי ולאיוחד פעולות ובקשה חילונית להוספת חלק משטח רשיון מכבי (שבו להערכת השותפות משתרע שדה הנפט מגד בתוך שטח הרישיון) 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 עד ליום 15.6.2013.

(ה) תוכנית עבודה עתידית מחייבת בהתאם לתנאי נכס הנפט

טרם התקבלה תכנית עבודה עתידית לרישיון.

(ה) תכנית עבודה בפועל ומתוכננת ברשיון

להלן תיאור תמציתי של הפעולות העיקריות שבוצעו בפועל ברשיון מכבי מיום 1.1.2011 ועד למועד הדו"ח, וכן תיאור תמציתי של פעולות מתוכננות:

רשיון מכבי			
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)
2011	ביצוע אינטרפרטציה ועיבוד מידע סייסימי	91	95 (החל מחודש יוני שולמו דמי המפעיל לפי החלופה של סכום קבוע 22,000 דולר לחודש ולא כאחוז מההוצאות לפרטים ראו סעיף 7.6.4 בתשקיף המדף)
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 לפרטים ראו ולא כאחוז מההוצאות סעיף 7.6.4 בתשקיף המדף)
2013-	עדכון המודל הגיאולוגי של שדה מגד בשטח הנמצא ברשיון מכבי על פי נתונים מקידוח מגד 5 - והגשת דוח עד ל-15.4.2013.	96	100

⁸ הסכומים לשנים 2009-2011 הינם סכומים שהוצאו בפועל.

<u>רשיון מכבי</u>			
<u>הסברים</u>	<u>שיעור מגולם ל-100%</u>	<u>אחוז</u>	<u>שיעור ההשתתפות</u>
אחזקה ישירה על ידי השותפות ב-100% מהרשיון	100%	100%	החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בנכס הנפט
ראה תחשיב בטבלה שבסעיף ח' להלן	67.045%	67.045%	החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בהכנסות מנכס הנפט
ראה תחשיב בטבלה שבסעיף 8.1 (ט) להלן	100%	100%	החלק האפקטיבי המיוחס לשותפות בהוצאות הכרוכות בפעילות חיפוש פיתוח או הפקה בנכס הנפט

(ז)

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

מכבי/330

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) בתשקיף המדף. (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%	

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

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

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

תקציב שהושקע בפועל בשנת 2011 (לרבות התשלומים האמורים)	סה"כ חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בהשקעה בתקופה זו בנכס הנפט ^[1]	מתוכו, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למפעיל	מתוכו, חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתשלומים למדינה
12,364	841	1,811	
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2012 (לרבות התשלומים האמורים)	6,967	289	2,569
תקציב שהושקע בפועל בשנת 2013 (לרבות התשלומים האמורים)	24,386	264	2,233

[1] לרבות עלויות חיפוש ששולמו משלומים תשלומים למפעיל.

(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 13.7 להלן. בין השותפות לבין החברה האמורה נחתם ביום 21.4.2013 הסכם שענינו בהסדר שלפיו בגין התקופה שמינוי 2011 ועד סיום הקידוח שיבוצע אחרי קידוח מגד 6 (החברה האמורה זכאית להפסיק את ההסדר קודם לכן) לא תהיה החברה האמורה זכאית, בתקופת ההסדר, להשתתף בהכנסות (לרבות הכנסות שכבר נצברו לזכותה) ולא תהיה חייבת להשתתף בהוצאות (לפרטים ראו סעיף 13.7 להלן).

(יב)

דו"ח רזרבות ומשאבים מותנים ליום 31.12.2013**נתוני כמויות**

על-פי דוח (להלן: "דו"ח הרזרבות") שהוכן על-ידי Netherland and Sewell & Associates, Inc. (להלן: "NSAI"), ואשר הוכן על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), רזרבות הנפט (crude oil) בשדה מגד (המשאבים שבדו"ח הרזרבות מתייחסים רק למשאבים שבזכויות הנפט הקיימות של השותפות חזקת ראש העין ורשיון מכבי באלפי חביות נכון ליום 31.12.2013, הינן כמפורט להלן:

קטגוריית רזרבות	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	חלק השותפות (Net) ⁹ MBBL
רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)	4,787.0	3,173.8
רזרבות צפויות (Probable Reserves)	7,803.1	5,173.4
סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	12,590.2	8,347.2
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	17,017.1	11,282.3
סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	29,607.3	19,629.5

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 105) 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)
7	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)
15	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 31.12.2013, הינם כמפורט להלן:

10 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.

קטגוריית המשאבים המותנים	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	חלק השותפות (Net) ¹¹ MBBL
אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)	5,672	3,765
האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	15,811	10,495
האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	36,554	24,263

משאבי הנפט האמורים מותנים בצבירת נתונים טכניים נוספים ובקידוחי פיתוח שבהם יושגו כמויות וקצבי הפקה מספקים להפקה מסחרית. להערכות לגבי הכמויות שייתקבלו מכל מקטע בנפרד ראו בטבלה בעמוד 3 של דו"ח הרזרבות¹².

גז נלווה

קטגוריית המשאבים המותנים	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MMCF	חלק השותפות (Net) ¹³ MMCF
אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)	21,534	14,277
האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)	56,505	37,463
האומדן הגבוה (3C-High Estimate)	129,813	86,066

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.

11 אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.

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

13 אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.

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

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

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

- (1) ההערכות לא הותאמו לסיכון¹⁴;
- (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 האנהרנטית הגלומה בהן בכלל ובתעשיית הנפט בפרט, ועל כך שהערכות יכולות להשתנות כתוצאה מתנאי שוק, פעולות שיבוצעו, שינויי רגולציה, שינויי מחיר, או ביצועי המאגר בפועל;
- (6) ההערכות בוצעו בעזרת מתודות הנדסיות, גאולוגיות וגיאופיזיות מקובלות ושיטות הערכה המקובלות עפ"י ה-PRMS ולימוד מממצאים בקידוחים דומים;
- (7) שפיתוח המאגר יבוצע בהתאם לתוכניות פיתוח קיימות, שהמאגר יפותח באופן זהיר, שתקנות ממשלתיות, אם יותקנו כאלה, לא ישפיעו על יכולת הניצול של הרזרבות והמשאבים המותנים, וכן שתוכניות המעריך לגבי הפקה עתידית יהיו עקביות עם ביצוען בפועל;
- (8) פרופיל ההפקה (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 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 (למבחי הרגישות למחיר הנפט של נתוני התזרים המהוון ראו בטבלאות להלן). בהתבסס על מחירי המכירה בפועל של הנפט המופק ממגד 5 בשנה

14 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).

האחרונה (המחיר החוזי נגזר מהמחיר העולמי לחבית נפט, לפרטים ראו בסעיף 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 הערכה העלויות סבירות. (3) הוצאות הנטישה התקבלו מהשותפות מבלי שנלקח בחשבון כל ערך לציד הנותר בקידוח.

(4) בחישובי המס נלקחו בחשבון שיעורי מס חברות (26.5%) והיטל רווחי הנפט אשר יחול על השותפות בכל אחת מהשנים הכלולות בתזרים המהווה.

עוד יצוין, כי בתזרים המהווה 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 המהווה המיוחס לחלק השותפות מן הרזרבות שבשדה מגד (דהיינו מקטעים 1 ו- 8B בכל באר), העלות לקדיחת הבאר ופעולות הפרופנט עומדת על 20.0 מיליון דולר. יחד עם זאת בכוונת השותף הכללי להתמקד בקידוחים הבאים גם במקטעים 2 עד 7 (שסווגו כאמור לקטגוריית המשאבים המותנים ונתוני ההפקה מהם אינם כלולים בתחשיב התזרים המהווה) 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 והמבחנים בכל קידוח, דבר שצפוי להביא לעליה בעלויות של כ-10 מיליון דולר לכל באר (לפרטים ראו בסעיף 9.3 (ח) להלן). מאחר והתוספת של 10 מיליון דולר מיועדת כאמור, למטרה של ביצוע פעולת פרופנט מוצלחת במקטעים שסווגו למשאבים המותנים ולהגיע גם בהם להפקה יציבה, תוספת זו איננה כלולה בתזרים המהווה 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, גיאופיזי 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 פטרולים (SPE-PRMS). נתוני תזרים מהווה

בטבלאות להלן ניתנת הערכה של התזרים המהווה 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- 10%)	תזרים לפני מסים (מהוון ב- 0%)	עלויות תפעול	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	תמלוג-על לשותף הכללי	תמלוגי מדינה	הכנסות	מכירות (BBL) (100%)	
3,105	3,171	3,243	3,319	3,401	1,226	-	4,412	4,627	5,267	-	12,870	-	3,252	26,016	262,792	2014
22,362	23,836	25,479	27,321	29,395	10,598	-	34,666	39,994	11,203	-	14,850	-	9,435	75,482	762,445	2015
17,789	19,787	22,112	24,839	28,062	10,118	-	30,085	38,179	12,970	-	-	27,781	11,276	90,206	911,171	2016
4,115	4,776	5,579	6,566	7,789	2,808	-	7,591	10,597	9,859	-	-	35,789	8,035	64,280	649,290	2017
7,538	9,129	11,151	13,747	17,123	6,173	-	15,171	23,296	7,691	-	-	9,451	5,777	46,215	466,816	2018
4,403	5,564	7,105	9,177	12,002	4,327	-	9,667	16,329	6,172	-	-	6,863	4,195	33,559	338,975	2019
2,560	3,376	4,507	6,099	8,375	3,019	-	6,132	11,394	5,097	-	-	5,030	3,074	24,594	248,429	2020
1,426	1,962	2,738	3,882	5,597	2,018	-	3,726	7,615	4,273	-	-	3,626	2,216	17,730	179,088	2021
657	943	1,376	2,043	3,093	1,115	-	1,872	4,208	3,530	-	-	2,360	1,443	11,542	116,583	2022
270	404	616	958	1,524	549	-	838	2,073	3,065	-	-	1,567	958	7,663	77,400	2023
71	112	178	290	485	175	-	242	659	2,757	-	-	1,042	637	5,095	51,461	2024
1,012	1,651	2,752	4,699	8,235	2,969	-	3,744	11,204	5,217	495	248	5,235	3,200	25,598	258,567	2025
517	880	1,533	2,743	5,047	1,820	-	2,086	6,867	4,218	495	-	3,532	2,159	17,270	174,442	2026
269	478	871	1,632	3,154	1,137	-	1,185	4,291	3,548	-	-	2,391	1,462	11,692	118,103	2027
116	215	410	804	1,631	588	-	557	2,219	3,097	-	-	1,621	991	7,928	80,082	2028
36	69	137	282	602	217	-	187	818	2,791	-	-	1,101	673	5,384	54,382	2029
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,585	-	-	619	458	3,662	36,985	2030
(20)	(43)	(93)	(211)	(495)	-	-	(93)	(495)	-	495	-	-	-	-	-	2031
-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2032
66,224	76,309	89,695	108,191	135,017	48,858	-	122,068	183,875	93,340	1,485	27,968	108,007	59,239	473,914	4,787,013	סה"כ

חזרבות 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- 10%)	תזרים (מהוון לפני מסים) (0%-ב-)	עלויות תפעול	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	תמלוג-על לשותף הכללי	תמלוגי מדינה	הכנסות	מכירות (BBL) (100%)	
2,353	2,403	2,457	2,515	2,577	929	-	3,343	3,506	557	-	-	-	581	4,644	46,911	2014
526	561	599	643	691	249	-	815	941	3,297	-	19,800	-	3,434	27,471	277,487	2015
(2,072)	(2,305)	(2,576)	(2,893)	(3,269)	(1,178)	-	(3,504)	(4,447)	8,406	-	39,600	17,733	8,756	70,047	707,546	2016
9,528	11,059	12,920	15,205	18,037	6,503	-	17,579	24,539	13,591	-	34,650	26,321	14,157	113,259	1,144,031	2017
22,420	27,152	33,165	40,887	50,926	18,361	-	45,122	69,287	16,183	-	4,950	27,578	16,857	134,855	1,362,168	2018
15,684	19,820	25,309	32,689	42,751	15,413	-	34,435	58,164	12,679	-	-	21,607	13,207	105,657	1,067,241	2019
9,650	12,725	16,988	22,986	31,565	11,380	-	23,113	42,945	9,361	-	-	15,953	9,751	78,011	787,987	2020
4,635	6,378	8,901	12,617	18,192	6,559	7,283	15,674	32,035	6,983	-	-	11,900	7,274	58,192	587,802	2021
2,704	3,883	5,666	8,414	12,739	4,593	7,378	10,991	24,709	5,386	-	-	9,179	5,611	44,885	453,385	2022
1,709	2,561	3,906	6,077	9,660	3,483	5,840	7,676	18,982	4,138	-	-	7,052	4,310	34,482	348,306	2023
1,018	1,592	2,538	4,137	6,905	2,490	4,128	4,971	13,523	2,948	-	-	5,023	3,071	24,565	248,127	2024
(515)	(841)	(1,402)	(2,393)	(4,194)	(1,512)	2,339	(1,125)	(3,367)	(896)	(495)	(248)	(1,526)	(933)	(7,464)	(75,399)	2025
(451)	(768)	(1,338)	(2,394)	(4,405)	(1,588)	803	(1,577)	(5,190)	(1,023)	495	-	(1,744)	(1,066)	(8,528)	(86,140)	2026
410	728	1,327	2,486	4,803	1,732	5,716	3,384	12,251	3,048	1,485	248	5,195	3,175	25,402	256,582	2027
261	485	923	1,812	3,677	1,326	3,980	2,255	8,983	2,174	990	-	3,705	2,265	18,116	182,991	2028
202	391	779	1,602	3,414	1,231	2,723	1,682	7,367	1,606	-	-	2,737	1,673	13,383	135,181	2029
128	258	537	1,157	2,587	933	1,787	1,101	5,307	1,185	-	-	2,149	1,234	9,876	99,754	2030
85	179	390	880	2,067	567	1,097	704	3,731	3,318	(495)	-	1,999	1,222	9,775	98,740	2031
29	64	145	343	846	305	594	299	1,745	2,993	-	-	1,445	883	7,066	71,376	2032
9	21	51	125	324	117	229	104	670	2,759	-	-	1,046	639	5,113	51,650	2033
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,590	-	-	651	463	3,704	37,415	2034
(10)	(25)	(64)	(173)	(495)	-	-	(64)	(495)	-	495	-	-	-	-	-	2035
68,303	86,321	111,223	146,724	199,399	71,892	43,897	166,978	315,188	101,283	2,475	99,000	158,002	96,564	772,511	7,803,141	סה"כ

חזרבות אפשריות (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- 10%)	תזרים לפני מסים (מהוון ב- 0%)	עלויות תפעול	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	תמלוג-על לשותף הכללי	תמלוגי מדינה	הכנסות	מכירות (BBL) (100%)	
3,367	3,440	3,517	3,600	3,689	1,330	-	4,785	5,019	798	-	-	-	831	6,647	67,146	2014
16,055	17,113	18,293	19,615	21,104	7,609	-	24,888	28,713	4,641	-	-	489	4,835	38,678	390,687	2015
448	498	557	626	707	255	-	758	962	7,748	-	-	47,788	8,071	64,570	652,221	2016
23,819	27,645	32,299	38,010	45,088	16,256	-	43,944	61,345	8,826	-	4,950	(10,762)	9,194	73,554	742,967	2017
1,162	1,407	1,719	2,119	2,639	952	11,602	9,894	15,193	10,865	-	34,650	18,516	11,318	90,542	914,567	2018
(4,374)	(5,528)	(7,059)	(9,117)	(11,923)	(4,299)	61,520	26,818	45,298	18,506	-	39,600	31,538	19,278	154,220	1,557,783	2019
(232)	(306)	(408)	(552)	(758)	(273)	74,674	39,635	73,642	24,685	-	39,600	42,067	25,714	205,708	2,077,862	2020
8,150	11,215	15,652	22,187	31,991	11,534	69,629	55,363	113,154	28,982	-	19,800	49,390	30,189	241,514	2,439,536	2021
9,463	13,587	19,826	29,441	44,572	16,070	58,677	53,073	119,320	26,010	-	-	44,325	27,094	216,748	2,189,375	2022
5,756	8,623	13,155	20,465	32,532	11,729	41,964	34,866	86,225	18,796	-	-	32,031	19,579	156,631	1,582,127	2023
3,580	5,596	8,925	14,546	24,279	8,754	30,504	23,356	63,537	13,850	-	-	23,603	14,427	115,418	1,165,835	2024
2,316	3,779	6,300	10,757	18,853	6,797	22,696	16,156	48,346	10,539	-	-	17,959	10,978	87,821	887,082	2025
1,574	2,680	4,672	8,357	15,378	5,544	16,715	11,434	37,638	7,989	(990)	-	13,614	8,321	66,571	672,438	2026
152	270	492	922	1,781	642	5,729	2,251	8,151	1,615	(495)	(248)	2,752	1,682	13,458	135,944	2027
(24)	(44)	(83)	(163)	(331)	(119)	2,259	454	1,809	394	-	-	672	411	3,285	33,186	2028
(146)	(282)	(562)	(1,155)	(2,460)	(887)	171	(725)	(3,177)	(369)	1,485	-	(628)	(384)	(3,073)	(31,043)	2029
380	766	1,596	3,438	7,690	2,773	10,845	4,421	21,308	5,022	1,485	248	8,559	5,232	41,854	422,765	2030
224	471	1,025	2,315	5,436	1,960	7,362	2,784	14,758	3,433	990	-	5,850	3,576	28,606	288,952	2031
131	287	654	1,547	3,815	1,376	5,298	1,799	10,489	2,502	990	-	4,264	2,607	20,852	210,626	2032

תזרים מהוון לאחר מסים					מיסים							תמלוגים		מכירות		
מהוון ב- 20%	מהוון ב- 15%	מהוון ב- 10%	מהוון ב- 5%	מהוון ב- 0%	מס הכנסה	היטל	תזרים לפני מסים (מהוון ב- 10%)	תזרים לפני מסים (מהוון ב- 0%)	עלויות תפעול	עלויות נטישה	עלויות פיתוח	תמלוג-על לשותף הכללי	תמלוגי מדינה	הכנסות	מכירות (BBL (100%))	
98	225	535	1,325	3,432	1,237	3,879	1,333	8,548	1,863	-	-	3,176	1,941	15,529	156,854	2033
61	145	362	939	2,552	920	2,791	888	6,264	1,389	-	-	2,473	1,446	11,572	116,886	2034
43	107	278	756	2,159	600	1,820	590	4,579	3,503	(495)	-	2,314	1,414	11,315	114,292	2035
17	43	118	336	1,008	363	1,102	290	2,473	3,152	-	-	1,715	1,049	8,389	84,733	2036
7	20	56	166	522	188	571	136	1,281	2,892	-	-	1,273	778	6,225	62,875	2037
2	5	16	49	163	59	178	39	400	2,700	-	-	945	578	4,623	46,697	2038
-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,558	-	-	449	430	3,437	34,712	2039
(4)	(12)	(40)	(136)	(495)	-	-	(40)	(495)	-	495	-	-	-	-	-	2040
72,025	91,754	121,895	170,394	253,423	91,370	429,986	359,192	774,779	212,890	3,465	138,600	344,373	210,587	1,684,693	17,017,105	סה"כ

להלן ניתוח רגישות לפרמטרים העיקריים המרכיבים את התזרים המהוון (מחיר הנפט וכמות הנפט) ליום 31.12.2013

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהוון של 10%	שווי נוכחי בהוון של 15%	שווי נוכחי בהוון של 20%
גידול במחיר הנפט בשיעור של 10%					קטון במחיר הנפט בשיעור של 10%				
רזרבות מוכחות P1 (Reserves Proved)	158,277	105,331	89,758	78,039	רזרבות מוכחות P1 (Proved Reserves)	111,842	74,077	62,868	54,413
רזרבות צפויות (Reserves Probable)	213,396	122,804	96,707	77,597	רזרבות צפויות (Probable Reserves)	181,078	97,038	73,879	57,374
סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	371,673	228,134	186,465	155,637	סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	292,920	171,116	136,748	111,787
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	299,889	258,604	183,860	136,982	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	210,524	192,124	137,966	103,825
סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	671,562	486,738	370,324	292,619	סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	503,445	363,240	274,713	215,611
גידול במחיר הנפט בשיעור של 15%					קטון במחיר הנפט בשיעור של 15%				
רזרבות מוכחות P1 (Reserves Proved)	169,955	113,158	96,487	83,949	רזרבות מוכחות P1 (Proved Reserves)	100,255	66,269	56,148	48,507
רזרבות צפויות (Reserves Probable)	217,933	127,116	100,728	81,304	רזרבות צפויות (Probable Reserves)	169,913	88,546	66,561	51,060
סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	387,888	240,274	197,215	165,253	סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable (Reserves)	270,168	154,815	122,708	99,567
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	323,788	275,715	195,642	145,457	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	192,554	178,291	128,485	96,947
סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	711,676	515,989	392,856	310,711	סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible (Reserves)	462,722	333,106	251,193	196,514

קיטון במחיר הנפט בשיעור של 20%					גידול במחיר הנפט בשיעור של 20%				
42,601	49,426	58,456	88,646	P1 רזרות מוכחות (Proved Reserves)	89,859	103,216	120,986	181,633	P1 רזרות מוכחות (Reserves Proved)
44,113	58,291	78,619	155,559	רזרות צפויות (Probable Reserves)	84,984	104,731	131,430	222,607	רזרות צפויות (Reserves Probable)
86,714	107,717	137,075	244,205	סה"כ רזרות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves	174,844	207,947	252,415	404,240	סה"כ רזרות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves
89,520	118,473	164,015	175,363	רזרות אפשריות (Possible Reserves)	154,848	208,551	294,225	349,342	רזרות אפשריות (Possible Reserves)
176,234	226,189	301,090	419,568	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves	329,692	416,498	546,641	753,582	סה"כ רזרות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves

רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%	רגישות / קטגוריה	סה"כ	שווי נוכחי בהון של 10%	שווי נוכחי בהון של 15%	שווי נוכחי בהון של 20%
גידול בכמות הנפט בשיעור של 10%					קיטון בכמות הנפט בשיעור של 10%				
רזרבות מוכחות (Reserves Proved)	154,097	102,593	87,434	76,024	רזרבות מוכחות (Proved Reserves)	115,990	76,808	65,189	56,427
רזרבות צפויות (Reserves Probable)	210,217	120,434	94,651	75,804	רזרבות צפויות (Probable Reserves)	185,456	100,089	76,460	59,574
סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves	364,315	223,027	182,084	151,828	סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves	301,446	176,897	141,648	116,001
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	290,965	251,714	178,960	133,344	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	218,742	198,742	142,694	107,361
סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves	655,280	474,741	361,044	285,172	סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves	520,188	375,639	284,343	223,361
גידול בכמות הנפט בשיעור של 15%					קיטון בכמות הנפט בשיעור של 15%				
רזרבות מוכחות (Reserves Proved)	163,685	109,052	93,001	80,926	רזרבות מוכחות (Proved Reserves)	106,476	70,365	59,629	51,528
רזרבות צפויות (Reserves Probable)	214,434	124,384	98,310	79,159	רזרבות צפויות (Probable Reserves)	176,979	93,531	70,749	54,600
סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves	378,119	233,436	191,312	160,085	סה"כ רזרבות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves	283,456	163,896	130,378	106,128
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	311,338	266,353	189,093	140,666	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	202,971	186,762	134,467	101,401
סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves	689,457	499,789	380,405	300,751	סה"כ רזרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves	486,427	350,658	264,845	207,529

קלטון בכמות הנפט בשיעור של 20%					גידול בכמות הנפט בשיעור של 20%				
46,630	54,069	63,921	96,963	P1 זרבות מוכחות (Proved Reserves)	85,828	98,568	115,511	173,273	P1 זרבות מוכחות (Reserves Proved)
49,146	64,400	86,159	167,703	זרבות צפויות (Probable Reserves)	82,143	101,531	127,813	217,900	זרבות צפויות (Reserves Probable)
95,776	118,469	150,080	264,666	סה"כ זרבות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves	167,971	200,099	243,324	391,172	סה"כ זרבות מסוג P2 Proved+Probable) (Reserves
95,649	126,555	175,215	187,553	זרבות אפשריות (Possible Reserves)	148,215	199,508	281,345	332,299	זרבות אפשריות (Possible Reserves)
191,425	245,024	325,295	452,219	סה"כ זרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves	316,186	399,607	524,669	723,471	סה"כ זרבות מסוג P3 Proved+Probable+Possible) (Reserves

אזהרה – יובהר כי נתוני תזרים מהוונים, בין אם חושבו בשיעור היוון מסוים או ללא שיעור היוון מייצגים ערך נוכחי אך לא דווקא מייצגים שווי הוגן. כמו-כן, יובהר כי נתוני התזרימים המהוונים כאמור לעיל מבוססים על הנחות ביחס להמשך מכירות הנפט מהמאגר ואשר לגביהן אין כל וודאות כי יתמששו וכי כמויות הנפט, שיופקו בפועל, עשויות להיות שונות מההערכות וההשערות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה מתנאים תפעוליים וטכניים ו/או משינויים רגולטוריים ו/או מתנאי היצע וביקוש בשוק ו/או מהביצועים בפועל של המאגר.

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

להלן מובאת ההשוואה בין הערכות NASI בקטגוריות הרזרבות והמשאבים המותנים בין נתוני דו"ח הרזרבות ליום 31.12.2013 לבין נתוני דו"ח הרזרבות הקודם שהכינה ליום 31.8.2013 ולדו"ח הרזרבות ליום 31.12.2012.

קטגוריית רזרבות	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL			הפרש (Gross) MBBL ל- 31.12.2012	הפרש (Gross) MBBL ל- 31.8.2013
	ליום 31.12.2013	ליום 31.8.2013	ליום 31.12.2012		
רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)	4,787.0	4,643.8	4,091.4	695.6	143.2
רזרבות צפויות (Probable Reserves)	7,803.1	7,932.8	4,600.4	3202.7	(129.7)
סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)	12,590.1	12,576.6	8,691.8	3898.3	13.5
רזרבות אפשריות (Possible Reserves)	17,017.1	17,118.1	6,950.5	10,066.6	(101)
סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible) (Reserves)	29,607.2	29,694.7	15,642.3	13,964.9	(87.5)

מהנתונים המובאים בטבלה ניתן לראות כי לקטגוריית הרזרבות המוכחות סווגו כ-696 אלף חביות נוספות לעומת דו"ח הרזרבות ליום 31.12.2012, ולקטגוריית הרזרבות הצפויות כ-3,200 אלף חביות נוספות ובסה"כ בקטגוריית הרזרבות מסוג 2P כ-3,900 אלף חביות נוספות. לרזרבות האפשריות סווגו כ-10 מיליון חביות נוספות ולרזרבות האפשריות כ-14 מיליון חביות נוספות. להבנת השותף הכללי שינויים אלו נובעים מנתוני ההפקה בפועל בשנת 2013 שהיו גבוהים יותר מהערכות NSAI בדו"ח ליום 31.12.2012 (לנתוני ההפקה בפועל בשנת 2013 שעמדו על כ-172.7 אלפי חביות ראו נספח 6 בדו"ח הרזרבות). בהשוואה לדו"ח הרזרבות ליום 31.8.2013 השינויים באו לידי ביטוי בתוספת של כ-143 אלף חביות לרזרבות המוכחות ובהפחתה של כ-87.5 אלף חביות לרזרבות האפשריות. בקטגוריית הנפט במשאבים המותנים אין כל שינוי בין הדוחות. בקטגוריית הגז הנלווה קיימים שינויים לא מהותיים באומדנים השונים, הנובעים מכך שבפועל לא התקבל בשנת 2013 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.

(יד). חוות דעת של מעריך הרזרבות

מצורף כנספח לדו"ח זה, דוח רזרבות שהוכן על-ידי NSAI ליום 31.12.2013 ביחד עם הסכמתה להכללתו בדו"ח זה.

(טו). הצהרת הנהלה

תאריך ההצהרה: 31.3.2014;

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 2013		
195.5	172.7	סה"כ תפוקה (המתייחס לחלק השותפות) בתקופה (באלפי חביות -MBBL)	
109.25	106	מחיר ממוצע לחבית (המתייחס לחלק השותפות) (בדולר לחבית)	
13	13	המדינה	תמלוגים (כל תשלום שנגזר מתפוקת הנכס המפיק לרבות מההכנסה ברוטו מנכס הנפט) ממוצעים ששולמו לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)
		צדדים שלישיים	
		בעלי ענין ¹⁵	
12.15	14.5	עלויות הפקה ממוצעות לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)	
84.1	78.5	תקבולים נטו ממוצעים לחבית (המתייחסים לחלק השותפות) (בדולר לחבית)	
3.8	4.2	שיעור אזילה בתקופה המדווחת ביחס לסך כמויות הנפט במאגר (ב- %) ¹⁶	

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

שנה	סה"כ הפסד מעסק לצורכי מס להעברה לבעלי יחידות בש"ח	סה"כ הפסד ליחידה אחת בש"ח	מספר היחידות המונפקות בסוף השנה
2008	2,550,411	0.000433	5,885,821,337
2009	49,610,366	0.01004	4,940,132,448
2010	49,274,983	0.00492	10,022,976,352

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

שנה	סה"כ הפסד מעסק לצורכי מס להעברה לבעלי יחידות בש"ח	סה"כ הפסד ליחידה אחת בש"ח	מספר היחידות המונפקות בסוף השנה
2011	13,597,970	0.001287	10,569,031,650
2012	4,400,903	0.000416	10,569,031,650
2013	39,000,000	0.0037	10,569,031,650

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

16 שיעור האזילה הינו שיעור הנפט המופק בשנה מתוך הרזרבות המוכחות והצפויות בתחילת אותה שנה.

לפרטים נוספים על קידוחי העבר בשדה מגד ועל קידוח מגד 5 והמבחנים שנעשו בו ראו בסעיף 12.9 בתשקיף המדף.

(א) המשך הפעולות המתוכננות בקידוח מגד 5

ביום 22.6.2011 החל שלב ההפקה במבחני ההפקה לטווח ארוך הנעשים בבאר מגד 5. תהליך ההפקה בתקופת מבחני ההפקה לטווח ארוך ובתקופת ההפקה המסחרית מבוצעים בצורה אוטומטית בשבתות וחגים (על פי היתר הילכתי שהתקבל מהרב עדין שטיינזלץ וממכון צומת). לפיכך השותפות מבצעת הפקה סדירה ממגד 5 ללא הפסקות בשבתות וחגים כך שההפקה בפועל נמשכת ברצף בכל ימות השבוע.

במועד הדו"ח מבחני הפקה ארוכי טווח נערכים במקטע b8. קצב ההפקה בתקופה זו שהחל בכ-800 חביות ליום ירד בהאטה טבעית לכ-440 חביות נפט בקירוב.

מידע זה אינו נדרש לפי תקנות הדיווח. מידע זה ניתן לחישוב מנתוני ההפקה שמצרפת השותפות בכל רבעון (ראו טבלת ההפקה בסעיף 1 (ח) בדו"ח הדירקטוריון שבחלק השני להלן ובסעיף (יא) ד להלן). לירידה בהאטה טבעית במקטע b8, למיטב הבנת השותפות, עשויה להיות חשיבות למשקיע סביר. מידע זה מבוסס על תוצאות שהתקבלו בפועל ולא על הערכות. למיטב הבנת השותפות יש בכך כדי להבטיח את נאותות ומהימנות המידע.

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.

(ב) בשל מגבלות הדיפון שהיו בקידוח מגד 5 שהשפיעו על אפשרויות הביצוע של הפרופנט ועוצמת הלחצים שניתן להפעיל החליט השותף הכללי לתכנן את הדיפון בקידוחים העתידיים בצורה שונה המתאימה יותר לביצוע פעולות 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 והכנת אתר הקידוח צפוי לעמוד על כ-20 מליון דולר ותקציב המבחנים ופעולות הפרופנט צפוי לעמוד על כ-10 מליון דולר בכל קידוח. כמו כן נדרשת עלות נוספת של כ-2.2 מליון דולר להשלמת הבאר ואתר הקידוח לשלב ההפקה. השותף הכללי מצפה כי פעולות פרופנט מוצלחות בקידוחים העתידיים יביאו לשיפור בשיעורי הזרימה שיתקבלו.

(ג) 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.

(ד) 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 לתקנות 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.

מיום 1 בינואר 2013 ועד ליום 31 בדצמבר 2013 הופקו כ-172.7 אלפי חביות, ונמכרו כ- 206.5 אלפי חביות תמורת סך של כ- 21.6 מליון \$.

מיום 1 בינואר 2014 ועד ליום במרץ 2014 הופקו כ- 37 אלפי חביות, ונמכרו כ- 32 אלפי חביות תמורת סך של כ- 3.4 מליון \$.

סך ההכנסות ממכירת נפט בגין המכירות בתקופת מבחני ההפקה לטווח ארוך מיום 22 ביוני 2011 ועד ליום 15 במרץ 2014 עמדו על סך של כ- 56 מליון דולר.

השותפות חתמה על הסכם למכירת הנפט המופק. ההסכם בתוקף עד ליום 31.12.2014 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.

(ה) השלב הבא בפיתוח שדה מגד

(1) כללי

לאחר סיום שלב הקידוח בבאר מגד 6 השותפות פועלת להשלמת הבאר ואתר הקידוח למבחני ההפקה ופעולות הפרופנט והכנת הקידוחים הבאים (קידוחי מגד 8, ומגד 7) הנמצאים בקרבת מגד 5.

קידוח מגד 6 נקדח כ-1 ק"מ דרומית לקידוח מגד 5 מתוך ציפייה שהקרבה של שתי הבארות תוביל לממצאים דומים לממצאים שהתקבלו בקידוח מגד 5 גם בקידוח מגד 6. בנוסף המטרה העיקרית היא לנסות ולבצע בקידוח מגד 6 פעולת פרופנט מוצלחת במקטעי הדולומיט (מקטעים 2 עד 7). הצלחה של פעולת הפרופנט במקטעים הללו והפקה מהם עשויה להוביל להעברה של חלק מהשאבים המותנים לקטגוריית הרזרבות.

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

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

מידע צופה פני עתיד

המידע בדבר המועדים ולוחות הזמנים לביצוע התוכניות השונות, קצבי ההפקה הצפויים, השימוש בטכניקות ההמרצה השונות, המטרה לביצוע מוצלח של פעולת פרופנט במקטעי הדולומיט, ההרמה המלאכותית ופרטים נוספים הכלולים בסעיף זה הינם בגדר מידע צופה פני עתיד כהגדרתו בחוק ניירות ערך ומבוסס על סמך הערכות השותף הכללי ויועציו נכון למועד דו"ח זה ועל תוכניות שטרם קיבלו את כל האישורים הנדרשים. הערכות אלו יכולות שלא להתממש או להתממש בדרך אחרת בשל עיכובים בלתי צפויים, אי קבלת כל האישורים הנדרשים, מידע חדש שיתקבל מקידוחים עתידיים וכדומה.

(2) קידוח מגד 6

שלב הקידוח בבאר מגד 6 החל ביום 20 ביוני 2013 והסתיים ביום 4 בפברואר 2014 העומק הסופי של הבאר הינו 4,754 מטרים.

לפרטים על זרימת נפט וגז שהתרחשה במהלך הקדיחה ראו דו"ח מיידי מיום 10.11.2013. השותפות נאלצה לבצע קידוח עוקף בבאר מעומק של 3,630 מטרים, לאחר שמאמצי השותפות לחלץ את צינורות קידוח שנתקעו בעומק 3,860 מטר לא צלחו (לפרטים ראו דו"חות מיידיים מיום 2/12/2013, 26/12/2013 ו- 22/12/2013).

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

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

הגורמים לאירוע- תנאי הבאר.

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

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

בכוונת השותפות לפרסם תכנית מפורטת לביצוע מבחני הפקה בהתאם לתקנה 11 לתוספת האחת עשרה לתקנות תקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים), התש"ל-1970.

בהתאם לדרישת הרשויות על השותפות לבצע קדיחה של באר ניטור מים עמוקה לפני תחילת המבחנים. לאחר השלמת קדיחת באר הניטור בכוונת השותף הכללי להזמין את הציד הנדרש לביצוע המבחנים (השותפות נדרשת לתת הודעה מוקדמת של חודשיים לקבלן המבצע את המבחנים).

ביום 18.2.2014 פרסמה השותפות עדכון לגבי פעולות הדיפון שבוצעו בקידוח מגד 6 כדלקמן:-
1. השותפות החדירה בהצלחה את צינורות הדיפון מעומק של כ- 3,539 מטר ועד לתחתית הבאר (4,754 מטר).

2. במהלך החדרת הצמנט שנועד לקבע את צינורות הדיפון לבור הקידוח, כ-47% מכמות הצמנט חדרה לתצורה (FORMATION) בתחתית הבאר. להערכת השותף הכללי חדירה זו נובעת מהשברים הטבעיים הקיימים בעומקים הללו (השברים הטבעיים מגבירים את החדירות ויוצרים מעין "צינור" טבעי המוביל את הנפט מהחללים שבסלע לבאר. ככלל, ככל ששיעור החדירות גבוה יותר וכמות השברים הטבעיים רבה יותר זרימת הנפט טובה יותר).

3. לאחר שהצמנט יתייבש (התקופה הנדרשת היא לכל הפחות כשישה שבועות) בכוונת השותפות לבצע לוגים מיוחדים לבדיקת איכות הצמנט. באזורים שבהם איכות הצמנט לא מספיק טובה סיכויי ההצלחה של פעולת פרופנט מדויקת קטנים יותר (פעולת פרופנט נועדה להחדיר גרגרי חול לשברים הטבעיים ולשפר את יכולת הזרימה של הנפט). כמו כן ביצוע הלוגים יאפשר לדעת את הגובה המדויק שאליו הגיע הצמנט שהוחדר. באזורים שאליהם הצמנט לא הגיע לא ניתן יהיה לבצע פעולות פרופנט באופן מיידי ותדרש פעולת החדרה נוספת של צמנט.

4. להערכת השותף הכללי, בעקבות חדירת חלק מהצמנט לתצורה, פעולת הביטון של צינורות הדיפון בוצעה בהצלחה מתחתית הבאר ועד לאזור המקטע העליון ביותר- מקטע 8b. עד לביצוע הלוגים לא ניתן יהיה לדעת בוודאות האם הצמנט כולל גם את מקטע 8b עצמו.

5. יצוין כי מאחר ומקטע 8b נמצא מעל המקטעים האחרים ניתן יהיה, במידת הצורך, לבצע בו פעולת החדרת צמנט נוספת. אין כל וודאות בשלב זה לגבי הצורך בפעולה נפרדת זו במקטע 8b. גם אם יוחלט לבצע פעולה נוספת זו אין כל וודאות לגבי מידת הצלחתה ומידת ההצלחה של פעולת הפרופנט שתבוצע לאחר מכן במקטע 8b.

6. לאחר ביצוע הלוגים האמורים (המועד המתוכנן הינו בחודש אפריל 2014) ניתן יהיה לגבש תוכנית לביצוע המבחנים ופעולות הפרופנט בבאר (בהקשר לכך ראו האמור לעיל לגבי החוסר במידע מהלוגים החשמליים) ולהשלים את הבאר לביצוע המבחנים ופעולות הפרופנט.

לאור האמור מובאים להלן פרטים על האירוע על פי התוספת האחת עשרה לתקנות ניירות ערך (דוחות תקופתיים ומידיים) התש"ל-1970.

- א. מהות האירוע- חדירה של צמנט לתצורה בתחתית הבאר.
- ב. הגורמים לאירוע- להערכת השותף הכללי האירוע נבע מקיומם של שברים טבעיים בעומקים הללו.
- ג. השפעת האירוע על מהלך הקידוח ותקציבו- דחיית מועד ביצוע המבחנים מהרבעון השני לתחילת הרבעון השלישי בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים. לא ניתן לדעת את ההשלכות הכספיות של האירוע על תקציב המבחנים עד לגיבוש תכנית המבחנים.
- ד. חשיפת התאגיד כלפי צדדים שלישיים בשל האירוע- למיטב הבנת השותף הכללי אין לשותפות חשיפה כלפי צדדים שלישיים בשל האירוע.

אזהרה בגין מידע צופה פני עתיד – ההערכות והמועדים המשוערים הנקובים לעיל, הינם מידע צופה פני עתיד. ההערכות והמועדים עשויים להיות שונים מההערכות הנ"ל, בין היתר, כתוצאה ממצב הבאר בפועל, מעיכובים בלתי צפויים, מאי השגת האמצעים הכספיים, תקלות ומתנאים תפעוליים וטכניים. ההערכות וההשערות הנ"ל עשויות להתעדכן כתוצאה מהביצועים בפועל ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפוש והפקה של נפט וגז וכתוצאה מתנאים תפעוליים וכדומה.

(3) אישור תכנית הפיתוח

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

במכתב מודיע הממונה כי:

"במענה לפנייתך מ-26/11/11 הריני לאשר תכנית פיתוח שדה מגד כפי שהוגשה בדו"ח

של חברת Baker RDS "Meged Field-Field Development Plan"

ומתייחסת לשלב פיתוח השדה הכולל הפקה בקידוח הקיים מגד-5 וקידוחים מתוכננים

מגד-6 – מגד-14".

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

בהקשר זה יש להדגיש כי פיתוח שדה הנפט עשוי להמשך זמן רב, והשגת האמצעים הכספיים שיידרשו. גם לאחר הכנת תכנית פיתוח לא ניתן לדעת בוודאות, עד לקידוח בפועל מה מספר הבארות המפיקות שידרש.

עוד יצוין כי מספר הבארות המפיקות הנדרש לפיתוח השדה אינו משקף בהכרח את מספר הקידוחים שידרשו ויש להביא בחשבון כי חלק מהקידוחים לא יעלו יפה (ובפרט לאור המורכבות הרבה הכרוכה בטכניקות ההמרצה הנדרשות לפיתוח שדה מגד) או אם יקרה (כפי שקורה באופן שגרתי בפיתוח שדות נפט) שיהיו קידוחים שיתברר בקידוח שהם נמצאים מחוץ לגבולות שדה הנפט והם ימצאו יבשים.

יודגש כי 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 העלות של קידוח מגד 5 (לא כולל מבחנים ופעולות פרופנט) נאמדה בכ-7.7 מיליון דולר ארה"ב ועמדה בפועל על כ-13.7 מיליון דולר עלות פעולות הפרופנט והמבחנים נאמדו בכ-3.5 מיליון דולר ועמדו בפועל על כ-11.2 מיליון דולר.

העלות של קידוח מגד 6 (לא כולל מבחנים ופעולות פרופנט) נאמדה בכ-16 מיליון דולר ארה"ב ועמדה בפועל נכון ל-31/12/13 על כ-17.2 מיליון דולר (זאת בנוסף לעלות הכנת אתר מגד 6 לקידוח ודרישות בירוקרטיות בסך של כ-1.2 מיליון דולר). העלות הכוללת ב-2014 של המשך הקידוח וביצוע הקידוח

העוקף והשלמת הקידוח עמדה על כ-4.5 מיליון דולר. עלות הכנת הבאר למבחני הפקה והמתנת מגדל הקידוח עד תחילת מבחני ההפקה עומדת על כ-1.5 מיליון דולר. העלות הצפויה של המבחנים ופעולות הפרופנט הינה כ- 10 מיליון דולר. העלויות הצפויות של ציוד ההפקה הקבועה, התקנתו באתר הקידוח והשלמת הבאר להפקה הינן כ-2.2 מיליון דולר. הוצאות אלה כוללות רכישה והתקנה של ה- Green Flare, התקנת תשתית צנרת ומיכלים לאחסון הנפט המופק ועוד, כאשר בחלק מציוד ההפקה בכוונת השותפות לעשות שימוש כבר בשלב המבחנים.

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

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

קידוח מגד 7	קידוח מגד 8	קידוח מגד 6	
7 בינואר 2013	7 בינואר 2013	7 בינואר 2013	המועד בו נתקבלה ההחלטה
המשך פיתוח שדה מגד	המשך פיתוח שדה מגד	פיתוח שדה מגד	הסיבות להצדקת ההחלטה
ביצוע הקידוח במועד כפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים לביצוע. עמידה בדרישות הגורמים המאשרים	ביצוע הקידוח במועד כפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים לביצוע. עמידה בדרישות הגורמים המאשרים	עמידה בדרישות הגורמים המאשרים. כפוף להשגת האמצעים הכספיים לביצוע המבחנים ופעולות הפרופנט	תנאים לקידוח 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
טרם הוחלט. משך הקידוח שישה חודשים (ללא תקלות ועיכובים בלתי צפויים).	ברבעון הרביעי 2014 לאחר סיום המבחנים ופעולות הפרופנט בקידוח מגד 6. משך הקידוח שישה חודשים (ללא תקלות ועיכובים בלתי צפויים).	תחילת הרבעון השלישי 2013 משך הקידוח 7.5 חודשים	מועדי הקידוח הצפויים ¹⁷
מוהילה וסחרונים	מוהילה וסחרונים	מוהילה, סחרונים ומטרה משנית בשכבת הרעף	שכבות בקידוח מטרה
קידוח פיתוח ולקביעת גבולות השדה. השלמת הקידוח כבאר מפיקה של נפט וגז.	קידוח פיתוח ולקביעת גבולות השדה. השלמת הקידוח כבאר מפיקה של נפט וגז.	קידוח פיתוח ולקביעת גבולות שדה הנפט. השלמת הקידוח כבאר מפיקה של נפט וגז.	סוג הקידוח, תכליתו ודיון כללי בשלבים עתידיים התליים בממצאיו
5,000 מטר	5,000 מטר	4,754 מטר	עומק הקידוח
20 מיליון דולר, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים.	20 מיליון דולר, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים.	הקידוח בוצע, עלות שלב הקידוח עמדה על כ- 23 מיליון דולר	סה"כ הקידוח תקציב

¹⁷ ראו הערה בפסקה המובאת לאחר הטבלה.

תקציב ביצוע מבחני ההפקה	קידוח מגד 6	קידוח מגד 8	קידוח מגד 7
10 מיליון דולר מבחני ההפקה צפויים להתבצע בתחילת הרבעון השלישי 2014 בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים.	10 מיליון דולר, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים. טרם נקבע מועד לביצוע המבחנים בבאר. בסיום הקידוח יבוצעו לוגים בבור הקידוח ותבוצע עבודת עיבוד ופענוח של הנתונים שהתקבלו במהלך הקדיחה. כמו כן ציוד ההמרצה והמבחנים יותקן באתר הקידוח.	10 מיליון דולר, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים. טרם נקבע מועד לביצוע המבחנים בבאר. בסיום הקידוח יבוצעו לוגים בבור הקידוח ותבוצע עבודת עיבוד ופענוח של הנתונים שהתקבלו במהלך הקדיחה. כמו כן ציוד ההמרצה והמבחנים יותקן באתר הקידוח.	10 מיליון דולר, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים הנדרשים. טרם נקבע מועד לביצוע המבחנים בבאר. בסיום הקידוח יבוצעו לוגים בבור הקידוח ותבוצע עבודת עיבוד ופענוח של הנתונים שהתקבלו במהלך הקדיחה. כמו כן ציוד ההמרצה והמבחנים יותקן באתר הקידוח.
שם המפעיל	השותף הכללי-גבעות עולם נפט בע"מ	השותף הכללי-גבעות עולם נפט בע"מ	השותף הכללי-גבעות עולם נפט בע"מ
שם התאגיד המבצע את הקידוח	S.C. DAFORA GROUP S.A.	S.C. DAFORA GROUP S.A.	S.C. DAFORA GROUP S.A.
חלקם של מחזיקי הזכויות ההוניות של השותפות בתקציב הקידוח ובהכנסות הפוטנציאליות הנובעות ממנו	חלק אפקטיבי בהוצאות- 104.5% לפרטים בדבר החלטת השותף הכללי שלא לגבות דמי מפעיל בשלב זה מעבר ל- 22,000 דולר לחודש ראוי בבאור 12 בדוחות הכספיים שבחלק ג' להלן. חלק אפקטיבי בהכנסות- 66.37%	חלק אפקטיבי בהוצאות- 104.5% לפרטים בדבר החלטת השותף הכללי שלא לגבות דמי מפעיל בשלב זה מעבר ל- 22,000 דולר לחודש ראוי בבאור 12 בדוחות הכספיים שבחלק ג' להלן. חלק אפקטיבי בהכנסות- 66.37%	חלק אפקטיבי בהוצאות- 104.5% לפרטים בדבר החלטת השותף הכללי שלא לגבות דמי מפעיל בשלב זה מעבר ל- 22,000 דולר לחודש ראוי בבאור 12 בדוחות הכספיים שבחלק ג' להלן. חלק אפקטיבי בהכנסות- 66.37%
שמות השותפים בנכס הנפט בו נערך הקידוח וחלקם בתקציב הקידוח ובהכנסות שינבעו ממנו	השותפות- 99% וחברה זרה 1% Millenium Quest PTY - Ltd	השותפות- 99% וחברה זרה 1% Millenium Quest PTY Ltd	השותפות- 99% וחברה זרה 1% Millenium Quest PTY - Ltd
הפניה לתיאור נכס הנפט בדו"ח התקופתי	סעיף 8	סעיף 8	סעיף 8

מידע צופה פני עתיד

התקציב ולוחות הזמנים של הקידוח וכן הנתונים הנוספים המובאים לעיל ביחס לקידוחים, מבוססים על הערכות והשערות שנתקבלו מהשותף הכללי בשותפות שהינן מידע צופה פני עתיד. ההערכות וההשערות הנ"ל הינן בגדר הערכות והשערות מקצועיות שלגביהן לא קיימת כל וודאות והן עשויות להתעדכן בהמשך עם התקדמות הקידוחים ו/או כתוצאה ממכלול של גורמים הקשורים בפרויקטים של חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי, לרבות כתוצאה מתקלות, עיכובים בלתי צפויים, קשיים בהשגת מימון, מתנאים תפעוליים, תנאי שוק, תנאים רגולטורים ועוד.

הון אנושי 10

עובדים ונותני שירותים חיצוניים 10.1

לרשות השותף הכללי עומדים שירותיהם של הדירקטורים טוביה לוסקין, נגה בן דוד, שמואל בקר ויוסף פרוליק¹⁸ (לפרטים על חילוקי הדעות בין הדירקטורים טוביה לוסקין מצד אחד ושמואל בקר ונגה בן דוד מצד שני לגבי תוקף כהונתו של מר פרוליק כדירקטור ראו דו"ח מיידי מיום 25.2.2014). כן מעסיקה השותפות שלושים ושישה עובדים נוספים כדלקמן: מנכ"ל זמני, שלושה גיאולוגים, ופטרופיזיקאי, סמנכ"ל פרויקטים ולוגיסטיקה ושני עוזרים, סמנכ"ל כספים, חשב, חשבונאי שטח, יועץ משפטי, שתי מנהלות חשבונות, עשרה עובדי שטח, מנהלת ושתי עובדות איכות סביבה וכימיקלים, מהנדסת תהליכים, שני מפקחי עבודה, 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.

עובדות מחלקת איכות הסביבה של השותפות עברו קורס חומרים מסוכנים בעלות של כ-350 דולר. עובדי מחלקת לוגיסטיקה ועובדי השטח עברו קורס מבוא בגיאולוגיה בעלות של כ-2,600 דולר. כמו כן אחראית תחום ייבוא וייצוא במחלקת הלוגיסטיקה עברה קורס הטסת חומרים מסוכנים בעלות של כ-1,000 דולר.

השותפות מקבלת שירותים, ממנהל קידוחים (הפועל כנותן שירותים חיצוני) אשר ניהל את קידוחי מגד 2, מגד 3, מגד 4, הקידוח האופקי מגד 4, מגד 5 והמבחנים ופעולות הפרופנט בו וקידוח מגד 6. שירותי מנהל הקידוחים ניתנים בתקופות קידוחים והכנות לקידוחים.

כמו כן מתקשר השותף הכללי בשם השותפות המוגבלת לפי הצורך עם נותני שירותים חיצוניים

¹⁸ בחודש פברואר 2014 העלה מר טוביה לוסקין טענות נגד כהונתו של מר יוסף פרוליק כדירקטור בלתי תלוי. בין היתר טען מר לוסקין כי כהונתו של מר פרוליק פקעה בהתאם לתקנון השותף הכללי ביום 27.11.2013. הדירקטורים נגה בן דוד ושמואל בקר אינם מסכימים לעמדה זו. נוכח הטענות האמורות מר יוסף פרוליק קיבל על עצמו שלא להשתתף בהצבעות על הצעות החלטה שיובאו לפני הדירקטוריון ו/או וועדותיו.

ביום 30.3.2014 (ובהמשך לדיון בנושא בישיבה מיום 6.3.2014) קיבל דירקטוריון השותף הכללי החלטה כי היות ומאז המינוי של מר פרוליק כדירקטור בלתי תלוי וכדירקטור בעל כשירות של דח"צ בחודש נובמבר 2011, מר פרוליק כיהן כדירקטור לכל דבר ועניין, כיהן כיו"ר הדירקטוריון חדל להיות דירקטור, הדירקטוריון קיבל החלטה כי המינוי של מר פרוליק כדירקטור תקף וכי לאור תרומתו המשמעותית לדירקטוריון הוא מתבקש לחזור ולהשתתף בהצבעות על החלטות בישיבות הדירקטוריון וועדותיו. מר נגה בן דוד ומר שמואל בקר הצביעו בעד ההחלטה האמורה, ומר טוביה לוסקין הצביע נגד וטען שהחלטה זו אינה חוקית, ויוסף פרוליק לא השתתף בהצבעה. מר פרוליק הסכים לבקשת הדירקטוריון לשוב ולהשתתף בהצבעות בישיבות הדירקטוריון וועדותיו.

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

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

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

10.2

דירקטוריון השותף הכללי, תוך הסתכלות קדימה להגשמת מטרותיה ארוכות הטווח של השותפות ובמטרה להבטיח את רצונה של השותפות לשמר את עובדיה ולתגמל אותם על הצלחה בפיתוח שדה מגד, החליט ביום 10.4.2013 להעניק לעובדי השותפות בonus על כל קידוח שיגיע להפקה מסחרית בשני הקידוחים הבאים שתבצע השותפות.

כמפורט להלן, הבonus לעובדי השותפות יינתן בהתחשב בתרומתם לשותפות, חלקם בהצלחתה ובצמיחתה של השותפות ועמידתם ביעדים.

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

במכתב מיום 9.2.96 הודיע השותף הכללי לגיאולוג הראשי של השותפות, ד"ר ולדימיר שטיינגולץ, כי הוא יהיה זכאי לקבל 1% מכל הכספים (נטו) או מכל טובת הנאה חומרית אחרת (נטו) שתצטבר לזכות השותף הכללי מההפקה של הידרוקרבונים משטחי רשיון ראש העין. זכות זאת תפסק רק כאשר ואם יפסיק ד"ר שטיינגולץ מרצונו את העסקתו על ידי השותפות. במכתבים מיום 13 ביוני 1999 אל מר יגאל פלברט (סמנכ"ל הכספים בשותפות) ומיום 20 בספטמבר 2000 אל מר מיכאל סופרסטיין (פטרופיזיקאי בשותפות) הודיע השותף הכללי, לכל אחד מהם, כי הוא יהיה זכאי לקבל 1% (מר פלברט) או 1/2% (מר סופרסטיין) מכל הכספים (נטו) שיתקבלו לזכות השותף הכללי מההפקה של הידרוקרבונים משטח רשיון ראש העין. זכות זו תיפסק רק כאשר ואם יפסיק מרצונו את העסקתו בשותפות.

10.3

בחודש דצמבר 2010 חתם השותף הכללי בשם השותפות על הסכם ייעוץ וליווי הליכי רגולציה עם חברה בבעלותו של מר גיורא איילנד (המפקח נתן את אישורו להסכם) בהתאם להסכם יעניק מר איילנד לשותפות ליווי וייעוץ שוטף מול הרשויות והגורמים המוסדיים הקשורים בזיכיון השותפות לחיפוש 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 לבonus בסך של 750,000 ש"ח כל עוד ההסכם בתוקף עבור כל קידוח שיגיע להפקה מסחרית. החל מיום 17 בפברואר 2014 מונה מר איילנד לכהן כמנכ"ל הזמני במקומו של מר טוביה לוסקין. כהונתו של מר לוסקין כמנכ"ל הופסקה ביום 17 בפברואר 2014 על פי החלטת דירקטוריון השותף הכללי בשל חילוקי דעות וחוסר שביעות רצון של הדירקטוריון מתפקודו כמנכ"ל. טרם נחתם הסכם עם מר גיורא איילנד בכל הקשור לכהונתו כמנכ"ל הזמני.

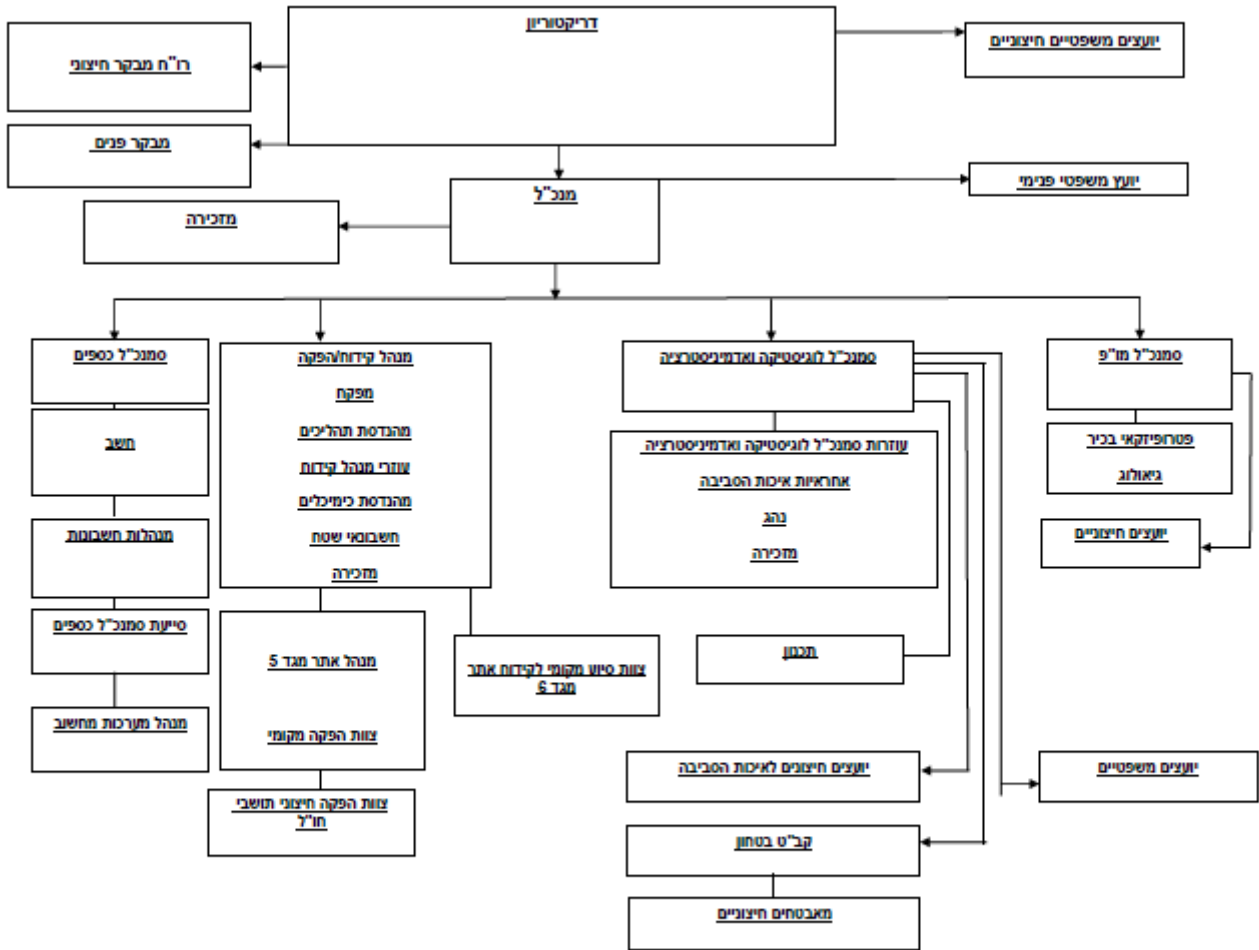
10.4 השותפות מקבלת ייעוץ תקשורת ממשדד גלברט-כהנא בתמורה לסכום חודשי קבוע.

10.5 שיקול דעתו הבלעדי של מר טוביה לוסקין בענינים מקצועיים

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

בין הענינים האמורים כלולים הענינים הבאים:

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



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 לתפעולם אינם קיימים בארץ ודורשים העזרות ביועצים ובנותני שירותים מחו"ל.
- לאפשרות להשגת יועצים ונותני שירותים מתאימים ישנה חשיבות רבה גם בשלב הפיתוח וההפקה המסחרית יהיה צורך להערכת השותף הכללי בקידוחים נוספים רבים אשר גם בהם, על פי הערכתו של השותף הכללי יהיה צורך באמצעים מיוחדים להפקה. לפיכך, למיעוט החברות העוסקות בתחום זה עלולה להיות השפעה לרעה על יכולתה של השותפות להשיג את השירותים והציוד הדרושים לה. כמו כן יש להביא בחשבון שלא כל החברות שלהן הידע המיומנות והציוד הדרושים תהיינה מוכנות לפעול בישראל.
- (ב) גורם נוסף שהיה לו חלק משמעותי בעיכובים בביצוע קידוח מגד 5 הינו העדר יכולת להשיג קבלן קידוחים אשר יסכים לבצע עבודה בישראל. תקופה ממושכת לא עלה בידי השותף הכללי להתקשר עם לפידות או עם איזשהו קבלן אחר בהסכם לביצוע קידוח מגד 5. (בסופו של דבר בוצע קידוח מגד 5 באמצעות חברת לפידות).
- למיטב ידיעת השותף הכללי לא קיימת בישראל מכונת קידוח המתאימה לצרכי קידוחי מגד 6, 7 ו- 8. השותף הכללי החליט להביא ארצה מכונת קידוח מחו"ל.
- (ג) לאור האמור לעיל, לשותפות יש תלות בהמשך קבלת שירותים מקבלן הקידוח עמו בכל הקשור לביצוע, לתקציב וללוח הזמנים של מבחני ההפקה. לפרטים בדבר הסכם הקידוח שחתמה השותפות עם S.C. DAFORA GROUP S.A. לקידוח שתי בארות (עם אופציה לקידוחים נוספים) לפרטים ראו דו"ח מיידי מיום 23.9.2012. לאחר סיום קידוח מגד 6 השותף הכללי חתם על תיקון להסכם (שיעמוד בתוקף עד לסוף שנת 2014) לפיו הופחתו באופן משמעותי תעריפי התשלום בגין תקופות ההשבתה של מגדל הקידוח.
- (ד) גם ביצוע הלוגים החשמליים בקידוח מגד 5 ובקידוח מגד 6 נעשה על ידי חברה זרה.
- (ה) גם באשר לביצוע בדיקות מוקדמות ביבשה קיים בישראל קבלן אחד בלבד המבצע עבודות מסוג זה – המכון למחקרי נפט וגיאופיסיקה ולפיכך יש לשותפות, במידה רבה, תלות גם בקבלן זה.
- (ו) גם באשר לפעולות קידוח "רגילות" לא כל הציוד וכח האדם המתאימים לביצוע פעולות ספציפיות בחיפוש נפט מצויים בישראל או ניתנים להזמנה בפרקי זמן קצרים ולפיכך מתעורר לא פעם צורך להזמין שרותי ציוד וכח אדם מקצועי מחו"ל, דבר המייקר ומעכב באופן משמעותי את הפעילויות. עוד יצוין כי לא כל הספקים הפוטנציאליים של שירותים, ציוד וידע מחו"ל מהסוגים העשויים להיות דרושים לשותפות מוכנים לספקם לישראל.
- בהקשר זה יצוין כי ביצוע המבחנים ופעולות הפרופנט 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 ידה ממקורות שונים, זמינים בעיקר בחו"ל).

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

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

(ט) השותפות מקבלת שירותים, ממנהל קידוחים (הפועל כנותן שירותים חיצוני) אשר ניהל את קידוחי מגד 2, מגד 3, מגד 4, הקידוח האופקי מגד 4, מגד 5 והמבחנים ופעולות הפרופנט בו וכן את קידוח מגד 6. 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".

(י) חומר גלם מהותי בפעילות ובמתקני החיפוש וההפקה הוא מתכת אשר מיועדת לצנרת, ולמקדחים. בשנים האחרונות חלה עלייה משמעותית במחיר המתכת בעולם.

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 הקידוחים הקודמים. מלאי החומרים של השותפות נכון ליום 31.12.13 נאמד בכ- 5,214 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 8 לעיל.

השותף הכללי פועל לגיוס הון נוסף לצורך מימון פעולות הפיתוח של שדה מגד באפיקים שונים לרבות בחינת האפשרויות השונות לקבלת הלוואות מגורמים מממנים ובחינה של מספר פניות שנעשו לשותפות מצד משקיעים פוטנציאליים בארץ ובחו"ל. במסגרת פעולותיו האמורות של השותף הכללי פירסמה השותפות ביום 28.2.2013 תשקיף מדף. בתשקיף המדף האמור כלולים, יחידות וכתבי אופציה (סדרות 13-22).

יחד עם זאת צוין בתשקיף המדף כי השותפות מעוניינת בהנפקת אגרות חוב ופועלת לקידום הנפקה כזו וכי אם יתאפשר הדבר אזי הדבר יעשה בדרך של תיקון התשקיף (ראו על כך בעטיפת התשקיף

ובפרק 3 בתשקיף). בשלב זה הטיפול בהנפקת אגרות חוב לא הגיע לשלב בשלות המאפשר לכלול זאת בתשקיף המדף.

עוד יצוין כי הצעת יחידות וכתבי אופציה, ככל שתיעשה, טעונה אישור האסיפה הכללית של בעלי היחידות (ראו על כך בעטיפת התשקיף ובסעיף 5.8 בתשקיף). בפני האסיפות הכלליות מיום 14.8.2013 ומיום 21.11.2013 הובאו הצעות החלטה לאישור הנפקה, הצעות אלו לא נתקבלו. יצוין כי הערכות השותף הכללי והאומדנים המופיעים בסעיף זה הינן הערכות בלבד ואינן וודאיות והינן מידע צופה פני עתיד, כהגדרתו בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968 המבוסס על הערכותיו של השותף הכללי את העלויות הצפויות בקידוח הבא על-פי המידע המצוי בידיו כיום. ההערכות האמורות עשויות שלא להתממש, כולן או חלקן, או להתממש באופן שונה מכפי שנצפה, לרבות באופן שונה מהותית, מכפי שנצפה וזאת, בין היתר, בשל הגורמים המפורטים בסעיף 13.3.1 להלן.

13.2 מגבלות על קבלת אשראי

13.2.1 הסכם השותפות המוגבלת קובע כי במקרה של תגלית עשויות להיות לשותפות המוגבלת הוצאות נוספות לצורך הכנת הבאר להפקה, השלמת הבאר, הקמת מתקני הפקה ופעולות לפיתוח שדה הנפט ו/או הפקת הנפט. במקרה כזה יהיה השותף הכללי רשאי (אך לא חייב) לקבל בשם השותפות המוגבלת אשראי בתנאים שיראו לו כמתאימים לצורך מימון ההוצאות האמורות ולשעבד לצורך זה את נכסי השותפות המוגבלת, לרבות גם חלקה של השותפות המוגבלת בבאר ו/או בשדה הנפט ו/או בנכסי הנפט.

בטרם יפעל השותף הכללי לקבלת אשראים ולשעבד נכסים על פי סעיף זה יודיע על כך השותף הכללי למפקח בכתב והוא לא יבצע פעולות אלו אם המפקח הודיע תוך זמן סביר לשותף הכללי כי לדעתו אין לעשות את הפעולות שמבקש השותף הכללי לעשות או מי מהן ובלבד שנימק זאת בכתב בטעמים שיסודם בכך שלדעתו הפעולות האמורות מקפחות את זכויותיו של השותף המוגבל. ראו סעיף 4.2 לעיל.

בהקשר זה יצוין כי השותפות התחייבה שלא תיקח הלוואות בסכום העולה על 3% מהסכום שיגויס מהמשקיעים בשותפות אלא בתיאום ואישור מראש עם נציבות מס הכנסה.

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

13.2.3 ביום 2.5.06 נתקבלה החלטת האסיפה הכללית של בעלי היחידות לתיקון הסכם השותפות המוגבלת על פיה השותף הכללי רשאי, על פי שיקול דעתו, לעשות שימוש בכספי רווחים ולצורך זה להמנע מחלוקתם וכן ליטול בשם השותפות, לצורך קבלת אשראי, התחייבויות בדבר הגבלות על חלוקת רווחים וכן שעבודים על נכסי השותפות הכוללים התחייבויות כאמור והכל לצורכי מימון (בין צרכי מימון מיידיים ובין צרכי מימון עתידיים, וכן בין צרכי מימון ידועים ובין צרכי מימון אפשריים) של פעולות והוצאות אשר השותף הכללי יחליט עליהן בשטח חזקת ראש העין I/11 או בכל שטח אחר שבו תהיה לשותפות תגלית. הוראות פסקה זו יחולו על 82% מהרווחים בלבד. במסגרת ההחלטה השותף הכללי התחייב להימנע מלמשוך את הכספים שיגיעו לו כתמלוגים עד שסכום הרווחים שיחולקו לבעלי היחידות יגיע לסכום "החזר ההשקעה" כהגדרתו בסעיף 9.1.1.2 להסכם השותפות המוגבלת.

13.3 צרכי המימון של השותפות והאמצעים הכספיים של השותפות

13.3.1 הקידוחים המתוכננים ותקציביהם המשוערים

כספים שתגייס השותפות וכן הכספים הקיימים כיום בידי השותפות (למעט כספים הנחוצים לניהול השוטף של השותפות והנאמנות) מיועדים כולם לביצוע פעולות פיתוח בשטח החזקה I/11 ראש העין וברשיון "מכבי" 330.

היעד העיקרי כיום של השותפות המוגבלת הינו ביצוע של מבחני ההפקה ופעולות הפרופנט בקידוח מגד 6 וקידוחי מגד 8 ו-7 בשדה מגד כחלק מהשלב הראשון של פיתוח השדה. העלות המשוערת של ביצוע יעד זה הינה כ-75 מליון דולר.

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

13.3.2 עיתוי הקידוחים הבאים ומיקומם

תכנית השותף הכללי הינה כאמור, לבצע בשנה הקרובה את המבחנים ופעולות הפרופנט בקידוח מגד 6 והשלמתו להפקה מסחרית וכן להתחיל את קידוח מגד 8 אם לא יהיו שינויים בלתי צפויים ובכפוף להשגת המימון הנדרש. כמו כן בכוונת השותף הכללי לבצע לאחר מכן קידוחים נוספים באזור הליבה של שדה מגד בהתאם לתכנית פיתוח החזקה שגובשה ע"י יועצי השותפות ובכפוף לקבלת האישורים הדרושים. השותפות החלה בתהליך תכנון לקבלת אישור לביצוע שלושה קידוחים נוספים.

העדר משאבים מספיקים להשלמת מבחני ההפקה בקידוח מגד 6

האמצעים הכספיים של השותפות במועד דוח זה אינם מספיקים לביצוע מבחני הפקה בקידוח מגד 6 ולהמשך פיתוח שדה מגד, וביצועם כפוף לגיוסי הון נוספים ו/או בצירוף שותפים לקידוח, שהצלחתם איננה מובטחת.

13.4 אמצעייה הכספיים של השותפות המוגבלת

ביום 18.03.2014 היו אמצעייה הכספיים של השותפות המוגבלת בחשבון הבנק כ- 5,505 אלפי דולר המושקעים ברובם בפקדונות בנקאיים. כ- 4,970 אלפי דולר היו מושקעים בפקדונות דולריים לזמן קצר נושאי ריבית שנתית של בין 0.15% ל- 0.57%. ובחשבון העו"ש סכום של כ- 535 אלפי דולר. מתחילת

שנת 2014 ועד ליום 12 במרץ 2014 מכרה השותפות מלאי נפט בשווי כ- 3.4 מיליון דולר (32,133 חביות).

13.5 האמצעים הכספיים של הנאמן

ביום 31.12.2013 האמצעים הכספיים שנותרו בידי הנאמן היו כ- 38 אלפי דולר בעו"ש. לנאמן יש הלוואות בנקאיות בסך כולל של 1,212,000 ₪ בריבית של פריים + 2% למימון פעילותו והשותפות חתמה על ערבות להלוואות אלו.

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

13.6 נסיונות צירוף משתתפים נוספים לקידוחים

השותף הכללי בוחן מדי פעם אפשרויות לצירוף משתתפים נוספים לפעולות שבהם עוסקת השותפות. השותף הכללי עשה במהלך שנות קיומה של השותפות נסיונות להשיג משקיעים לקידוח נוסף או לסדרה של קידוחים. נסיונות אלה נמשכים אך נמצאים בשלבים ראשונים בלבד גם במועד הדו"ח. במסגרת נסיונות אלו נחתמו הסכמים עם גופים ואנשים מחו"ל ומישראל בדבר סיוע לשותף הכללי למצוא משקיע נוסף לקידוח תמורת עמלות בשיעורים שונים ותשלומי שכר בסכומים שונים במקרה של הצלחה. כמו כן פורסמו בכתבי עת בחו"ל ביזמת השותף הכללי פרטים בנוגע לאפשרויות השקעה במסגרת רשיון ראש העין מערב. בעקבות פעולות אלו נחתמו מספר מסמכים (הצעות, מזכרי הבנה) עם משקיעים פוטנציאליים במסגרת מו"מ שנוהל עמם. בפועל לא נקשרה עסקה מחייבת. בתאריך הדו"ח לא מתנהל מו"מ קונקרטי עם משקיעים פוטנציאליים.

13.7 עיסקה לצירוף משקיע לרשיון ראש העין מערב

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

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

עיקרי ההסכם

התקופה שעליה חל ההסכם-התקופה שמיום 20.6.2011 ועד למועד שבו יסתיימו כל פעולות הקידוח וכל מבחני ההפקה (מונח זה מוגדר ככולל גם מבחני הפקה לאחר פעולות המרצה כגון פראק אך לא כולל "מבחני הפקה לטווח ארוך" כמוגדר להלן) בשני הקידוחים הראשונים שיבוצעו בשטח חזקת ראש העין לאחר חתימת ההסכם או קודם לכן במועד שיקבע בהודעה שתיתן על ידי חברת מילניום. המונח "מבחני הפקה לטווח ארוך" שנזכר לעיל מוגדר בהסכם כהפקה רגילה מהבאר שבמהלכה נערכים פעולות השגחה ופיקוח מקיפים על המידע המתקבל מהבאר ומההפקה.

התנאים שיחולו בתקופת ההסכם-בתקופה שעליה חל ההסכם חברת מילניום לא תהיה זכאית לקבל את חלקה (1% ב"סכום ההכנסות נטו") (מונח זה כולל את סכומי התמורה ממכירת נפט שהופק לאחר ניכוי תמלוגי המדינה ותמלוג השותף הכללי) לרבות גם, למען הסר ספק, סכומי ההכנסות נטו שחלו מאז 20.6.2011, ולא תהיה חייבת לשלם עבור חלקה היחסי בהוצאות (1%) שחלו מאז 20.6.11 או שיחולו בתקופת ההסכם

בהסכם הובהר, בין היתר למען הסר ספק, כי לא תיערך התחשבנות, בתום תקופת ההסכם, בגין תקופת ההסכם, לגבי סכומי ההכנסות נטו מצד אחד לבין סכומי ההוצאות מצד שני והפרש, אם ייווצר בין אלה, לגבי תקופת ההסכם, לא יגרור תשלום מצד אחד למשנהו.

עוד הובהר בהסכם, למען הסר ספק, כי ההסכם האמור לא יגרע מזכותו של השותף הכללי לקבל את התמלוג שלו הוא זכאי בגין חלקה של חברת מילניום בתפוקת הנפט והוא ישולם לו במהלך תקופת ההסכם.

הוראות לענין סיום מוקדם של ההסכם על ידי מילניום- בהסכם נקבעו הוראות לענין סיומו המוקדם על ידי מילניום ובין היתר כי הסיום המוקדם יכנס לתוקף בתום היום האחרון בחודש הקלנדרי שבו ניתנה הודעת מילניום על סיום מוקדם

14.1 השותפות אינה נישום עפ"י פקודת מס הכנסה (נוסח חדש), תשכ"א-1961 (להלן: "הפקודה"), הכנסות והוצאות, ורווחים והפסדים של השותפות מיוחסות לשותף הכללי (לפי חלקו בשותפות) ולבעלי היחידות שהינם "מחזיק זכאי" לפי יחס החזקותיהם בשותפות. "מחזיק זכאי", על פי ההגדרה שבתקנות מס הכנסה (כללים לחישוב המס בשל החזקה ומכירה של יחידות השתתפות בשותפות לחיפוש נפט) התשמ"ט-1988 (להלן: "הכללים לחישוב המס") הינו מי שהחזיק ביחידה בתום יום ה-31 בדצמבר של שנת המס או שהחזיק ביחידה בתום יום מחיקת היחידה מהמסחר בבורסה. נוסח התקנות האמורות מובא בסעיף 11.2 בתשקיף המדף.

14.2 הכללים לחישוב המס מסדירים את הוראות המס החלות לגבי "מחזיקים זכאים" לרבות החלתן לגבי "מחזיקים זכאים" של תקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסת בעלי זכויות נפט) התשט"ז-1956. גם נוסחן של תקנות אלו מובא בסעיף 11.2 בתשקיף המדף.

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

על פי ההסכם סכומי המקדמות האמורות לאחר ניכוי הוצאות כאמור ישולמו על ידי השותפות לפשמ"ג כתשלום על חשבון המס של בעלי היחידות בגין כל סוג הכנסה. המפקח נתן את הסכמתו לחתימת הנאמן על ההסכם כאמור, לגבי שנת 2005 ושנת 2006. באסיפה הכללית של בעלי היחידות מיום 2.5.06 נתקבלה החלטה מיוחדת המאשרת לשותפות לחתום על הסכם עם פקיד השומה כאמור החל משנת 2007 והשותפות חתמה על ההסכם האמור, לפרטים ראו סעיף 11.6 לעיל.

14.4 חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א – 2011

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

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

15.1 סקירת תקנות, חוקים והנחיות סביבתיות לקידוחי נפט וגז

א. בחודש מרץ 2011 פרסם המשרד להגנת הסביבה הנחיות ראשוניות להגנת הסביבה בכל הנוגע לקידוחי נפט וגז חדשים וקיימים במטרה למנוע, בין השאר, זיהום קרקע ומקורות מים. מטרת המסמך היא לתת הנחיות בסיסיות לתהליך הקדיחה וההפקה מבארות נפט, במטרה לשמור על הסביבה. בהנחיות נקבע בין היתר, כי לפני ביצוע קידוח יש לבקש את אישור המשרד להגנת הסביבה והנחיותיו. המסמך כולל הנחיות למניעת זיהום תת הקרקע ומי התהום ובכלל זה לענין החומרים המשמשים לביצוע הקידוח, אמצעי אחסנה של סולר ונפט גולמי, זיהום אוויר, ודרישות ליעדי סילוק נזלי ושבבי הקידוח. על אף שמסמך זה אינו מחייב את השותפות מבחינה חוקית, בקידוח מגד 6 ובתכנון הקידוחים הבאים השותפות פעלה על סמך ההנחיות הנ"ל, תוך תיאום ושיתוף פעולה מלא עם הגורמים הרלוונטיים במשרד להגנת הסביבה.

ב. 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.

ג. 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:

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

- ד. 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. היות ולשותפות באר שנמצאת בשלב המבחנים, ולכן לא חייבת ברשיון עסק, לא חלה עליה חובת דיווח הפליטות.
- ה. ביום 30.4.2012 פורסמו ברשומות תקנות הנפט (הרשאה לסטייה מהוראות חוק התכנון והבניה) 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.

15.2 דרישות איכות סביבה נוספות

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

15.3 דוגמאות לפעולות השותפות להגנה על הסביבה

1. ניטור מי תהום - קידוח ניטור מי תהום לאקוויפר הרדוד נקדח לפני תחילת קידוח מגד 6, לבקשת רשות המים. קידוח ניטור נוסף לאקוויפר העמוק יבוצע לפני תחילת מבחני ההפקה והקידוחים הבאים.
2. דליפות וסדקים - במהלך הפקה רבת שנים של נפט ייתכן מצב שהצינור המוביל יתחיל לדלוף ו/או חלק מהדיפון שמסביב לצינור המוביל ייסדק. כתוצאה חלק מהנפט הנשאב עלול להגיע לשכבת מי התהום דרך הקידוח. לצורך מניעת מצב כזה ממוקמים מדי לחץ בעומקים שונים של הבאר, המנטרים באופן רצוף ושוטף ומתריאים בזמן אמת על שינוי בלחצים. כמו כן, בדיקות צנרת תקופתיות מתבצעות בהתאם לסטנדרטים של ה-API.
4. התפרצות נפט - במהלך קדיחה או הפקה יתכנו שינויים בלחץ העצמי של הבאר, כמו גם תקלות מכניות בראש הקידוח ובצנרת המובילה למיכלים. לשם כך מותקן מתקן מונע התפרצות המותאם לזמן הקידוח, ומתקן נוסף מונע התפרצות המותאם לבאר במבחנים ובהפקה, בהתאם לסטנדרטיים עולמיים.
5. טיפול בשבבי ובנוזלי קידוח – לרוב מפונים שבבי הקידוח והנוזלים הנלווים לבריכות אגירה ייעודיות בשטח האתר אשר מגבירות את הסיכון לזיהום אפשרי של קרקע ומי תהום. בקידוח מגד 6, וכן בתכנון לקידוחי מגד 7 ו-8

8 השותפות מפרידה את הנוזלים משבבי הקידוח במקור, ומפנה אותם ישירות לאתרי הטמנה מאושרים ללא צורך בבריכת אגירה באתר.

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

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

כאמור שיעורי הגז הנלווה לנפט בקידוח מגד 5 הינם גבוהים והשותפות נדרשת למצוא פתרון לדרך הטיפול בגז הנלווה מבלי שיגרם זיהום לסביבה. השותף הכללי מתכוון לבדוק את האפשרויות לדרך טיפול הולם שתאפשר את ניצול הגז לרבות בדרך של מכירתו או המרתו לחשמל, דחיסתו או הפיכתו לנוזלים או שילוב של אלו או טיפול בגז כדי להביאו לרמת הגז הטבעי הנדרש כדי לחברו לצינור הולכה או חלוקה או סילוקו (הנחת צינור הולכה טעונה הליכים תכנוניים). בכדי לאפשר את שריפת הגז (עד למציאת דרך לטיפול הולם כאמור) ללא פגיעה בסביבה, רכשה השותפות לפיד ירוק העומדת בסטנדרטים בינלאומיים ואושרה על ידי המשרד לאיכות הסביבה.

15.4 עלויות הכרוכות בשמירה על הסביבה

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

השותפות שילמה בגין פינוי שבבי קידוח- 600 אלף ש"ח, פינוי בוצה- 1.2 מיליון ש"ח ופינוי קרקעות מזוהמות- 500 אלף ש"ח מאתר מגד 5 בשנים 2011 ו-2012.

במהלך שנת 2013 הוציאה השותפות כ-700 אלפי דולר עבור: קידוח באר ניטור רדודה לבחינת אקויפר המים במהלך קידוח מגד 6 וכן שמירה שוטפת.

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

מדיניות השותפות הינה עבודה ועמידה בתקנים הבינלאומיים המקובלים בתעשיית הפקת הנפט ו/או בתקנים אשר יחוייבו ע"י המשרד להגנת הסביבה. צוות המומחים המקצועיים בעלי ותק ורקע מקצועי מתאים מלווה את השותפות בכל שלבי החיפוש, המבחנים וההפקה.

15.5 דרישות איכות סביבה נוספות

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

- 16.1 חוק הנפט ותשלום תמלוגים לאוצר המדינה**
לפרטים בדבר חוק הנפט והוראותיו ראו פרק 10 בתשקיף המדף.
- 16.2 החלטת הממשלה בדבר תיקון חוק הנפט**
בעניין החלטת הממשלה בדבר תיקון חוק הנפט והצעות נוספות לתיקון החוק ראו סעיף 20.12 להלן.
- 16.3 הצורך בקבלת אישורים לביצוע קידוחים**
בעניין הצורך בקבלת אישורים של גורמים שונים לכל קידוח ראו סעיף 6.6 לעיל.
- 16.4 חוק משק הגז הטבעי תשס"ב – 2002**
במקרה שיעלה ביד השותף הכללי להפיק גז טבעי תושפע פעילות זו מהוראות חוק משק הגז הטבעי תשס"ב – 2002. ראו סעיף 20.8 להלן.
- 16.5 הצעת חוק לתיקון פקודת השותפויות לעניין ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית**
לפרטים בדבר הצעת חוק לתיקון פקודת השותפויות לעניין ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית ראו באור 13 (5) בדוחות הכספיים.
- 16.7 הנחיות הממונה על ענייני הנפט**
להנחיות הממונה על ענייני הנפט ראו סעיף 20 (ט) להלן.

17 הסכמים מהותיים

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

17.1 הסכם הנאמנות - ראו סעיף 1.3 ופרקים 5 ו-6 בתשקיף המדף.

17.2 הסכם השותפות המוגבלת - ראו סעיף 1.2 ופרק 7 בתשקיף המדף.

17.3 הסכם למכירת הנפט לפרטים ראו סעיף 7.9 לעיל.

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

17.8 כיסוי ביטוחי

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	70,720.00 ש"ח
מעבידים	גבולות אחריות ל-30 עובדים	\$ 20,000,000.00	30,800 ש"ח
אש	מבנים, שיפורים במושכר ותכולה	1,000,000.00 ₪	6,236.00 ₪
	רעידת אדמה ונזקי טבע	כלול	
	פריצה	250,000.00 ₪	
ביטוח באר מגד 5	איבוד באר (blow out)	\$30,000,000	\$22,587
ביטוח ציוד	ביטוח ציוד+ נפט מאוחסן	\$ 6,915,000	\$29,820

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.
1. התווספה פוליסת DEVELOPMENT & ENERGY EXPLORATION עבור אתר מגד 5 הפוליסה כוללת 3 פרקי כיסוי לסיכונים/חשיפות הבאות:
- Control of well
 - Re-drilling
 - Seepage & pollution
- גבולות אחריות משותפים בסך – \$30,000,000 (לרבות כיסוי בגבולות אחריות של \$5,000,000 לנזקים לציוד של אחרים הנתון תחת השגחה ואחריות של השותפות).
2. התווספה פוליסת ביטוח רכוש בסכום ביטוח בסך \$6,815,000 המכסה את המתקנים והציוד באתר מגד 5 ואת המלאי במחסנים והמלאי המצוי באתר מגד 6 (לא כולל צנרת בבור הקידוח).
3. פוליסת חבות כלפי צדדים שלישיים של החברה (בגבולות אחריות של \$2,000,000) הורחבה לכסות גם את אתר מגד 6.
4. פוליסת חבות מעבידים – הפוליסה הורחבה לכסות גם את הפעילות באתר מגד 6 ומגד 8.
5. פוליסת אחריות נושאי משרה – גבולות האחריות - \$15,000,000.
- אין כל בטחון שיושגו ושייעשו כל הביטוחים הדרושים לכיסוי הסיכונים הכרוכים בעילות השותפות או כי הכיסוי שניתן על ידי פוליסות הביטוח (אם יעשו הביטוחים) יהיה מספיק. לגבי ביטוחים מסוימים עשוי השותף הכללי להחליט שלא לעשותם.
- השותף הכללי החליט לגבי 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 של מיטב ידיעת השותף הכללי שכיחותו אינה רבה ובמיוחד בקידוחים מסוג אלה שמבצעת השותפות (קידוחי הפקה).
- לאור האמור לעיל, יודגש כי אין בידי השותפות ביטוחים המכסים את כל הסיכונים, הנזקים וההפסדים האפשריים במקרה של אירוע נזק או תקלה בקידוחים. כמו כן, אין כל בטחון שניתן יהיה בעתיד לרכוש ביטוחים לכיסוי סיכוני התפעול ו/או לכיסויים הביטוחיים המתוארים בסעיף זה ואין כל בטחון, כי הכיסוי שיינתן על ידי פוליסות הביטוח שתרכשנה, ככל שתרכשנה, יהיה מספיק. יודגש, כי במקרה של אסון במימדים גדולים, קרוב לוודאי שאף כיסוי ביטוחי שתרכוש השותפות לא יכסה את הנזקים שייגרמו.
- יצוין כי השותפות עוקבת מעת לעת אחרי שינויים בערכו של הרכוש 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. לפרטים על עתירה שהוגשה נגד השותפות ראו באור 21 בדוחות הכספיים להלן.
- ב. לפרטים על כתב תביעה שהוגש נגד המפקח ראו באור 21 בדוחות הכספיים להלן.

18 יעדים ואסטרטגיה עסקית

18.1 עיקר פעילותה של השותפות כיום הינה בפיתוח שדה הנפט מגד שבחזקת ראש-העין I/ 11 ובהפקת נפט מבאר מגד 5 המצויה בו. הפרויקט העיקרי שהשותפות מתמקדת בו כיום הינו הפקת נפט ממגד 5, ובכפוף להשגת האמצעים הכספיים ביצוע מבחני ההפקה ופעולות הפרופנט בקידוח מגד 6 והשלמת הבאר להפקה מסחרית וכן ביצועם של קידוחי מגד 8 ו-7. כמו כן החלה השותפות בתהליך תכנון לקבלת אישור לביצוע שלושה קידוחים נוספים. ראו עוד את האמור בסעיף 13.3.2 לעיל וסעיף 19 להלן.

18.2 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 2,000 ל-3,000 חביות ביום (כפוף כמובן, לכך שניתן יהיה להפיק)). 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 עמם 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 (בכפוף להשגת האמצעים הכספיים), ביצוע של מבחני הפקה ופעולות הפרופנט בקידוח מגד 6 והשלמת הבאר להפקה מסחרית, 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 והגיאופיזיים אינם מספקים תחזית מדויקת על המיקום, הצורה או הגודל של מאגרי נפט או גז, ולפיכך קביעת יעדי החיפושים ותכניות פיתוח מפורטות מבוססות במידה רבה על

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

20.3 אין בטחון שיעלה ביד השותפות להפיק הפקה מסחרית בכל קידוח

20.3.1 על פי הממצאים שבידי השותף הכללי מאגרי הנפט שאותם איתר השותף הכללי כמפורט בתשקיף זה הינם מאיכות ירודה המתבטאת בעיקר בשיעורי נקבוביות (POROSITY)¹⁹ וחדירות (PERMEABILITY)⁽²⁰⁾ נמוכים באופן המצריך לדעת השותף הכללי שימוש בטכניקות המרצה (STIMULATION)⁽²⁰⁾ מיוחדות כדי לנסות להגיע להפקה מסחרית. ביצוע קידוחים בטכניקות מיוחדות אלו הינו מורכב ורב סיכון הרבה יותר מאשר קידוח רגיל והוא כרוך בשימוש בטכנולוגיות מיוחדות הדורשות דיוק רב ומיומנות רבה ובעלויות משמעותיות נוספות.

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

20.3.3 על בסיס המידע הגיאולוגי שבידי השותף הכללי הגיע השותף הכללי למסקנה כי בשל איכותו הירודה של המאגר כמסובר בסעיף 20.3.2 לעיל דרוש, לשם השגת שיעורי זרימה מסחריים, גם קיומם במאגרי הנפט (אשר על פי פרשנותו הגיאולוגית של השותף הכללי קיימים בשטח החזקה) של שברים טבעיים (NATURAL FRACTURES) בכמות ואיכות טובים לצד חללים בסלע (MATRIX POROSITY). לא ניתן לדעת בוודאות, עד לביצועו של כל קידוח בפועל, אם אכן ימצאו בקרבתו שברים טבעיים בכמות מספיקה ועם המאפיינים הנדרשים.

כמו כן קיים סיכון הכרוך באפשרות שימצאו שברים טבעיים המגיעים עד לאזור המגע נפט ומים ואלו יגרמו לזרימה שבעיקרה הינה של מים במקום של נפט (זרימת המים הינה קלה יותר מזרימת הנפט). הסיכון הכרוך במציאת שברים טבעיים המובילים מים ממקור חיצוני (כגון: מאזור המגע נפט/מים) נובע, בין היתר, מן האפשרות שלא יעלה ביד השותף הכללי לבודד שברים טבעיים אלו מן הקידוח או שימצאו שברים טבעיים כאלה במספר רב ובסמוך מאד זה לזה, באופן שימנע את ההפקה.

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

20.4 עלויות ולוחות הזמנים משוערים בלבד

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

¹⁹ למשמעות המונחים ראה בנספח להלן.

שינויים בעלויות יכולים להגרם גם עקב שינויים במחירי השירותים או עקב שינויים בשער המטבע (תקציבי החברה נקובים בדולרים בארה"ב בעוד שחלק מהשירותים נרכשים ביורו האירופי). תקלות תוך כדי הקידוחים, עיכוב בקבלת אישורים וכן גורמים אחרים עלולים לגרום לכך שלוח הזמנים יתמשך הרבה מעבר למתוכנן וכי ההוצאות בפועל שתדרשנה לשם השלמת פעולות הפיתוח תהיינה גבוהות בהרבה.

20.5 העדר פיזור ההשקעות בחיפוש נפט והעדר מימון מלא לתכניות השותפות

הכספים הקיימים כיום בידי השותפות (למעט כספים הנחוצים לניהול 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. האמצעים הכספיים של השותפות במועד דוח זה אינם מספיקים לביצוע מבחני הפקה בקידוח מגד 6 ולהמשך פיתוח שדה מגד, וביצועם כפוף לגיוס הון נוספים ו/או בצירוף שותפים לקידוח, שהצלחתם איננה מובטחת. 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 רשיון מכבי.

20.6 סיכוני תפעול

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

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

20.7 תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים

בדבר התלות בקבלנים ציוד ושירותים מקצועיים ראו סעיף 11.1 לעיל.

20.8 גורמי סיכון המתייחסים להפקת גז

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

20.9 פיתוח והפקה והשתתפות בפעולות נוספות

(א) על השותפות המוגבלת להשקיע סכומים נוספים לצורך הפיתוח וההפקה מעבר לסכומים שבידי השותפות כיום. סכומים אלה עשויים להיות גבוהים ביותר והפעולות האמורות תהיינה כרוכות גם כן בסיכונים לרבות סיכויי 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-30 מליון דולר ועלות ההשלמה של באר להפקה נאמדת בסכום של כ-2.5 מליון דולר ועלות התחזוקה השנתית של באר נאמדת בכ-200 אלפי דולר (מספרים אלו הינם בגדר אומדן כללי בלבד). יחד עם זאת עדיין לא ניתן לאמוד מה יהיו המחירים בעתיד (קדיחת כל בארות הפיתוח בשדה נפט עשויה להמשיך שנים רבות) ואת השינויים שיהיו במחירים בתקופה זו. בדבר היותן של ההערכות על העלויות המשוערות של קידוחים בגדר מידע צופה פני עתיד העשוי שלא להתממש ראו סעיפים 2.4 ו-13.3.1 לעיל.

(ג) מספר הקידוחים שידרשו לצורך פיתוח השדה אינו ידוע כיום, והוא תלוי בין היתר בגודלו של שדה הנפט ובשטח הניקוז בפועל של כל באר מפיקה בשדה הנפט. לפי על פני על פי פרשנותה שותף הכללי משתרע שדה הנפט מגד על כ-180 קמ"ר בתוך שטח החזקה והרשיון. פרשנויות והערכות השותף הכללי הינם "מידע צופה פני עתיד" הערכות אלו יכולות שלא להתממש או להתממש בדרך אחרת כתוצאה ממכלול גורמים הקשורים בפרוייקטים של חיפוש והפקה של נפט וגז, מידע חדש שיתקבל מקידוחים עתידיים וכדומה. (ד) עוד נציין כי מספר הבארות המפיקות הנדרש לפיתוח השדה אינו משקף בהכרח את מספר הקידוחים שידרשו ויש להביא בחשבון כי חלק מהקידוחים לא יעלו יפה (ובפרט לאור המורכבות הרבה הכרוכה בביצוע קידוחים בהם נדרשות טכניקות המרצה) או (כפי שקורה באופן שגרתי בפיתוח שדות נפט), שיהיו קידוחים שיתברר בקידוח שהם נמצאים מחוץ לגבולות שדה הנפט והם ימצאו יבשים.

(ה) יצוין כי בשל חובת תשלום התמלוגים על ידי השותפות המוגבלת למדינת ישראל ולשותף הכללי (ראה סעיף 13.8 לעיל) אין ודאות, גם אם יעלה ביד השותף הכללי להפיק נפט מבאר מסוימת שפעולות הפיתוח של שדה הנפט והבאר והפקת הנפט תהיינה כדאיות מבחינה כלכלית לשותפות המוגבלת. על כדאיות ההפקה לשותפות המוגבלת יכולות להשפיע לרעה גם עלייה משמעותית בהוצאות ההפקה או ירידה משמעותית במחיר הנפט.

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

20.10 אפשרות ביטול או פקיעת חזקת I/11 ראש העין 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.

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

20.12 החלטת הממשלה בדבר תיקון חוק הנפט ושינויים מוצעים בחוק הנפט

(א) להצעות לשינויים בחוק הנפט העלולים להכביד על בעלי זכויות נפט ראו סעיף 12.20.12 בתשקיף המדף. יש להביא בחשבון את הסיכון הכללי הקיים למשקיעים בחיפוש נפט מפני חקיקה חדשה הפוגעת בזכויות השותפות בשטחים שלגביהם השקיעה או תשקיע בעתיד, וזאת לאור נכונותם של נציגי הממשלה כפי שבאה לידי ביטוי בהצעות האמורות, (וכפי שבאה לידי ביטוי בחקיקת חוק מיסוי רווחי נפט התשע"א-2011 ובתקנות מס הכנסה (ניכוי מהכנסת בעלי זכויות נפט) (תיקון) – תשע"א-2011) להחיל הוראות מכבידות ופוגעות גם על המחזיקים בזכויות נפט לרבות כאלה שכבר היתה בהם תגלית.

(ב) הנחיות הממונה על ענייני הנפט

לפרטים בדבר תיאורים של הנחיות והבהרות שפרסמו משרד התשתיות והממונה על ענייני הנפט ראו באור 13 (2) בדוחות הכספיים. יודגש כי התיאורים הינם תיאורים של תוכן ההנחיות וההבהרות האמורות בלבד בלי להתייחס למעמדם המשפטי.

20.13 תנודתיות מחירי הנפט

מחיר הנפט הינו גורם מרכזי המשפיע על כדאיות השקעת השותפות בפתוח שדה הנפט שבחזקת ראש העין I/11. מחיר הנפט נתון לתנודתיות רבה (ראו על כך בסעיף 7.3 לעיל). עלייה במחירי הנפט הגולמי יכולה לגרור עמה גם עליה במחירי השירותים לקידוחי נפט.

20.14 הוצאות שוטפות וסיכון למחיקה מהמסחר בבורסה

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

בהנחיות הזמניות של הבורסה קבוע כי הרישום למסחר של מניה בבורסה מותנה בכך שהמניה תוקצה תמורת מחיר מניה של 10 אג' לפחות וזאת בין אם המניות מוקצות במסגרת הנפקה לציבור, בין אם בהקצאה פרטית ובין אם במסגרת הנפקה בדרך של זכויות.

רישום למסחר של כתב אופציה מותנה בכך שמחיר המימוש של כתב אופציה לא יפחת מ-10 אגורות. על פי ההנחיה הזמנית בהנפקה לציבור ובהנפקה בדרך של זכויות יהיה לענין זה "מחיר מניה", המחיר המזערי של המניה במרכז או התמורה שתשולם לחברה בגין המניה במסגרת ניצול הזכויות, לפי הענין.

כאשר המניה מוצעת במסגרת יחידות הנפקה הכוללות כתבי אופציה, מחיר המניה יחושב בהתאם למחיר היחידה בהנפקה, בניכוי ערכם הכלכלי של כתבי האופציה, בהתאם לנוסחאות החישוב שבנספח א' להנחיות שעל פי החלק השני לתקנון (נוסחת B&S). ביום 18.3.2014 פרסמה הבורסה טיוטה להערות הציבור לפיה בכוונת הבורסה לעגן את ההנחיות הזמניות בעניין "המחיר המזערי" בתקנון הבורסה תוך הגדלתו ל-30 אגורות,

20.15 תלות בקבלת אישורי גורמים חיצוניים:

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

20.16 העדר כיסוי ביטוחי

ראו לעניין זה את האמור בסעיף 17.8 לעיל.

20.17 שינויים רגולטורים

במסגרת תחום הפעילות של השותפות המוגבלת נדרשים אישורים רגולטורים רבים, בעיקר מצד הגורמים המוסכמים על פי חוק הנפט וחוק משק הגז הטבעי, וכן אישורים נלווים של רשויות המדינה (לרבות משרד הבטחון, משרד איכות הסביבה, רשויות המס ורשויות התכנון השונות). במהלך השנים האחרונות הועלו מספר הצעות לתיקונים בחוקים ובתקנות הרלוונטיים לתחום הפעילות של השותפות המוגבלת. 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.

20.18 סיכויי מס:

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

שינויים לרעה בחקיקה כאמור עשויים להיות בעלי תחולה גם על חזקות קיימות (על דחיית עתירת השותפות בנוגע לתחולתן עליה של חוק מיסוי רוحي נפט התשע"א-2011 והשינויים לרעה בתקנות מס הכנסה שנעשו יחד עמו) (ראו סעיף 14 לעיל).

20.19 גלישה של מאגרים

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

20.20 תנודתיות בשערי מטבעות החוץ, מדד המחירים והריבית

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

20.21 סיכון בטחוני

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

20.22 הון אנושי

בשל מספרם המצומצם של העובדים המקצועיים ונותני השירותים המקצועיים של השותפות הפועלים עמה מזה שנים רבות (מר טוביה לוסקין ומנהל החיפוש של השותפות פעילים בפרויקט העיקרי של השותפות מאז שנת 1992, הפטורפיזיקאי 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".

20.23 חומרים מסוכנים

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

20.24 איכות הסביבה

בפעילות הקידוחים קיים סיכון של נזקים לסביבה כתוצאה מהתפרצות ו/או נזילה של נפט ו/או דליפה של גז. נזקים אלו יכולים להביא את השותפות לחשוף את השותפות לתביעות פיצוי ושיקום בסכומים גבוהים מאוד. חוק הנפט ותקנותיו קובעים, בין היתר, כי בביצוע קידוח ינקטו אמצעי זהירות, כך שלא יהיו נזלים וגזים ניגרים לאדמה או נובעים ממנה ללא מעצור ושלא יחדרו משכבה גיאולוגית אחת לשניה. כמו כן, חל איסור לנטוש באר מבלי לאטום אותה לפי הוראות הממונה. בתנאים המיוחדים הנלווים לשטר החזקה של חזקת ראש העין 11 / I נכללות, בין היתר, הוראות בדבר נטישה וביטוח.

20.25 מסדרון אקולוגי והתנגדויות גורמים סביבתיים

שטח הליבה של שדה מגד מצוי, ברובו בתוך מה שמוגדר "מסדרון אקולוגי" דבר שגרם להצבת דרישות ותנאים מכבידים בקשר לקידוחי מגד 6, 7 ו-8 והעצים את ההתנגדויות של ארגונים סביבתיים לאישור הקידוחים האמורים. בדיונים בוועדה המחוזית ובעתירה לבג"צ נגד תקנות ההרשאה (ראו סעיף 6.6 לעיל) נחשפה גישה שלילית והתנגדות עקרונית של ארגונים סביבתיים לביצוע קידוחים והפקה של נפט וגז בכלל ובשדה מגד בפרט.

20.26 צירוף משתתפים נוספים ודילול חלקה של השותפות בהכנסות:

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

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			
השפעה גדולה	השפעה בינונית	השפעה קטנה	גורם הסיכון
	X		התבססות על נתונים חלקיים או משוערים ועל הנחות והערכות
	X		העדר בטחון שיעלה ביד השותפות להפיק הפקה מסחרית בכל קידוח
	X		עלויות ולוחות זמנים משוערים בלבד
X			העדר פיזור ההשקעות והעדר מימון מלא
	X		סיכוי תפעול
	X		תלות בקבלנים, ציוד ושירותים מקצועיים
	X		גורמי סיכון המתייחסים למקרה של הפקת גז טבעי
	X		סיכונים הכרוכים בפתוח, והפקה והשתתפות בפעולות חיפושים נוספות.
X			אפשרות ביטול או פקיעת חזקת ראש העין I / 11
	X		שינויים נוספים במימון ענף הנפט ובחוק הנפט
X			תנודתיות מחירי הנפט והגז
		X	הוצאות שוטפות וסיכון למחיקה מהמסחר מהבורסה
X			תלות בקבלת אישורי גורמים חיצוניים
	X		העדר כיסוי ביטוחי
X			מסדרון אקולוגי והתנגדויות גורמים סביבתיים
	X		גלישה של מאגרים
	X		תנודתיות בשערי מטבעות החוץ מדד המחירים והריבית
		X	סיכון בטחוני
	X		הון אנושי
	X		חומרים מסוכנים
	X		איכות סביבה
		X	צירוף משתתפים נוספים ודילול חלקה של השותפות בהכנסות

נספח מונחים מקצועיים

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

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

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

"**רוויה נפט**" (**HYDROCARBON SATURATION**) קיימת כאשר הנוזלים שבחללים שבסלע כוללים נפט. שיעור רוויה 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 התערובות אחרת (כמו בוך הקידוח המוכנס לצורך הקדיחה) אינם נחשבים מי-תצורה.

מצאת 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 לחיפוש נפט וגז.

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

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

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

"כמויות מסחריות" – כמויות מספיקות של נפט המאפשרות להפיקו על בסיס מסחרי.

"לוגים" – בדיקות המבוצעות במהלך הקידוח או לאחריו לרישום רצוף של תכונות הסלעים ותכולתם, ומטרתן לאתר את השכבות הפוטנציאליות שבהן עשויים להימצא מאגרי נפט ו/או גז.

"מערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS)" – "Petroleum Resources Management System (2007)", כפי שפורסמה על-ידי איגוד מהנדסי הפטרולים (SPE), הארגון האמריקאי של גיאולוגים בתחום הפטרולים (AAPG), המועצה העולמית לפטרולים (WPC) ואיגוד מהנדסי הערכת הפטרולים (SPEE), וכפי שתתקן מעת לעת.

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

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

"סקר סייסמי" – שיטה המאפשרת (ביבשה או בים) הדמיה של תת הקרקע ואיתור המבנים הגיאולוגיים. הסקר מבוצע על ידי החדרת גלים 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 אופטימלי לביצוע קידוחים ולהערכה מדויקת יותר של גודל המבנה.

"פטרולים (Petroleum)"; "משאבים פרוספקטיביים (Prospective Resources)"; "נתגלה (Discovered)"; "תגלית (Discovery)"; "רזרבות (Reserves)"; "משאבים מותנים (Contingent)"

"(Resources)"; "רזרבות מוכחות (Proved reserves)"; "רזרבות צפויות (Probable Reserves)"; "רזרבות אפשריות (Possible Reserves)"; "אומדן כמויות נמוך (Low Estimate)"; "אומדן כמויות הטוב ביותר (Best Estimate)"; "אומדן כמויות גבוה (High Estimate)"; "משאבים מותנים בקטגוריית C₂C₃C₁ (1C,2C,3C)"; "בהפקה (On Production)"; "אושר לפיתוח (Approved for Development)"; "מוצדק לפיתוח (Justified for Development)"; "הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending)"; "תוכנית פיתוח הושעתה או בחינת אפשרויות פיתוח עלולה להתעכב באופן מהותי (Development Unclear or on Hold)"; "נטישת באר (Well Abandonment)"; "פיתוח אינו מעשי (Development not Viable)"; "קידוח יבש (Dry Hole)"; "רזרבות בקטגוריה 1P/2P/3P – 1P/2P/3P –"

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

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

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

"קידוח 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 טרציר" – 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 BCF 0.001 או כ- BCM 0.00003.

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 2013

חלק שני: דוח הדירקטוריון על מצב עסקי התאגיד



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

על מצב ענייני

גבעות עולם חיפוש נפט – שותפות מוגבלת (1993)

לשנת 2013 שהסתיימה ביום 31/12/2013

דירקטוריון השותף הכללי מתכבד להגיש בזאת את דוח הדירקטוריון של השותפות לשנת 2013. הסקירה הינה מצומצמת בהיקפה לאור העמדה המשפטית מיום 12.12.2012 שפרסמה רשות ניירות ערך בעניין קיצור הדוחות.

מבוא

גבעות עולם חיפוש 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 נאמניות (1993) בע"מ כשותף מוגבל (להלן: "השותף המוגבל" או "הנאמן").

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

לא חלו שינויים בתחומי עיסוקה של השותפות בשנת הדיווח.

1. הסברי הדירקטוריון למצב עסקי התאגיד

נתונים מתוך תיאור עסקי התאגיד

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

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 קדחה השותפות את קידוח מגד 6 ונמשכו מבחני ההפקה ארוכי הטווח במקטע 8b בקידוח מגד 5.

כמו כן פועלת השותפות לפיתוח שדה הנפט ובשלב הראשון לביצוע שני קידוחים נוספים (מגד 7 ו-8). מבחני ההפקה ופעולות הפרופנט בקידוח מגד 6 והשלמת הבאר להפקה מסחרית צפויים להתבצע, בכפוף להשגת האמצעים הכספיים, בתחילת הרבעון השלישי.

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 לתקנות 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 כמות 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 מיליון 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 מיליון \$. 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.

מיום 1 בינואר 2013 ועד ליום 31 בדצמבר 2013 הופקו כ-172.7 אלפי חביות, ונמכרו כ-206.5 אלפי חביות תמורת סך של כ-21.6 מיליון \$.

מיום 1 בינואר 2014 ועד ליום במרץ 2014 הופקו כ-37 אלפי חביות, ונמכרו כ-32 אלפי חביות תמורת סך של כ-3.4 מיליון \$.

סך ההכנסות ממכירת נפט בגין המכירות בתקופת מבחני ההפקה לטווח ארוך מיום 22 ביוני 2011 ועד ליום 31 בדצמבר 2013 עמדו על סך של כ-52.6 מיליון דולר והופקו כ-505.2 אלפי חביות נפט).

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

ביום 6.10.2013 פרסמה השותפות דו"ח רזרבות לבאר מגד 5 שהתקבל מחברת NSAI. על פי ממצאי הדו"ח הערכת הרזרבות בבאר מגד 5 הוגדלה בצורה ניכרת. עיקר ההגדלה הינה בהערכות לגבי הרזרבות במקטע 8b. בהתאם לדו"ח במקטע 8b בבאר מגד 5 הרזרבות מסוג 1p ו- 2p הוגדלו בשיעור של מעל 100% (לפרטים ראו דו"ח מיידי מיום 6.10.2013).

כמו כן בדו"ח הרזרבות ומשאבים מותנים לשדה מגד ליום 31.12.2013 הערכת הרזרבות הוגדלה בצורה ניכרת לעומת דו"ח הרזרבות ליום 31.12.2012. לקטגוריית הרזרבות מסוג 1P סווגו כ-696 אלף חביות נוספות ולקטגוריית הרזרבות מסוג 2P כ-3,900 אלף חביות נוספות. לרזרבות מסוג 3P כ-14 מיליון חביות נוספות (לפרטים ראו סעיף 8 (יג) 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 שיחולפו כאמור, לפרטים ראו סעיף 8.1 בחלק הראשון לעיל. בשלב זה הוארך תוקף הרשיון לשנה נוספת עד ליום 15.6.2013.

31 בדצמבר		באור	נ כ ס י ם
2012	2013		
באלפי דולרים			
11,435	6,268	4	נכסים שוטפים:
8,872	1,942	5	מזומנים ושווי מזומנים
-	1,732		פקדונות לזמן קצר
*622	2,658	6	חייבים ויתרות חובה:
3,907	5,246	2 טו	לקוחות
24,836	17,846		אחרים
			מלאי
301	1,902	5	נכסים שאינם שוטפים:
1,598	2,759	7	פקדונות לזמן ארוך
7,024	6,180	8	רכוש קבוע
8,923	10,841		נכסי נפט וגז
33,759	28,687		סך הנכסים
			התחייבויות והון
			התחייבויות שוטפות:
*2,739	4,929	9	זכאים ויתרות זכות:
*1396	1,680	10	ספקים ונותני שירותים
25	540	12	אחרים
4160	7,149		דמי מפעיל לשותף הכללי
7,504	11,221	15	התחייבויות שאינן שוטפות:
241	269	11	התחייבות בגין תמלוגים לשותף הכללי
-	309		התחייבויות בגין סיום יחסי עובד מעביד, נטו
7,745	11,799		הפרשות
11,905	18,948		סך התחייבויות
		12	התחייבויות תלויות והתקשרויות
		14	הון השותפות:
84,299	84,299		השקעה בהון השותפות
(93)	(93)		קרן הון מהפרשי תרגום
(62,352)	(74,467)		עודפים
21,854	9,739		סך התחייבויות והון
33,759	28,687		

* סווג מחדש

1. הון השותפות ליום 31.12.2013 הסתכם ב- 9,739 אלפי \$ וליום 31.12.12 בסך 21,854 אלפי \$. ירידה שמקורה בהפסד בתקופת הדוח.

2. יתרות המזומנים והפקדונות המופיעות במאזן השותפות מושפעות משני גורמים עיקריים: מכירות נפט והוצאות בגין חיפוש נפט והפקה. בשנת 2013 ירדו יתרות המזומנים והפקדונות (כולל פקדונות לטווח ארוך) בסך 10,496 אלפי \$ כתוצאה מהוצאות קידוח מגד 6 והכנת אתר קידוח מגד 8 ובניכוי מכירות הנפט.

3. נכון לתאריך המאזן, על פי מדיניות ההשקעות הנוכחית של השותפות, כ- 8% מכספי השותפות הושקעו בפקדונות שקליים בבנק, והשאר בפקדונות דולריים בבנק.
4. נכון ל- 31.12.2012, יתרת הלקוחות המאופסת נובעת מהפסקת המכירות באופן זמני עקב המעבר למיכל אחסון חדש.
5. ביום 31.12.2013 היה בידי השותפות מלאי בשווי של 5,246 אלפי \$ וביום 31.12.12 בסך- 3,907 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 קידוח באר מגד 6. כמו כן נכלל במלאי נפט גולמי שהופק אך טרם נמכר.
6. היחסים הפיננסיים העיקריים כפי שעולה ממצבה הכספי של השותפות לתאריכים 31/12/2012, 31/12/2013 בהתאמה הינם: יחס מהיר 1.76, 5.03; ; יחס שוטף 2.5, 5.97; ; הון חוזר באלפי \$ - 10,697, 20,676; יחס התחייבות להון 1.95, 0.54; ויחס התחייבויות לנכסים 0.66, 0.35. 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			באור	
2011	2012	2013		
באלפי דולרים			12 א'	הכנסות ממכירת נפט בניכוי תמלוגים למדינה בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי הכנסות נטו
14,215	16,592	21,608		
(1,811)	(2,569)	(2,232)	18 א	עלויות הפקת הנפט (ללא פחת והפחתות) פחת והפחתות נכסי נפט הוצאות חיפושי נפט וגז הוצאות הנהלה וכלליות הוצאות (הכנסות) אחרות
(2,965)	(4,206)	(3,717)		
9,439	9,817	15,659	18 א	רווח (הפסד) מפעולות הכנסות מימון הוצאות מימון הכנסות מימון - נטו
1,581	**2,487	3,869		
**730	**1,822	1,029	18 א	רווח (הפסד) לשנה
*3,161	**4,670	20,898		
**1,769	**1,552	1,732	18 א	רווח כולל אחר:- סעיף אשר לא יסווג מחדש לרווח או להפסד: מדידות מחדש של התחייבויות בשל סיום יחסי עובד מעביד, נטו
5	(13)	(148)		
7,246	10,518	27,380	18 א	הפרשים מתרגום דוחות כספיים ממטבע הפעילות של השותפות למטבע ההצגה
2,193	(701)	(11,721)		
296	292	152	18 א	סך רווח (הפסד) כולל אחר
(22)	(125)	(125)		
274	167	27	11	סך הרווח (הפסד) הכולל לשנה:
*2,467	*(534)	(11,694)		
(96)*	*108	11	19	רווח (הפסד) בסיסי ליחידת השתתפות (ב-\$) מספר יחידות ההשתתפות המשוקלל לצורך חישוב רווח (הפסד) ליחידת השתתפות (באלפים)
(839)	-	-		
*935)	*108	11	19	
1,532	(426)	(11,683)		
0.0002	(0.00005)	(0.0011)	19	
10,567,316	10,569,032	10,569,032		

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

לשלושת החודשים שהסתיימו ביום 31 בדצמבר

2012	2013	
אלפי \$		
728	5,020	הכנסות ממכירת נפט
(526)	(549)	בניכוי תמלוגים ששולמו למדינה
(852)	(893)	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
(650)	(3,578)	הכנסות נטו
(103)	(861)	עלות הפקת הנפט
4	(185)	פחת והפחתות
(3,036)	(8,069)	הוצאות חיפוש נפט
(360)	(567)	הוצאות הנהלה וכלליות
-	-	רווח (הפסד) הון ממימוש נכסים
(4,145)	(6,104)	הפסד תפעולי
102	(14)	הכנסות (הוצאות) מימון, נטו
-	-	
(4,043)	(6,119)	הפסד לרבעון

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 2013 בסך 1,732 אלפי \$ (מתוך זה דמי מפעיל בסך 162 אלפי \$), ובשנת 2012 1,552 אלפי \$, (מתוכם 163 אלפי \$ דמי מפעיל).
העליה נובעת בעיקר מגידול בהוצאות המשרדיות ובתשלומים ליועצים.
3. הוצאות הנהלה וכלליות הסתכמו בשלושת החודשים האחרונים של שנת 2013 בסך 567 אלפי \$ (מתוך זה דמי מפעיל בסך 40.5 אלפי \$), ובשלושת החודשים האחרונים של שנת 2012 360 אלפי \$, (מתוכם 40.5 אלפי \$ דמי מפעיל).
העליה נובעת בעיקר מגידול בהוצאות המשרדיות ובתשלומים ליועצים. חלק נוסף של דמי המפעיל, ברבעון הרביעי של שנת 2013 בסך 26 אלפי \$ וברבעון הרביעי של שנת 2012 בסך 50 אלפי דולר ובשנים 2013 ו-2012 בסך 102 אלפי דולר ו-126 אלפי \$ בהתאמה, נכלל בהוצאות חיפוש נפט וגז.
4. בשנת 2013 היו לשותפות הכנסות מימון בסך 152 אלפי \$ והוצאות מימון בסך 125 אלפי \$ ובשנת 2012 292 אלפי \$ ו-125 אלפי \$ בהתאמה. הכנסות / הוצאות המימון נבעו מריבית על פיקדונות והפרשי שערי המטבעות.
5. ברבעון הרביעי של שנת 2013 היו לשותפות הוצאות מימון נטו בסך 14 אלפי \$ וברבעון הרביעי של שנת 2012 הכנסות מימון נטו בסך 102 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 שער 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 2013 היה לשותפות הפסד נקי בסך 6,119 אלפי \$, וברבעון הרביעי של שנת 2012 היה לשותפות הפסד נקי בסך 4,043 אלפי \$.
8. בשנת 2013 היה לשותפות הפסד נקי בסך 11,683 אלפי \$, ובשנת 2012 היה לשותפות הפסד נקי בסך 426 אלפי \$.

הסברי הדירקטוריון לעניין חשיפה לסיכוני שוק ודרכי ניהולם

(ח)

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

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

בזילות (ט)

ההשפעה העיקרית על תזרימי המזומנים בשנים 2013 ו- 2012 נבעה מהכנסות ממכירות נפט בניכוי תמלוגים, הוצאות אחזקת באר הנפט, הוצאות חיפוש נפט והפקה והוצאות הנהלה וכלליות המזומנים נטו ששמשו לפעילות שוטפת בשנת 2013 עמדו על 8,861 אלפי \$ לעומת 7,952 אלפי \$ שנבעו מפעילות שוטפת בשנת 2012. 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 חיפוש 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 13-22).

יצוין כי הצעת יחידות וכתבי אופציה, ככל שתיעשה, טעונה אישור האסיפה הכללית של בעלי היחידות (ראו על כך בעטיפת התשקיף ובסעיף 5.8 בתשקיף)

השותף הכללי מקיים מגעים מתקדמים לגיוס הלוואה לצורך השלמת ביצוע מבחנים ופעולות פרופנט על מנת להביא את קידוח מגד 6 להפקה מסחרית. לאור העובדה שגיוס זה אינו מובטח, לא ניתן להבטיח את ביצוע תוכניותיה של השותפות.

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

ביום 14.8.2013 התקיימה אסיפה כללית של בעלי היחידות שעל סדר יומה נכללו הצעות החלטה כדלקמן:

1. אישור החלטה רגילה לביצוע הנפקת זכויות.
2. אישור הצעת החלטה מיוחדת להוספת פסקה להסכם השותפות המוגבלת לעניין חלוקת רווחים במקרה של הנפקת אג"ח ו/או קבלת הלוואה.
3. אישור החלטות מיוחדות לשינויים בהסכם השותפות המוגבלת ובהסכם הנאמנות בעניינים שלגביהם התחייב השותף הכללי במסגרת תשקיף המדף שיכללו באסיפה הבאה שתוכנס.
4. בכפוף לאישור הנפקת הזכויות ע"י האסיפה הכללית הובאה לאישור האסיפה הצעת החלטה כוללת לשינוי תנאי התגמול של השותף הכללי.
5. הצעת החלטה לתשלום דמי ניהול עבור שירותי הניהול המוענקים ע"י המנכ"ל.
6. הצעות החלטה בעניין מינוי מפקח נוסף לשותפות והוספת סעיפים להסכם הנאמנות המסדירים את דרך ההחלפה של המפקח.

בשל התנהגות של קבוצת משקיעים באסיפה הכללית, שלא איפשרה את המשכה התקין של האסיפה, הוחלט לבטל את האסיפה הכללית מבלי שהתקיימה הצבעה על הצעות ההחלטה שעמדו על סדר יומה של האסיפה.

ביום 21.11.2013 התקיימה אסיפה כללית של בעלי היחידות שעל סדר יומה הייתה הצעת החלטה לאישור החלטה רגילה לביצוע הנפקת זכויות, הצעת ההחלטה לא התקבלה.

לאור האמור, ובמידה ולא יגויס הון לשותפות בדרך אחרת, התוצאה עלולה להיות עיכוב בביצוע המבחנים במגד 6 ועיכוב נוסף בהתחלת קידוח מגד 8 ולעלויות נוספות. אם לא יעלה ביד השותפות לעמוד בלוח הזמנים שקבעה קיים חשש ממשי שחלק מן הציוד והצוותים של הספקים האמורים המיועדים לביצוע הפעולות האמורות בקידוח מגד 6 ייועדו לפרויקטים אחרים וביצוע הפעולות בקידוח מגד 6 עלול להדחות לתקופה העלולה להיות ממושכת, עד למועד חדש אשר יתאים לכל ספקי הציוד והשירותים הנחוצים לביצוע הפעולות האמורות וביניהם גופים בינלאומיים מהמובילים בתחומם בעולם.

עוד יודגש כי דחייה ממושכת אם תהיה עלולה לגרום לשותפות נזקים משמעותיים ובין היתר:

1. פגיעה באמינות השותפות אצל ספקים מסוימים אשר בעקבותיה עלולה להפגע יכולתה של השותפות לקבל מהם שירותים או ציוד הדרושים לה.
2. איבוד הכנסות מתפוקת נפט בשל דחיית תחילת ההפקה ממגד 6.
3. איבוד הכנסות כאמור, מלבד היותו נזק לכשעצמו, עלול לפגוע גם ביכולתה של השותפות לממן, במועד, את הפעולות הבאות המתוכננות ובכלל זה קידוח מגד 8, אשר ההכנסות שהשותפות מצפה להפיק מקידוח מגד 6 הינן חיוניות למימון.
4. בתקופת דחייה כפויה כאמור של קידוח מגד 6 חלק מהותי של פעולות השותפות יושבת בהכרח, וכתוצאה מכך חלק משמעותי מההוצאות הקבועות הדרושות לתפעול השותפות עלול לרדת לטמיון.
5. דחייה בביצוע הפעולות בקידוח מגד 6 תגרור ממילא גם דחייה של הפעולות בקידוח מגד 8 (אשר ההכנסות מקידוח מגד 6 חיוניות למימון). כתוצאה מכך יוארך משך הזמן שבו תדרש השותפות להשביח את מגדל הקידוח.
6. דחיית פעולות תגרום גם לנזק מיסוי משמעותי בשל איבוד זמן יקר מתוך התקופה הקבועה בחוק מיסוי רווחי נפט ("חוק ששינסקי") אשר ההשקעות הנעשות בה זוכות ליתרונות מיסויים חשובים.

למצגות לגופים מוסדיים שפרסמה השותפות כחלק מהנסיבות לגייס הון נוסף לשותפות ראו דוחות מיידיים מיום 14.4.2013, 7.10.2013 ו- 21.10.2013.

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 חיפוש 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 במצב 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 ומוצרי. 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 דיר, 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 במחירי 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 לחיפוש 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 31.12.2013 כ- 8% מכספי השותפות מושקעים בפיקדונות שקליים בבנק וכ- 92% 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 סיכונים שוק.

ד. אמצעי פיקוח ומימוש המדיניות

הטיפול בנושא החשיפה לסיכונים מטבע, גיבוש אסטרטגיות הגנה ופיקוח על ביצוען נתון בידי דירקטוריון השותף הכללי. בשיבות הדירקטוריון של השותף הכללי ניתנים דיווחים שוטפים אודות מדיניות ההשקעות של השותף הכללי והחשיפה לסיכונים שוק שתוארה לעיל. נוכח העובדה שהיקף הפעילות של השותפות נכון לתאריך הדוח על המצב הכספי קטן ולאור חוסר המורכבות בניהול סיכונים 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 31.12.2013 וליום 31.12.2012:

דוח בסיסי הצמדה						
ל י ו ם 31 בדצמבר 2013						
אלפי \$						
סעיף/ בסיס הצמדה	ש"ח	ליש"ט	אירו	ללא הצמדה	לא כספי	סה"כ
רכוש						
מזומנים ושווי מזומנים	798	-	-	5,470	-	6,268
פקדונות לזמן קצר	583	-	-	1,359	-	1,942
לקוחות	-	-	-	1,732	-	1,732
אחרים	1,044	-	23	243	1,348	2,658
מלאי	-	-	-	-	5,246	5,246
פקדונות לזמן ארוך	1,242	-	-	660	-	1,902
רכוש קבוע	-	-	-	-	2,759	2,759
נכסי נפט וגז	-	-	-	-	6,180	6,180
סה"כ רכוש	3,667	-	23	9,464	15,533	28,687
התחייבויות						
ספקים ואחרים	4,969	145	20	1,475	-	6,609
התחייבות בשל תמלוגים לשותף הכללי	-	-	-	11,221	-	11,221
צדדים קשורים	-	-	-	540	-	540
הפרשות	-	-	-	309	-	309
התחייבות בשל סיום יחסי עובד- מעביד	269	-	-	-	-	269
סה"כ התחייבויות	5,238	145	20	13,545	-	18,948
סה"כ יתרונות מאזניות נטו	-1,571	-145	3	-4,081	15,533	9,739

דוח בסיסי הצמדה
ל י ו ם 31 בדצמבר 2012

סה"כ	ללא הצמדה	בסטלינג או בהצמדה אליו אלפי \$	בירו או בהצמדה אליו	בשקל או בהצמדה אליו	
11,435	9,661	-	2	1,772	נכסים מזומנים ושוי מזומנים
8,872	8,672	-	-	200	פקדונות בבנק
-	-	-	-	-	לקוחות
622	-	-	-	622	חייבים ויתרות חובה
					מלאי
301	260	-	-	41	פקדונות לזמן ארוך
1,598	1,598	-	-	-	רכוש קבוע
7,024	7,024	-	-	-	נכסי נפט וגז
29,852	27,215	-	2	2,635	
					התחייבויות
4,135	2,106	225	10	1,794	ספקים ואחרים
7,504	7,504	-	-	-	שותף כללי
25	25	-	-	-	צדדים קשורים
241	-	-	-	241	התחייבויות בשל סיום יחסיות בשל סיום יחסי עובד מעביד
11,905	9,635	225	10	2,035	

ו. מבחני רגישות ליום 31.12.2013 וליום 31.12.2012 :

מבחני רגישות ליום 31.12.2013

רגישות לשינויים בשע"ח	רווח (הפסד) מהשינויים	שווי הוגן	רווח (הפסד) מהשינויים
	10%+ 10%- 1=0.317 1=0.259 אלפי \$ אלפי \$	1 ש"ח=0.288 \$ באלפי \$	5%+ 5%- 1=0.303 1=0.274 אלפי \$ אלפי \$
מזומנים, שווי מזומנים	80	798	40
פקדונות לז"ק	58	583	29
חייבים	107	1,067	53
ויתרות חובה			
פקדונות לז"א	124	1,242	62
ספקים	(497)	(4,969)	(248)
ויתרות זכות			

מבחני רגישות ליום 31.12.2012

רגישות לשינויים בשע"ח	רווח (הפסד) מהשינויים	שווי הוגן	רווח (הפסד) מהשינויים
	10%+ 10%- 1=0.295 1=0.241 אלפי \$ אלפי \$	1 ש"ח=0.268 \$ באלפי \$	5%+ 5%- 1=0.281 1=0.254 אלפי \$ אלפי \$
מזומנים, שווי מזומנים	177	1,772	89
פקדונות לז"ק	20	200	10
חייבים	20	197	10
ויתרות חובה			
פקדונות לז"א	4	41	2
ספקים	(135)	(1,351)	(68)
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) 9 לתקנות ניירות ערך, התש"ל – 1970. השותף הכללי קבע כי חברי הדירקטוריון נגה בן דוד ויוסף פרוליק (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 פרוליק 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 בתקונו הוראה בדבר שיעור הדירקטורים הבלתי תלויים כהגדרת מונח זה בסעיף 219 (ה) לחוק החברות. יחד עם זאת, מר יוסף פרוליק 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 : 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 ובבהוראות סעיף 8 לחוק הביקורת הפנימית.
5. המבקר הפנימי אינו מחזיק בניירות ערך של השותפות.
6. המבקר הפנימי אינו בעל עניין בתאגיד או קרוב של בעל עניין בתאגיד וכן אינו רואה החשבון המבקר או מי מטעמו.
7. המבקר הפנימי אינו ממלא בתאגיד תפקיד נוסף על הביקורת הפנימית. כמו כן אינו ממלא מחוץ לתאגיד תפקיד היוצר או העלול ליצור ניגוד עניינים עם תפקידו כמבקר פנימי. (יצוין כי משרד רוה"ח של מבקר הפנים מספק 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

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

ד. תכנית העבודה

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

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

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

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

ה. ביקורת של תאגידים מוחזקים
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- 420 שעות בשנת 2013.

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

טיטוט הדו"ח השני הסתיימה ברבעון הראשון של שנת 2014 והועברה לקבלת הערות ההנהלה טרם הדיון בוועדת הביקורת.

י. הערכת הדירקטוריון את פעילות המבקר הפנימי
להערכת דירקטוריון השותף הכללי, היקף אופי ורציפות הפעילות ותכנית העבודה של המבקר הפנימי של השותף הכללי הינם סבירים בהתחשב במבנה הארגוני, במהות פעילויותיה העסקיות ובהיקפן, ויש בהם כדי להגשים את מטרות הביקורת הפנימית.

יא. תגמול
השותפות משלמת עבור שירותי ביקורת פנימית, סכום שנתי כולל של כ- 60 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.

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

שנה	סה"כ		שרותי ביקורת		שרותי מס		שרותים אחרים	
	ש"ח	שעות	ש"ח	שעות	ש"ח	שעות	ש"ח	שעות
2012	206,400	1,177	127,283	732	29,895	136	49,222	309
2013	200,000	1,000	200,000	1,000				

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

הליך אישור הדוחות הכספיים

(ו)

דירקטוריון השותף הכללי (ה"ה טוביה לוסקין, נגה בן דוד, שמואל בקר ויוסף פרוליק) הוא הארגון 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 פרוליק 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 פרוליק (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 שישמשו בדוחות הכספיים, את סבירות הנתונים, את המדיניות החשבונאית שישומה ושינויים שחלו בה ואת יישום עקרון הגילוי הנאות בדוחות הכספיים ובמידע הנלווה. בישיבת הועדה מיום 24 במרץ 2014 השתתפו הדירקטורים יוסף פרוליק, נגה בן דוד, טוביה לוסקין ושמואל בקר, המנכ"ל גיורא איילנד, סמנכ"ל הכספים של השותפות (יגאל פלברט) חשב השותפות (אביעד אודיש), היועץ המשפטי של השותפות וכן שני נציגים ממשרד רואה החשבון המבקר.

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 30 במרץ 2014 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 פרוליק, המנכ"ל גיורא איילנד, סמנכ"ל הכספים (יגאל פלברט), חשב השותפות (אביעד אודיש), היועץ המשפטי של השותפות, ושני נציגים ממשדד רה"ח המבקר. דירקטוריון השותף הכללי החליט לאחר את הדוחות הכספיים ליום 31.12.2013.

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

4. הוראות גילוי בקשר עם הדיווח הפיננסי של התאגיד

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

(ב) אומדן רזרבות הגז המוכחות
אומדן רזרבות הגז והנפט המוכחות משמשות בקביעת שיעור הפחתת הנכסים אשר משמשים את הפעילות במהלך התקופה המדווחת. הפחתת השקעות הקשורות לגילוי והפקה של רזרבות גז ונפט מוכחות נעשית בשיטת האזילה, דהיינו בכל תקופה חשבונאית מופחתים הנכסים בשיעור הנקבע על פי כמות הנפט שהופקה בפועל מחולק ברזרבות הנפט המוכחות שנותרו על פי הערכות. כמות הנפט המוערכת במאגרים בתקופה המדווחת נקבעת מידי שנה, על פי חוות דעת של מומחים חיצוניים להערכת רזרבות של מאגרי נפט וגז המעודכנות אחת לשנה.
הערכה של רזרבות הנפט המוכחות על פי העקרונות הנ"ל הינו תהליך סובייקטיבי והערכות של מומחים שונים עשויות לעיתים להיות שונות באופן מהותי. לאור המהותיות של הוצאות ההפחתה יכולה להיות לשינויים המתוארים לעיל, השפעה מהותית על תוצאות הפעולות והמצב הכספי של השותפות.

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

(ד) הקשר בין התגמולים שניתנו לפי תקנה 21 לבין תרומת מקבל התגמולים לתאגיד
דירקטוריון השותף הכללי בחן את תנאי התגמול של השותף הכללי ונושאי המשרה הבכירה בשותפות כמפורט בתקנה 21 בפרק הרביעי לדוח התקופתי, את היקף עבודתו 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.
לצורך הדיון הובאו בפני הדירקטוריון מבעוד מועד הנתונים הרלבנטיים ביחס לגובה דמי המפעיל והוצגו בפניהם נתונים השוואתיים והמתייחסים לדמי הניהול ו/או דמי המפעיל בשותפויות נפט וגז שונות.

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

בישיבתו מיום 30 במרץ 2014 דירקטוריון השותף הכללי סקר את הסכמי השכר של נושאי המשרה הבכירים בתאגיד המנכ"ל גיורא איילנד (יודגש כי למועד הדו"ח טרם נחתם הסכם שכר בגין כהונתו של מר איילנד כמנכ"ל הזמני, ולמר איילנד לא משולמת תוספת שכר בגין כהונתו כמנכ"ל זמני מעבר לתשלום החודשי לו הוא זכאי בגין הסכם הייעוץ שנחתם עימו, לפרטים ראו בסעיף 10.3 בחלק הראשון לעיל), 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.

הדירקטוריון בחן את תנאי הכהונה והתגמול של נושאי המשרה המפורטים בפרק ד' לדוח התקופתי כמפורט בתקנה 21, ואת היקף עבודתו ותרומתו של כל אחד מהם לפעילות השותפות בשנת הדיווח. לצורך הדיון הובאו בפני הדירקטוריון מבעוד מועד הנתונים הרלבנטיים ביחס לתנאי העסקתם של נושאי המשרה והוצגו בפניהם נתונים השוואתיים והמתייחסים לתגמול נושאי משרה בתפקידים דומים בחברות מדגם חלקן בעלות שווי שוק מתחת לשווי השוק של השותפות וחלקן בעלות שווי שוק מעל לשווי השוק של השותפות.

הדירקטוריון בחן את תנאי התגמול לגבי כל אחד מנושאי המשרה של השותפות, המופיעים בתקנה 21, קבע את המידע והקריטריונים הנדרשים לבחינה, ועל בסיסם, את הקשר בין סכומי התגמולים לבין פעילות ותרומתו של כל אחד מנושאי המשרה הנ"ל לחברה, בתקופת הדו"ח. להערכת הדירקטוריון, התגמול לכל אחד מנושאי המשרה המפורטים בתקנה 21 משקף את תרומת נושא המשרה לשותפות כמפורט להלן:

מר גיורא איילנד

מכהן החל מיום 17.2.2014 כמנכ"ל זמני בשותפות לתנאי התגמול בשנת הדיווח ראה תקנה 21 בפרק ד' להלן. במסגרת בחינת התגמולים נבדקו תנאי העסקתו, תפקידו ואחריותו, הרקע ההיסטורי לתנאי התגמול, תפקידו ותחומי אחריותו, תרומתו לשותפות כיועץ להליכי רגולציה עד למינויו כמנכ"ל זמני, מעמדו, נסיונו, כישוריו הרלבנטיים וכן תנאי העסקה של בעלי תפקידים דומים בחברות בשווי שוק דומה. בהתבסס על המידע והקריטריונים המפורטים לעיל ואשר נקבעו על ידי הדירקטוריון, קבע הדירקטוריון כדלקמן:

למר איילנד כישורים, מומחיות, בקיאות רבה וידע רב בענייניה של השותפות. הדירקטוריון דן בתרומתו של מר איילנד לשותפות ולהשגת יעדיה בשים לב לפעילותה הדינאמית ורווית האתגרים, בתרומתו לשותפות.

נכון למועד הדו"ח טרם נחתם הסכם העסקה עם מר איילנד בגין כהונתו כמנכ"ל זמני. התגמול עפ"י הסכם הייעוץ שנחתם עם מר איילנד מורכב משכר בסיס בסכום קבוע וסביר, וממענק בגין כל באר שתגיע להפקה מסחרית, לפרטים ראו בסעיף 10.3 בחלק הראשון של הדו"ח לעיל ובתקנה 21 לחלק הרביעי להלן. הדירקטוריון בדיעה כי המענק מגביר את תחושת ההזדהות עם השותפות, מטרותיה והצלחתה העסקית.

על בסיס כל האמור לעיל, בהתחשב במנגנוני התגמול לנושאי משרה בתפקידים דומים, בשביעות הרצון של הדירקטוריון מתרומתו, של מר איילנד לשותפות בשנת הדיווח ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון התגמול הינו הוגן וסביר.

מר יגאל פלברט

כיהן כחשב השותפות והחל מחודש אוקטובר 2010 מכהן כסמנכ"ל כספים בשותפות. לתנאי התגמול בשנת הדיווח ראה תקנה 21 בפרק ד' להלן. במסגרת בחינת התגמולים נבדקו תנאי העסקתו, תפקידו ותחומי אחריותו, תרומתו לשותפות, מעמדו, נסיונו, כישוריו הרלבנטיים וכן תנאי העסקה של בעלי תפקידים דומים בחברות בשווי

שוק דומה. בהתבסס על המידע והקריטריונים המפורטים להלן ואשר נקבעו על ידי הדירקטוריון, קבע הדירקטוריון כדלקמן:

כסמנכ"ל כספים אחראי יגאל פלברט על הניהול הפיננסי, החשבונאי של השותפות ועל דיווחיה כספיים. יגאל פלברט בעל ניסיון רב שנים, ידע וכישורים בתחום העסקות, ההולמים את מעמדו. הדירקטוריון דן בתרומתו הרבה של מר פלברט למכלול התחום הפיננסי, החשבונאי ולדיווחיה הכספיים, לסוגיות חשבונאיות ומיסויות. התגמול מורכב משכר בסיס בסכום קבוע וסביר, רכב צמוד וממענק בהתאם לתוכנית הבונוסים לעובדי השותפות (בהתאם לתוכנית עובדי השותפות זכאים לבונוס של בין 0.25 מסך המשכורת חודשית ועד 4 משכורות חודשיות בגין כל באר שתגיע להפקה מסחרית בשני הקידוחים הבאים, לפרטים ראה בסעיף 10.2 לחלק הראשון לעיל). המענק מגביר את תחושת ההזדהות עם השותפות, מטרותיה והצלחתה העסקית. על בסיס כל האמור לעיל, בהתחשב במנגנוני התגמול לנושאי משרה בתפקידים דומים, בשביעות הרצון הגבוהה של הדירקטוריון מתרומתו, של מר פלברט לשותפות בשנת הדיווח ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון, התגמול הינו הוגן וסביר.

מר וולדימר שטיינגולץ

מכהן כ- EXPLORATION MANAGER והגיאולוג הראשי של השותפות החל מחודש דצמבר 2011. לתנאי התגמול בשנת הדיווח ראה תקנה 21 בפרק ד' להלן. במסגרת בחינת התגמולים נבדקו תנאי העסקות, תפקידו ותחומי אחריותו, תרומתו לשותפות, מעמדו, נסיונו, כישוריו הרלבנטיים וכן תנאי העסקה של בעלי תפקידים דומים בחברות בשווי שוק דומה. בהתבסס על המידע והקריטריונים המפורטים להלן ואשר נקבעו על ידי הדירקטוריון, קבע הדירקטוריון כדלקמן:

כגיאולוג הראשי של השותפות אחראי וולדימר שטיינגולץ על הפעילות השוטפת של הקידוחים הקיימים וכן בתכנון הקידוחים העתידיים של השותפות כחלק ממערך הפיתוח של שדה מגד. וולדימר שטיינגולץ בעל ניסיון רב שנים, ידע וכישורים בתחום העסקות, ההולמים את מעמדו. הדירקטוריון דן בתרומתו הרבה של מר שטיינגולץ למכלול התחום הגאולוגי בשותפות. התגמול מורכב משכר בסיס בסכום קבוע וסביר, רכב צמוד וממענק בהתאם לתוכנית הבונוסים לעובדי השותפות (בהתאם לתוכנית עובדי השותפות זכאים לבונוס של בין 0.25 מסך המשכורת חודשית ועד 4 משכורות חודשיות בגין כל באר שתגיע להפקה מסחרית בשני הקידוחים הבאים, לפרטים ראה בסעיף 10.2 לחלק הראשון לעיל). המענק מגביר את תחושת ההזדהות עם השותפות, מטרותיה והצלחתה העסקית. על בסיס כל האמור לעיל, בהתחשב במנגנוני התגמול לנושאי משרה בתפקידים דומים, בשביעות הרצון הגבוהה של הדירקטוריון מתרומתו, של מר שטיינגולץ לשותפות בשנת הדיווח ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון, התגמול הינו הוגן וסביר.

מר דרור בורדר

מכהן כ- מנהל לוגיסטיקה ואדמינסטרציה של השותפות החל מחודש דצמבר 2011. לתנאי התגמול בשנת הדיווח ראה תקנה 21 בפרק ד' להלן. במסגרת בחינת התגמולים נבדקו תנאי העסקות, תפקידו ותחומי אחריותו, תרומתו לשותפות, מעמדו, נסיונו, כישוריו הרלבנטיים וכן תנאי העסקה של בעלי תפקידים דומים בחברות בשווי שוק דומה. בהתבסס על המידע והקריטריונים המפורטים להלן ואשר נקבעו על ידי הדירקטוריון, קבע הדירקטוריון כדלקמן:

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

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

התגמול מורכב משכר בסיס בסכום קבוע וסביר, רכב צמוד, וממענק בהתאם לתוכנית הבונוסים לעובדי השותפות (בהתאם לתוכנית עובדי השותפות זכאים לבונוס של בין 0.25 מסך המשכורת חודשית ועד 4 משכורות חודשיות בגין כל באר שתגיע להפקה מסחרית בשני הקידוחים הבאים, לפרטים ראה בסעיף 10.2 לחלק הראשון לעיל). המענק מגביר את תחושת ההזדהות עם השותפות, מטרותיה והצלחתה העסקית. על בסיס כל האמור לעיל, בהתחשב במנגנוני התגמול לנושאי משרה בתפקידים דומים, בשביעות הרצון הגבוהה של הדירקטוריון מתרומתו, של מר בורדר לשותפות בשנת הדיווח ובמכלול השיקולים שפורטו לעיל, לדעת הדירקטוריון, התגמול הינו הוגן וסביר.

על פי הסכם השותפות המוגבלת, השותף הכללי זכאי לדמי מפעיל בשיעור של 7.5% מההוצאות בגין פעולות חיפוש נפט ולא פחות מסכום כולל של 22 אלפי דולר לחודש. השותף הכללי נתן את הסכמתו להפחתת השיעור של 7.5% ל- 4.5% מקידוח מגד 6 ואילך והצעת החלטה כאמור תובא לאסיפה הכללית הבאה שתכנס. כמו כן השותף הכללי החליט כי, בשלב זה, ונוכח אי הבהירות הקיימת בהסכם השותפות המוגבלת, דמי המפעיל שישולמו יועמדו על 22,000 דולר לחודש, לפרטים נוספים ראו בבאור 12 בדוחות הכספיים שבחלק ג' להלן. בין שמואל בקר ונגה בן דוד מצד אחד לבין טוביה לוסקין מצד שני קיימים חילוקי דעות מהותיים באשר לחלוקת דמי המפעיל ביניהם וגובה שכרו של מר לוסקין, מאת השותף הכללי, עבור כהונתו כמנכ"ל עד ליום 19.2.2014.

(ד) אירועים לאחר תאריך המאזן

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

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

ירושלים, כט' באדר ב' תשע"ד

31 במרץ 2014

ג'ורא איילנד מנכ"ל זמני	טוביה לוסקין דירקטור בשותף הכללי	שמואל בקר דירקטור בשותף הכללי
----------------------------	-------------------------------------	----------------------------------

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוח שנתי 2013

חלק שלישי: דוחות כספיים



תוכן העניינים

דף	
116	דוח רואה החשבון המבקר לשותפים – ביקורת של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי
117	דוח רואה החשבון המבקר לשותפים – ביקורת דוחות כספיים שנתיים הדוחות הכספיים - בשקלים חדשים (ש"ח):
118	דוחות על המצב הכספי
119	דוחות על הרווח או הפסד ורווח כולל אחר
120	דוחות על השינויים בהון השותפות
121	דוחות על תזרימי המזומנים
122-164	ביאורים לדוחות הכספיים

דוח רואה החשבון המבקר

לשותפים של

גבעות עולם חיפוש 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

ביקורנו רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות המוגבלת") ליום 31 בדצמבר 2013. רכיבי בקרה אלה נקבעו כמוסבר בפיסקה הבאה. הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות המוגבלת אחראים לקיום בקרה פנימית אפקטיבית על דיווח כספי ולהערכתם את האפקטיביות של רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי המצורפת לדוח התקופתי לתאריך הנ"ל. אחריותנו היא לחוות דעה על רכיבי בקרה פנימית על דיווח כספי של השותפות המוגבלת 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) בקורות ברמת הארגון, לרבות בקורות על תהליך העריכה והסגירה של דיווח כספי ובקורות כלליות של מערכות מידע; (2) בקורות על תהליך ההכנסות ו-(3) בקורות תהליך הרכש (כל אלה יחד מכונים להלן "רכיבי הבקרה המבוקרים").

ערכנו את ביקורתנו בהתאם לתקן ביקורת 104. על-פי תקן זה נדרש מאיתנו לתכנן את הביקורת ולבצע במטרה לזהות את רכיבי הבקרה המבוקרים ולהשיג מידה סבירה של ביטחון אם רכיבי בקרה אלה קיימו 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. ביקורתנו, לגבי אותם רכיבי בקרה, כללה גם ביצוע נהלים אחרים כאלה שחשבנו כנחוצים בהתאם לנסיבות. ביקורתנו התייחסה רק לרכיבי הבקרה המבוקרים, להבדיל מבקרה פנימית על כלל התהליכים 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.

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 שבקורות תהפוכה לבלתי מתאימות בגלל שינויים בנסיבות או שמידת הקיום של המדיניות או הנהלים תשתנה לרעה.

לדעתנו, השותפות המוגבלת קיימה באופן אפקטיבי, מכל הבחינות המהותיות, את רכיבי הבקרה המבוקרים ליום 31 בדצמבר 2013.

ביקורנו גם, בהתאם לתקני ביקורת מקובלים בישראל, את הדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת ליום 31 בדצמבר 2013 ולשנה שהסתיימה באותו תאריך. והדוח שלנו, מיום 30 במרס 2014, כלל חוות דעת בלתי מסוייגת על אותם דוחות כספיים וכן הפניית תשומת לב לצורך של השותפות המוגבלת להשיג מימון נוסף לביצוע כל תוכניתיה. הדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת ליום 31 בדצמבר 2012 ולכל אחת מהשנים בתקופה של שנתיים שהסתיימה באותו תאריך, בוקרו ע"י רואי חשבון אחרים אשר הדוח שלהם מיום 19 במרס 2013, כלל חוות דעת בלתי מסוייגת וכן הפניית תשומת לב לצורך להשיג מימון נוסף לביצוע כל הפעולות המתוכננות על ידי השותפות המוגבלת.

קסלמן וקסלמן,
רואי חשבון

ירושלים,
31 במרס 2014

פירמה חברה ב-PricewaterhouseCoopers International Limited



דוח רואה החשבון המבקר

לשותפים של

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

ביקרנו את הדוח על המצב הכספי המצורף של גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993) (להלן: "השותפות המוגבלת"), ליום 31 בדצמבר 2013 ואת הדוחות על הרווח (הפסד) הכולל, השינויים בהון ותזרימי המזומנים לשנה שהסתיימה באותו תאריך. דוחות כספיים אלה הינם באחריות הדירקטוריון וההנהלה של השותף הכללי של השותפות המוגבלת. אחריותנו היא לחוות דעה על דוחות כספיים אלה בהתבסס על ביקורתנו.

הדוחות הכספיים של השותפות המוגבלת ליום 31 בדצמבר 2012 ולכל אחת מהשנים בתקופה של שנתיים שהסתיימה באותו תאריך, בוקרו ע"י רואי חשבון אחרים אשר הדוח שלהם מיום 19 במרס 2013, כלל חוות דעת בלתי מסויגת וכן הפניית תשומת לב לצורך להשיג מימון נוסף לביצוע כל הפעולות המתוכננות על ידי השותפות המוגבלת.

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

לדעתנו, הדוחות הכספיים הנ"ל משקפים באופן נאות, מכל הבחינות המהותיות, את המצב הכספי של השותפות המוגבלת ליום 31 בדצמבר 2013 ואת תוצאות הפעולות, השינויים בהון ותזרימי המזומנים שלה לשנה שהסתיימה באותו תאריך, בהתאם לתקני דיווח כספי בינלאומיים (IFRS) והוראות תקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע-2010.

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 2013, והדוח שלנו מיום 30 במרס 2014 כלל חוות דעת בלתי מסויגת על קיומם של אותם רכיבים באופן אפקטיבי.

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

קסלמן וקסלמן,
רואי חשבון

פירמה חברה ב- PricewaterhouseCoopers International Limited

ירושלים,
31 במרס, 2014

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוחות על המצב הכספי

31 בדצמבר		באור	
2012	2013		
באלפי דולרים			
			נ כ ס י ם
			נכסים שוטפים:
11,435	6,268	4	מזומנים ושווי מזומנים
8,872	1,942	5	פקדונות לזמן קצר
			חייבים ויתרות חובה:
-	1,732		לקוחות
*622	2,658	6	אחרים
3,907	5,246	2 טו	מלאי
24,836	17,846		
			נכסים שאינם שוטפים:
301	1,902	5	פקדונות לזמן ארוך
1,598	2,759	7	רכוש קבוע
7,024	6,180	8	נכסי נפט וגז
8,923	10,841		
33,759	28,687		סך הנכסים
			התחייבויות והון
			התחייבויות שוטפות:
			זכאים ויתרות זכות:
*2,739	4,929	9	ספקים ונותני שירותים
*1396	1,680	10	אחרים
25	540	12	דמי מפעיל לשותף הכללי
4160	7,149		
			התחייבויות שאינן שוטפות:
7,504	11,221	15	התחייבות בגין תמלוגים לשותף הכללי
241	269	11	התחייבויות בגין סיום יחסי עובד מעביד, נטו הפרשות
-	309		
7,745	11,799		
11,905	18,948		סך התחייבויות
		12	התחייבויות תלויות והתקשרויות
		14	הון השותפות:
84,299	84,299		השקעה בהון השותפות
(93)	(93)		קרן הון מהפרשי תרגום
(62,352)	(74,467)		עודפים
21,854	9,739		
33,759	28,687		סך התחייבויות והון

* סווג מחדש

יגאל פלברט סמנכ"ל כספים	טוביה לוסקין דירקטור בשותף הכללי	שמואל בקר דירקטור בשותף הכללי	ג'ורא איילנד מנכ"ל
----------------------------	--	-------------------------------------	-----------------------

תאריך אישור הדוחות הכספיים: 30 במרץ 2014.
הבאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוחות על הרווח או הפסד הכולל

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			באור	
2011	2012	2013		
באלפי דולרים				
14,215	16,592	21,608		הכנסות ממכירת נפט
(1,811)	(2,569)	(2,232)		בניכוי תמלוגים למדינה
(2,965)	(4,206)	(3,717)	12 א'	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
<u>9,439</u>	<u>9,817</u>	<u>15,659</u>		הכנסות נטו
1,581	**2,487	3,869		עלויות והוצאות:
**730	**1,822	1,029		עלות הפקת הנפט (ללא פחת והפחתות)
*3,161	** 4,670	20,898	18 א'	פחת והפחתות נכסי נפט
** *1,769	** *1,552	1,732	18 ב'	הוצאות חיפושי נפט וגז
5	(13)	(148)		הוצאות הנהלה וכלליות
<u>7,246</u>	<u>10,518</u>	<u>27,380</u>		הוצאות (הכנסות) אחרות
2,193	(701)	(11,721)		רווח (הפסד) מפעולות
296	292	152	18 ג'	הכנסות מימון
(22)	(125)	(125)	18 ג'	הוצאות מימון
<u>274</u>	<u>167</u>	<u>27</u>		הכנסות מימון - נטו
<u>*2,467</u>	<u>*(534)</u>	<u>(11,694)</u>		רווח (הפסד) לשנה
*(96)	*108	11		רווח כולל אחר:-
(839)	-	-		סעיף אשר לא יסווג מחדש לרווח או להפסד:
				מדידות מחדש של התחביויות בשל סיום יחסי עובד מעביד, נטו
(839)	-	-		הפרשים מתרגום דוחות כספיים ממטבע הפעילות של השותפות למטבע ההצגה
*(935)	*108	11		סך רווח (הפסד) כולל אחר
1,532	(426)	(11,683)		סך הרווח (הפסד) הכולל לשנה:
<u>0.0002</u>	<u>(0.00005)</u>	<u>(0.0011)</u>	19	רווח (הפסד) בסיסי ליחידת השתתפות (ב-\$)
<u>10,567,316</u>	<u>10,569,032</u>	<u>10,569,032</u>		מספר יחידות ההשתתפות המשוקלל לצורך חישוב רווח (הפסד) ליחידת השתתפות (באלפים)

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

הבאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוחות על השינויים בהון השותפות

סך ההון	קרן הון מהפרשי תרגום	עודפים באלפי דולרים	השקעה בהון השותפות	
17,673	746	(64,297)	81,224	יתרה ליום 1 בינואר 2011
2,467		*2,467		רווח כולל:
(935)	(839)	*(96)		רווח לשנה
3,075	-	-	3,075	הפסד כולל אחר לשנה
22,280	(93)	(61,926)	84,299	מימוש אופציות
				יתרה ליום 31 בדצמבר 2011
				הפסד כולל:
*(534)		*(534)		הפסד לשנה
*108		*108		רווח כולל אחר לשנה
21,854	(93)	(62,352)	84,299	יתרה ליום 31 בדצמבר 2012
				הפסד כולל:
(11,694)		(11,694)		הפסד לשנה
(432)		(432)		התחייבות לתשלום מס על חשבון
11		11		מחזיקי יחידות ההשתתפות
9,739	(93)	(74,467)	84,299	רווח כולל אחר לשנה
				יתרה ליום 31 בדצמבר 2013

* יישום למפרע של שינוי מדיניות חשבונאית- ראה באור 2 (יט)(1)א'.

הבאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

גבעות עולם חיפוי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

דוחות על תזרימי מזומנים

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2011	2012	2013	
אלפי דולר			
תזרימי מזומנים מפעילויות שוטפות:			
3,110	7,677	(8,987)	מזומנים נטו שנבעו מפעולות (ששימשו לפעולות) (ראה נספח א')
294	262	127	ריבית שהתקבלה
3,404	7,939	(8,860)	מזומנים נטו שנבעו מפעילות שוטפת (ששימשו לפעילות שוטפת)
תזרימי מזומנים מפעילויות השקעה:			
(1,462)	(7,504)	5,202	פרעון (הפקדה) של פקדונות בתאגידים בנקאיים
(1)	(878)	(1,509)	רכישת רכוש קבוע
(6,898)			השקעה בנכסי נפט
(8,361)	(8,382)	3,693	מזומנים נטו שנבעו מפעילות השקעה (ששימשו לפעילות השקעה)
תזרימי מזומנים מפעילויות מימון:			
3,075	-	-	הנפקות הון ומימושי אופציות
3,075	-	-	מזומנים נטו שנבעו מפעילות מימון (ששימשו לפעילות מימון)
(1,882)	(443)	(5,167)	קיטון במזומנים ושווי מזומנים
911	-	-	
12,849	11,878	11,435	רווח (הפסד) מהפרשי שער בגין יתרות מזומנים
11,878	11,435	6,268	
			יתרת מזומנים ושווי מזומנים לתחילת השנה
			יתרת מזומנים ושווי מזומנים לגמר השנה
(א) מזומנים נטו שנבעו מפעולות (ששימשו לפעולות):			
*2,467	*(534)	(11,694)	רווח (הפסד) השנה
			התאמות בגין:
755	1,828	1,206	פחת
3,055	4,206	3,717	הפרשה לתמלוגים לשותף הכללי
*(297)	*63	39	התחייבויות בשל סיום יחסי עובד מעביד – נטו
-	-	309	הפרשות
5	(13)	(14)	הפסד (רווח) הון
3,518	6,084	5,257	
שינויים בסעיפי רכוש והתחייבות תפעוליים:			
(2,521)	2,521	(1,732)	גידול בחייבים ויתרות חובה :
3,199	(187)	(2,036)	לקוחות
			אחרים
*(1,478)	*1,629	2,190	גידול בזכאים ויתרות זכות :
*1,017	*101	(148)	ספקים ונותני שירותים
(173)	25	515	אחרים
(2,919)	(1,962)	(1,339)	גידול בדמי מפעיל לשותף הכללי
(2,875)	2,127	(2,550)	גידול במלאי
3,110	7,677	(8,987)	מזומנים נטו שנבעו מפעולות (שימשו לפעולות)

* סווג מחדש

הבאורים המצורפים לדוחות הכספיים מהווים חלק בלתי נפרד מהם.

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

באור 1 - כללי:

- א.** גבעות עולם חיפוי 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 נאמניות (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 הרטום 16 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 במגזר פעילות אחד - הפקת נפט וחיפוי נפט וגז במסגרת זכויות ברשיונות חיפוי נפט וגז. ענף חיפוי 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>סוג הזכות</u>	<u>שם הזכות</u>	<u>שטח (בקמ"ר)</u>	<u>הזכות בתוקף עד</u>	<u>חלקה של השותפות</u>
חזקה	חזקה ראש העין I/11	243	1.4.2032	99%
רשיון	רשיון מכבי/330*	110	15.6.2013	100%

* נכון למועד חתימת הדוחות השותפות טרם קיבלה את החלטת השר בעניין המלצת מועצת הנפט לשר מיום 15.1.2013 להוסיף חלק משטח רישיון מכבי לחזקת ראש העין ולגרוע שטח בגודל דומה מחזקת ראש העין ואת היקף השטחים שיוחלפו. ראה גם ביאור 12 ו 2).

- ו.** השותף הכללי מקיים מגעים מתקדמים לגיוס הלוואה לצורך השלמת ביצוע מבחנים ופעולות פרופנט על מנת להביא את קידוח מגד 6 להפקה מסחרית. לאור העובדה שגיוס זה אינו מובטח, לא ניתן להבטיח את ביצוע תוכניתיה של השותפות.

ז. הגדרות: בדוחות כספיים אלה:

- השותפות או "השותפות" - גבעות עולם חיפוי נפט (שותפות מוגבלת) (1993).
- 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 - מדד המחירים לצרכן כפי שמפרסמת הלשכה המרכזית לסטטיסטיקה.
- מטבע ההצגה - המטבע בו מוצגים הדוחות הכספיים.
- מטבע הפעילות - המטבע של הסביבה הכלכלית העיקרית בה פועלת השותפות.
- צד קשור - כמשמעותו בתקן חשבונאות בינלאומי 24 בדבר צדדים קשורים.
- בעל עניין - כהגדרתו בתקנות ניירות ערך (דוחות כספיים שנתיים), התש"ע 2010.
- דולר - דולר של ארה"ב.
- הממונה - הממונה על ענייני הנפט במשרד האנרגיה והמים שמונה על פי חוק הנפט התשי"ב - 1952.

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

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית:

א. בסיס הצגת הדוחות הכספיים

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

ב. מתכונת העריכה של הדוחות הכספיים

דוחות כספיים אלו מצייתים לתקני IFRS.

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

ג. מטבע הפעילות ומטבע חוץ:

(1) מטבע פעילות ומטבע הצגה

השותפות המוגבלת עורכת את דוחותיה בהתאם למטבע של הסביבה הכלכלית העיקרית בה היא פועלת.

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 מבאר מגד 5 אשר הביאה לכך שההכנסות ועיקר העלויות של השותפות המוגבלת עברו להיות נקובות בדולר, קבעה ההנהלת השותף הכללי כי המטבע של הסביבה הכלכלית העיקרית בה פועלת השותפות המוגבלת עבר להיות הדולר וזאת החל מהרבעון הראשון של שנת 2012. בנוסף קבעה ההנהלה כי מטבע ההצגה של הדוחות הכספיים הינו החל מאותו מועד הדולר.

לצורך תרגום מספרי ההשוואה של התקופות המדווחות עד ליום 31.12.11, למטבע ההצגה הנכסים וההתחייבויות, כספיים ולא כספיים, לתאריכי המאזנים תורגמו לדולר עפ"י שער החליפין שבתוקף לאותם ימים. פרטי הכנסות והוצאות תורגמו על פי ממוצע שער החליפין בתקופות הדיווח הנ"ל (פרט להכנסות והוצאות מהותיות 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 לרווח כולל אחר כקרב 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 המהווים לנכסים כשירים או נזקפים להון בעסקאות גידור, נזקפים לדוח על הרווח הכולל. נכסים והתחייבויות לא כספיים המוצגים לפי עלות מתורגמים לפי שער החליפין במועד העסקה. נכסים והתחייבויות לא כספיים הנקובים במטבע השונה ממטבע הפעילות המוצגים לפי שווי הון מתורגמים למטבע הפעילות בהתאם לשער החליפין במועד שבו נקבע השווי ההוגן.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

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

(4) שערי מטבע חוץ ומדד המחירים לצרכן

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

31.12.2011	31.12.2012	31.12.2013	
110.34	112.15	114.18	מדד המחירים לצרכן בנקודות (לפי ממוצע 2008=100)
3.821	3.733	3.471	דולר ארה"ב (בש"ח ל- 1 דולר)

שיעורי השינוי במשך התקופה

2011	2012	2013	
%	%	%	
2.17	1.64	1.81	מדד המחירים לצרכן
7.66	(2.30)	(7.02)	דולר ארה"ב

ד. שווי מזומנים

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

ה. פקדונות לזמן קצר

פקדונות לתאגידים בנקאיים לזמן קצר שתקופתם המקורית עולה על שלושה חודשים ממועד ההשקעה. הפקדונות מוצגים בהתאם לתנאי הפקדתם.

ו. מכשירים פיננסיים

(1) נכסים פיננסיים

רכישות ומכירות בדרך רגילה של נכסים פיננסיים נרשמות בספרי השותפות המוגבלת במועד סליקת העסקה שהינו המועד בו הנכס נמסר לשותפות המוגבלת או נמסר ע"י השותפות המוגבלת.

נכס פיננסי מסווג במועד ההשקעה 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:

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

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

הלוואות וחייבים

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

(2) התחייבויות פיננסיות

התחייבויות פיננסיות מסווגות לקבוצות: התחייבויות פיננסיות בשווי הוגן דרך רווח או הפסד, התחייבויות פיננסיות הנמדדות בעלות מופחתת וחוזי 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 וזכאים 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 ההפרש שבין ערכו של הנכס בספרים לבין הערך הנוכחי של אומדן תזרימי המזומנים העתידיים (למעט הפסדי אשראי עתידיים שטרם התהוו) מהנכס, המהוונים בשיעור הריבית האפקטיבי המקורי של הנכס הפיננסי. סכום ההפסד נזקף לרווח או הפסד.

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

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

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

(4) קיזוז מכשירים פיננסיים

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

(5) גריעת מכשירים פיננסיים:

נכסים פיננסיים

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

התחייבויות פיננסיות

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

ז. הפרשות

השותפות המוגבלת מכירה בהפרשות בדוחות הכספיים כאשר קיימת לשותפות המוגבלת מחויבות (משפטית או משתמעת) כתוצאה מאירועי העבר, צפוי שיידרש תזרים שלילי של משאבים המגלמים הטבות כלכליות כדי לסלקה וכן ניתן לערוך אומדן מהימן של סכום המחויבות. הסכום המוכר כהפרשה הינו האומדן הטוב ביותר של הוצאה הנדרשת לסילוק המחויבות הקיימת בתאריך המאזן. כאשר השפעת ערך הזמן מהותית, נמדדת ההפרשה בהתאם לערכה הנוכחי. הגידול בהפרשה עקב חלוף הזמן מוכר כהוצאות ריבית.

ח. הכרה בהכנסה

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

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

לקבל בעבור עצמה. מחוייבות לתשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי, המחושבת כשיעור מההכנסות מקוזזת מסעיף ההכנסות.

ט. הוצאות חיפוש נפט וגז ונכסי נפט וגז

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

י. 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 קבוע היא הסכום השווה ערך למחיר במזומן במועד ההכרה. בתקופות שלאחר ההכרה הראשונה, הרכוש הקבוע מוצג לפי העלות בניכוי פחת נצבר ובמידת הצורך, בניכוי הפרשה לירידת ערך.

הוצאות הפחת לכל התקופה מוכרות ברווח או הפסד. הפחת מחושב לפי "שיטת הקו הישר" המשקפת את הדפוס הצפוי לצריכת ההטבות הכלכליות העתידיות מהנכס.

ערך השייר, שיטת הפחת ואורך החיים השימושיים של נכסי רכוש קבוע נבחנים לפחות בכל שנת כספים. שינויים כלשהם מטופלים כשינוי אומדן חשבונאי בדרך של מכאן והלאה. לגבי בחינה ירידת ערך של רכוש קבוע, ראה סעיף יב' להלן.

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

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

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 הערכות הנ"ל.

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

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

שינויים בהערכות ההנהלה עשויים להוביל לשינויים מהותיים לערכים בספרים ובהוצאות הפחת הנזקפות לרווח והפסד.

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

הפחתת נכסי נפט וגז – נכסי נפט וגז מופחתים בהתבסס על קצב ניצול רזרבות נפט או גז שלפי הערכה ניתנות להפקה מהבאר האמורה. הערכת כמות רזרבות הנפט בכל באר דורשת שימוש באומדנים שונים והשותפות המוגבלת נעזרת לשם כך בחוות דעת של מומחים רלוונטיים. ראה גם ביאור 3(א)(5).

יב. ירידת ערך נכסים שאינם כספיים

ירידה בערכם של נכסים לא כספיים בני פחת נבחנת, במידה שחלו אירועים או שינויים בנסיבות, המצביעים על כך שערכם בספרים לא יהיה בר השבה.

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

יג. 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.

יד. לקוחות

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

טו. מלאי

המלאי כולל מלאי ציוד חלפים וחומרים מיועד לצורך פעילות הקידוחים והוא מוערך לפי עלות או שווי מימוש נטו כנמוך שבהם. שווי המימוש נטו הוא אומדן מחיר המכירה במהלך העסקים הרגיל בניכוי אומדן העלויות הדרושות לביצוע מכירה. בנוסף יתרת המלאי כוללת מלאי נפט שטרם נמכר. שווי של מלאי הנפט מחושב לפי עלות ההפקה.

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

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

טז. ספקים

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

יז. הטבות לעובדים:

(1) הטבות לעובדים לזמן קצר

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

(2) עלויות עובדים לאחר פרישה

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

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

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

(א) תוכניות להפקדה מוגדרת

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

(ב) תוכניות להטבה מוגדרת

מחויבות נטו של השותפות, המתייחסת לתוכנית הטבה מוגדרת בגין הטבות לאחר פרישה, מחושבת לגבי כל תוכנית בנפרד על ידי אומדן הסכום העתידי של ההטבה שיגיע לעובד (הכולל שיעור צפוי של עליית השכר) בתמורה לשירותיו, בתקופה השוטפת ובתקופות קודמות. הטבה זו מוצגת לפי ערך נוכחי בניכוי השווי ההוגן של נכסי התוכנית. שיעור ההיוון נקבע בהתאם לתשואה במועד הדיווח על אגרות חוב ממשלתיות, שהמטבע שלהן ומועד פרעון דומים לתנאי המחויבות של השותפות. החישובים נערכים על ידי אקטואר מוסמך לפי שיטת יחידת הזכאות החזויה. כאשר לפי תוצאות החישובים נוצר נכס לשותפות, מוכר נכס עד לסכום נטו של הערך הנוכחי של הטבות כלכליות הזמינות בצורה של החזר מהתוכנית או הקטנה בהפקדות עתידיות לתוכנית. הטבה כלכלית בצורת החזרים או הקטנת הפקדות עתידיות תחשב זמינה כאשר ניתן לממשה במהלך חיי התוכנית או לאחר סילוק המחויבות.

כאשר קיימת חובה, במסגרת דרישת הפקדה מזערית, לתשלום סכומים נוספים ביחס לשירותים שניתנו בעבר, מכירה השותפות במחויבות נוספת (הגדלת התחייבות נטו או הקטנת נכס נטו), במידה בה סכומים כאמור לא יהיו זמינים כהטבה כלכלית בצורה של החזר מהתוכנית או הקטנה בהפקדות עתידיות.

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

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

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

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. באשר לעלות המלאי ראה סעיף טו' לעיל.

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

- (1) תקנים ותיקונים לתקנים קיימים אשר נכנסו לתוקף ומחייבים עבור תקופות דיווח המתחילות ביום 1 בינואר 2013:
- (א) תקן חשבונאות בינלאומי 19 (מתוקן 2011) "הטבות עובד" (להלן - IAS 19 המתוקן)
IAS 19 המתוקן כולל שינויים מהותיים לאופן ההכרה והמדידה של תוכניות להטבה מוגדרת והטבות בגין פיטורין וכן לגבי הגילויים הנדרשים בגין כל סוגי הטבות העובד הנדונות במסגרת IAS 19. להלן תמצית שינויים עיקריים הנכללים במסגרתו:
 - המונח "רווחים והפסדים אקטואריים" הוחלף במונח "מדידות מחדש של ההתחייבות (נכס) נטו בגין הטבה מוגדרת" (Remeasurements of the net defined benefit liability (asset); להלן - מדידות מחדש) הכולל, בנוסף לרווחים והפסדים האקטואריים, רכיבים מסוימים המוגדרים ב-IAS 19 המתוקן. מדידות מחדש מוכרות ברווח כולל אחר. בכך בוטלה האפשרות להכרה ברווחים והפסדים אקטואריים במסגרת הרווח או הפסד וכן בוטלה האפשרות לעשות שימוש בשיטת "המסדרון".
 - עלות שירותי עבר מוכרת מיידית בתקופה בה חל השינוי בתוכנית ולא נפרסת על פני תקופת השירות העתידית עד להבשלתה.
 - בתוכניות הטבה שבגינן קיימים נכסי תוכנית, מוכרות הוצאות / הכנסות ריבית נטו, המחושבות על יתרת הנכס או התחייבות להטבת עובד נטו, תוך שימוש בשיעור ההיוון המשמש במסגרת IAS 19 במתכונתו הנוכחית למדידת ההתחייבות בגין הטבה מוגדרת. טיפול חשבונאי זה מחליף את השימוש ב"עלות ריבית" וב"תשואה חזויה על נכסי תוכנית" שהיו קיימים ב-IAS 19 במתכונתו הקודמת.
 - ההבחנה בין הטבות עובד לטווח קצר או ארוך, לשם מדידתן בדוחות הכספיים, מתבססת על המועד בו צפוי התשלום ולא על המועד בו התשלום עשוי להידרש.

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

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

- כל הטבה הכרוכה במחויבות לשירות עתידי לא מהווה הטבה בגין פיטורין. ההתחייבות המתייחסת להטבות בגין פיטורין מוכרת כאשר הישות אינה יכולה עוד לחזור בה מההצעה של ההטבה בגין פיטורין או כאשר הישות מכירה בעלויות ארגון מחדש מתייחסות.

- הורחבו דרישות הגילוי לעומת אלה הקיימות ב-IAS 19 במתכונתו הקודמת. החברה/הקבוצה יישמה לראשונה את IAS 19 המתוקן החל מיום 1 בינואר 2013, באופן רטרואקטיבי לכל התקופות המדווחות, למעט:

- לגבי שינויים בערך בספרים של נכסים (שאינם בתחולת IAS 19), בהתייחס לשינויים בעלויות הטבות עובד שנכללו במסגרת הערך בספרים של הנכסים האמורים לפני תחילת התקופה המוקדמת ביותר שתוצג בדוחות הכספיים הראשונים שבהם החברה תאמץ את IAS 19 המתוקן.

- בדוחות כספיים לתקופות המתחילות לפני 1 בינואר 2014, השותפות לא נדרשת להציג מידע השוואתי לגבי גילויים מסוימים הנדרשים ב-IAS 19 המתוקן בהתייחס לרגישות המחויבות להטבה מוגדרת.

השפעת היישום לראשונה של IAS 19 המתוקן על מספרי ההשוואה בדוחות הכספיים היתה לא מהותית.

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

התיקון ל-IAS 1 משנה את אופן הגילוי של פריטי רווח כולל אחר במסגרת הדוח על הרווח הכולל. להלן תמצית עיקרי התיקון ל-IAS 1:

- יש להפריד את הפריטים המוצגים ברווח כולל אחר לשתי קבוצות, בהתבסס על הבחינה באם הם עשויים להיות מסווגים מחדש בעתיד לרווח או הפסד, או שלא. בהתאם, פריטים שלא עשויים להיות מסווגים מחדש בעתיד לרווח או הפסד יוצגו בנפרד מפריטים שכן עשויים להיות מסווגים מחדש בעתיד לרווח או הפסד.
- ישויות הבוחרות להציג פריטי רווח כולל אחר לפני המס המתייחס תידרשנה להציג את השפעת המס המתייחסת לכל אחת משתי הקבוצות האמורות, בנפרד.
- כינויו של הדוח על הרווח הכולל שונה ל"דוח על רווח או הפסד ורווח כולל אחר". עם זאת, IAS 1 מתיר לישויות לעשות שימוש בכינויים אחרים.

השותפות יישמה לראשונה את התיקון ל-IAS 1 החל מיום 1 בינואר 2013, באופן רטרואקטיבי לכל התקופות המדווחות.

כל פריטי הרווח הכולל האחר של השותפות הינם פריטים אשר עשויים להיות מסווגים מחדש בעתיד לרווח או הפסד. ליישום לראשונה של התיקון ל-IAS 1 לא היתה השפעה מהותית על הדוחות הכספיים.

(ג) תיקון לתקן חשבונאות בינלאומי 16 "רכוש קבוע" (להלן - התיקון ל-IAS 16)

התיקון ל-IAS 16, המהווה חלק ממסמך השיפורים שפורסם בחודש מאי 2012, עוסק בסיווג חלקי חילוף וציוד עזר. התיקון מבהיר את ההוראות האמורות בסעיף 8 ל-IAS 16 לגבי הבחינה באילו מקרים יש לסווג חלקי חילוף וציוד עזר כרכוש קבוע ובאילו מקרים הם יסווגו כמלאי. בהתאם לתיקון, חלקי חילוף וציוד עזר יוכרו כרכוש קבוע כאשר הם עומדים בהגדרת "רכוש קבוע" ב-IAS 16. במידה והם אינם עומדים בהגדרה האמורה הם יסווגו כמלאי.

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

באור 2 - עיקרי המדיניות החשבונאית (המשך):

השותפות יישמה לראשונה את התיקון ל-IAS 16 החל מיום 1 בינואר 2013. ליישומה לראשונה של התיקון ל-IAS 16 לא היתה השפעה מהותית על הדוחות הכספיים של השותפות.

- (2) תקנים, תיקונים ופרשנויות לתקנים קיימים אשר עדיין אינם בתוקף ואשר השותפות לא בחרה ביישומם המוקדם:
- פרשנות מספר 21 של הוועדה לפרשנויות של תקני דיווח כספי בינלאומיים "היטלים" (להלן - IFRIC 21)

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

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 I/11, אשר בשטחו בוצעו על ידה בעבר מספר קידוחים (קידוחי מגד 2, מגד 3, מגד 4, הקידוח האופקי מגד 4 וקידוח מגד 5). בחודש אפריל 2004 קיבלה השותפות שטר חזקה בשטח הרשיון. השטח, נשוא החזקה, מהווה חלק ממבנה מגד שבחלקו מצויה על פי ממצאי השותפות תגלית כמשמעותה בחוק הנפט אשר הוכרה על ידי הממונה. ראה גם ביאור 12 ז'.

(2) 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 "Meged Field-Field Development Plan" ומתייחסת לשלב פיתוח השדה הכולל הפקה בקידוח הקיים מגד-5 וקידוחים מתוכננים מגד-6 – מגד-14".

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

השותפות קיבלה בחודש אוקטובר 2012 אישור לקידוחי מגד 6, 7 ו-8.

(3) קידוח מגד 6

שלב הקידוח בבאר מגד 6 החל ביום 20 ביוני 2013 והסתיים ביום 4 בפברואר 2014 העומק הסופי של הבאר הינו 4,754 מטרים.

בכוונת השותף הכללי לבצע ברבעון השלישי 2014 מבחנים ופעולות פרופנט (בכפוף להשגת המימון הנדרש) על מנת להביא את קידוח מגד 6 להפקה מסחרית.

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

באור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

מימון (4)

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

השותף הכללי מקיים מגעים מתקדמים לגיוס הלוואה לצורך השלמת ביצוע מבחנים ופעולות פרופנט על מנת להביא את קידוח מגד 6 להפקה מסחרית. לאור העובדה שגיוס זה אינו מובטח, לא ניתן להבטיח את ביצוע תוכניותיה של השותפות.

(5) על-פי דוח שהוכן על-ידי Netherland and Sewell & Associates, Inc. (להלן: "NSAI"), ואשר הוכן על-פי כללי המערכת לניהול משאבי פטרולים (SPE-PRMS), רזרבות הנפט (crude oil) בשדה מגד נכון ליום 31.12.2013, הינן כמפורט להלן:

חלק השותפות (Net) ²⁰ MBBL	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	קטגוריית רזרבות
3,177.3	4,787	רזרבות מוכחות 1P (Proved reserves)
5,179.3	7,803.1	רזרבות צפויות (Probable Reserves)
8,356.7	12,590.2	סה"כ רזרבות מסוג 2P (Proved+Probable Reserves)
11,295	17,017.1	רזרבות אפשריות (Possible Reserves)
19,651.7	29,607.3	סה"כ רזרבות מסוג 3P (Proved+Probable+Possible Reserves)

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

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

המשאבים המותנים סווגו בשלב בשלות של הצדקת פיתוח בבחינה (Development Pending). המשאבים המותנים בשדה מגד, נכון ליום 31.12.2013, הינם כמפורט להלן:

(א) נפט

חלק השותפות (Net) ²¹ MBBL	סה"כ בנכס הנפט (Gross) MBBL	קטגוריית המשאבים המותנים
3,765	5,672	אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)
9,960	15,811	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)
24,263	36,554	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

משאבי הנפט האמורים מותנים בצבירת נתונים טכניים נוספים ובקידוחי פיתוח שבהם יושגו כמויות וקצבי הפקה מספקים להפקה מסחרית.

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

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

באור 3 - פעילות השותפות המוגבלת (המשך):

(ב) גז נלווה		
חלק השותפות (Net) ²² MMCF	סה"כ בונס הנפט (Gross) MMCF	קטגוריית המשאבים המותנים
14,293	21,534	אומדן הכמויות הנמוך (1C-Low Estimate)
37,505	56,505	האומדן הטוב ביותר (2C-Best Estimate)
86,163	129,813	האומדן הגבוה (3C-High Estimate)

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

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

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

באור 4 - מזומנים ושוי מזומנים:

31 בדצמבר	
2012	2013
אלפי דולר	
102	417
11,333	5,851
11,435	6,268

מזומן בבנק ובקופה
פקדונות לזמן קצר

באור 5 - פקדונות לזמן קצר וזמן ארוך:

פקדונות בסך 1,014 אלפי \$ בבנק המיועדים לפרעון בשנת 2014 בשיעור ריבית של 0.05%-0.57% וכן פקדונות בסך 2,830 אלפי \$ המשמשים כבטוחה לערבות בנקאית שניתנה לספקים ונותני שירותים. להלן פירוט הערבויות שניתנו:

סכום	
928	ערבויות לזמן קצר (סיום הערבות במהלך שנת 2014)
1,902	ערבויות לזמן ארוך
2,830	

²² אחרי תשלום תמלוגים למדינה ולשותף הכללי.

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

באור 6 - חייבים ויתרות חובה אחרים:

31 בדצמבר	
2012	2013
אלפי דולר	
143	1,211
54	1,173
425	274
<u>622</u>	<u>2,658</u>

ההרכב:
מוסדות
מקדמות לספקים
הוצאות מראש

באור 7 - רכוש קבוע:

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

סה"כ	שיפורים במושכר	ציוד ומבנים ארעיים אלפי דולר	כלי רכב	מחשבים, ציוד משרדי	
2,057	36	1,609	186	226	עלות
1,523	1	1,225	104	193	יתרה לתחילת שנה
(33)	-	-	(33)	-	תוספות
<u>3,547</u>	<u>37</u>	<u>2,834</u>	<u>257</u>	<u>419</u>	גריעות
					סה"כ

459	4	283	100	72	פחת נצבר
362	4	264	37	57	יתרה לתחילת שנה
(33)	-	-	(33)	-	תוספות
<u>788</u>	<u>8</u>	<u>547</u>	<u>104</u>	<u>129</u>	גריעות
					סה"כ
<u>2,759</u>	<u>29</u>	<u>2,287</u>	<u>153</u>	<u>290</u>	יתרה לסוף השנה

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

סה"כ	שיפורים במושכר	ציוד ומבנים ארעיים אלפי דולר	כלי רכב	מחשבים, ציוד משרדי	
1,168	34	753	180	201	עלות
893	2	860	6	25	יתרה לתחילת שנה
(4)	-	(4)	-	-	תוספות
<u>2,057</u>	<u>36</u>	<u>1,609</u>	<u>186</u>	<u>226</u>	גריעות
					סה"כ

200	1	92	74	33	פחת נצבר
260	3	192	26	39	יתרה לתחילת שנה
(1)	-	(1)	-	-	תוספות
<u>459</u>	<u>4</u>	<u>283</u>	<u>100</u>	<u>72</u>	גריעות
					סה"כ
<u>1,598</u>	<u>32</u>	<u>1,326</u>	<u>86</u>	<u>154</u>	יתרה לסוף השנה

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

באור 8 - נכסי נפט וגז

ברבעון הרביעי של שנת 2010 החלה השותפות להוון את הוצאות פיתוח באר מגד 5 לנכסים (ראה באור ט2'). נכון ליום 31.12.13 נזקפה הפחתה של נכס הנפט על בסיס הערכת הרזרבות בבאר, ביחס לכמות הנפט שהופק בפועל מתחילת ההפקה בחודש יוני, 2011 בסך של כ- 2,891 אלפי דולר (ב-31.12.12 נזקפה הפחתה בסך של כ- 2,047 אלפי דולר).

באור 9 - ספקים ונותני שרותים:

31 בדצמבר	
2013	2012
אלפי דולר	
3,420	*502
1,261	2,145
248	92
<u>4,929</u>	<u>2,739</u>

ספקים בארץ
ספקים בחו"ל
שטרות לפירעון
סה"כ חובות פתוחים

באור 10 - זכאים אחרים:

31 בדצמבר	
2013	2012
אלפי דולר	
432	----
165	183
1,083	*1,213
<u>1,680</u>	<u>1,396</u>

רשות המיסים
עובדים ומוסדות בגין שכר
אחרים

באור 11 - התחייבויות נטו בגין הטבות לעובדים:

א. תכניות הטבה לאחר סיום העסקה:

31 בדצמבר	
2013	2012
אלפי דולר	
721	622
(452)	(381)
<u>269</u>	<u>241</u>

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

* סווג מחדש

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

באור 11- התחייבויות בגין הטבות לעובדים (המשך):

ב. התנועה במחויבויות בגין תכנית הטבה מוגדרת:

31 בדצמבר		
2011	2012	2013
אלפי דולר		
400	516	621
61	73	75
19	24	26
(5)	(3)	(40)
79	(3)	(9)
(38)	15	48
<u>516</u>	<u>622</u>	<u>721</u>

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

ג. התנועה בנכסי התכנית:

31 בדצמבר		
2011	2012	2013
אלפי דולר		
139	230	381
115	29	31
0	(1)	(4)
9	8	13
(17)	105	2
(16)	10	29
<u>230</u>	<u>381</u>	<u>452</u>

שווי הוגן של נכסי התכניות ליום 1 בינואר
הפקדות ע"י המעסיק
הטבות ששולמו מנכסים
תשואה צפויה מנכסי התכניות
רווחים(הפסדים) אקטוארים שנזקפו, נטו
הפרשי שער
שווי הוגן של נכסי התכניות ליום 31
בדצמבר

ד. הוצאה שנזקפה לרווח והפסד:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2011	2012	2013
אלפי דולר		
61	73	75
19	24	26
96	(108)	-
(9)	(8)	(13)
<u>167</u>	<u>(19)</u>	<u>88</u>

עלויות שירות שוטף
עלויות ריבית
(רווחים) הפסדים אקטוארים
הכנסות ריבית נכסי התכנית

ה. תשואה בפועל:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2011	2012	2013
אלפי דולר		
(7)	112	14

התשואה בפועל על נכסי התכנית

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

באור 11 - התחייבויות בגין הטבות לעובדים (המשך):

ו. ההנחות האקטואריות העיקריות למועד הדיווח לפי ממוצע משוקלל:

<u>2011</u>	<u>2012</u>	<u>2013</u>	
<u>%</u>	<u>%</u>	<u>%</u>	
4.64	4.14	3.93	שיעור ההיוון ביום 31 בדצמבר
5.51	5.65	5.4	שיעור עליות שכר עתידיות
<u>31/12/12</u>		<u>31/12/13</u>	
10%	-10%	10%	-10%
41.52	(36.48)	43.27	(37.97)
			ניתוח רגישות
			הנחת גידול בשכר
(3.34)	2.87	(3.30)	2.98
			הנחת שיעורי עזיבה
-	-	-	-
			הנחת שיעור התפטרות

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 31.12.2013 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- 3,716 אלפי דולר בגין מכירת הנפט בשנת 2013 (ב-2012 כ- 4,206 אלפי דולר). סכום זה סווג כהתחייבות לזמן ארוך צמוד דולר. לדעת הנהלת השותפות לא ניתן להעריך את מועד הפירעון של ההתחייבות האמורה. נכון ליום 31.12.13 יתרת ההתחייבות עמדה על סך של כ- 11,221 אלפי דולר (ב-31.12.12 כ- 7,504 אלפי דולר).

(2) השותף הכללי ינהל את השותפות המוגבלת וכן יהיה המפעיל בפעולות חיפושי נפט בשטחים שבהם יש לשותפות המוגבלת אינטרס ויהיה זכאי להתמנות כמפעיל בשטחים שבהם יהיה לה אינטרס בעתיד. השותף הכללי יהיה זכאי לגבי שטח שבו הוא משמש כמפעיל "דמי מפעיל" (לרבות גם ממשתתפים 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 תהיינה לשותפות הוצאות בקשר עם עבודות בניה ו/או התקנה של מתקנים להפקת נפט בסכום העולה על מיליון דולר, יקבעו דמי המפעיל בגין הוצאות אלו במשאו ומתן בין הצדדים ובאישור המפקח בכתב ומראש, ובלבד ששיעור דמי המפעיל לא יעלה על 7.5% מההוצאות (ראה באור 15 להלן).

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

באור 12 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):

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.

הבהרה בעניין דמי המפעיל

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

ההגדרה בחוק הנפט של המונח "חיפוש נפט" הינה:

"חיפוש נפט" פירושו -

- (1) קדיחת בארות נסיון לשם מציאת נפט או לשם קביעת גדלו או גבולותיו של שדה נפט (להלן - קדיחת נסיון);
- (2) כל פעולה אחרת לחיפוש נפט, לרבות בדיקות וניסויים גיאולוגיים, גיאופיזיים, גיאוכימיים ודומיהם, וכן קדיחות להשגת ידיעות גיאולוגיות בלבד; בהתאם להגדרות האמורות, השותף הכללי זכאי לדמי מפעיל על פעולות חיפוש נפט לרבות קדיחות נסיון לשם מציאת נפט או לשם קביעת גדלו או לקביעת גבולות שדה הנפט, בעוד על פעולות שאינן עונות להגדרות אלו ייתכן ואינו זכאי לדמי מפעיל. הסיווגים של פעולות אם כפעולות "חיפוש" (לרבות קביעת גבולות) או כפעולות שהינן, בגדר פעולות "פיתוח" או "הערכה" עשויים להיות לא ברורים דיים. עוד יצוין, כי מבדיקה ראשונית ולא ממצה שעשה השותף הכללי, עולה כי ההגדרות של הסיווגים הללו בתעשיית הנפט אינן אחידות ובחלק מהסיווגים ישנה חפיפה וכפילות. כמו כן, חלק מהפעולות עשויות ליפול למספר סיווגים במקביל, דבר העשוי להקשות על קביעת דמי המפעיל.

בעקבות ייעוץ משפטי שקיבל השותף הכללי ולאור אי הבהירות האמורה החליט השותף הכללי כי בשלב זה, ועד להסדרת הנושא במו"מ או בדרך אחרת מול השותף המוגבל דמי המפעיל שישולמו יעמדו על 22,000 דולר בחודש בלבד. השותפות מבצעת הפרשה חשבונאית בדוחות הכספיים (ללא תשלום בפועל, כאמור) בגין השלמת דמי המפעיל בגובה 4.5% האמורים.

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

באור 12 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):

ב. על פי הסכם השותפות המוגבלת יהיה הנאמן (השותף המוגבל) זכאי ל - 99.99% מההכנסות של השותפות המוגבלת וישא, בכפוף להגבלת אחריותו (עד לגובה הסכומים שיכניס להון השותפות המוגבלת), ב - 99.99% מההוצאות וההפסדים של השותפות המוגבלת.

ג. הסכם להעברת זכויות 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 נזקפה בשנת 2011 בגין החבות.

ביום 1 בספטמבר 1993 נתקבלה מאת משרד האנרגיה הערכה לפיה סה"כ העלות הנומינלית של הקיום האמורים הינה 1,456 אלפי ש"ח (סכום ההתחייבות בדולר נכון ליום 31.12.13 הינו כ- 839 אלפי דולר). עם זאת, הערכה זו אינה בגדר קביעה. 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 סייסמיים נוספים שהתקבלו. לגבי העלות של קווים סייסמיים אלו טרם נתקבלה הערכה.

ד. על פי הסכם השותפות המוגבלת, התקשרה השותפות בחוזה לביטוח אחריותם של נושאי משרה בשותף הכללי בשל כל פעולה שעשו בתוקף היותם נושאי משרה בשותף הכללי. גבול האחריות לפי פוליסת הביטוח הינו עד 15 מיליון דולר.

ה. ביום 29 בפברואר 2000, נחתם הסכם בין השותפות המוגבלת לבין חברה אוסטרלית MILLENNIUM 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).

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 נחתם ביום 21.4.2013 הסכם שענינו בהסדר שלפיו בגין התקופה שמינוי 2011 ועד סיום הקידוח שיבוצע אחרי קידוח מגד 6 (החברה האמורה זכאית להפסיק את ההסדר קודם לכן) לא תהיה החברה האמורה זכאית, בתקופת ההסדר, להשתתף בהכנסות (לרבות הכנסות שכבר נצברו לזכותה) ולא תהיה חייבת להשתתף בהוצאות.

ו. זכויות השותפות בנכסי נפט וגז:

(1) חזקת ראש העין

שטר החזקה I/11 ראש העין התקבל בחודש אפריל 2004 למשך 30 שנה החל מיום 1.4.2002 עם אפשרות להארכה לתקופה נוספת של 20 שנה. החזקה משתרעת על פני שטח של 243 קמ"ר. שטר החזקה ניתן בכפוף להוראות חוק הנפט תשי"ב 1952 ובכפוף לתנאים כפי שפורטו בשטר החזקה, שעיקרם הגשת תוכנית לפיתוח והפקה בפועל משטח החזקה.

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

באור 12 - התחייבויות תלויות והתקשרויות (המשך):

(2) רשיון מכבי

רשיון מכבי התקבל בחודש יוני 2006 לתקופה של 3 שנים. הוא משתרע על שטח של כ- 110 קמ"ר.
בישיבת מועצת הנפט שהתקיימה ביום 15.1.2013 המליצה המועצה לשר להוסיף חלק משטח רשיון מכבי לחזקת ראש העין בהתאם לסעיפים 48 ו- 49 לחוק הנפט. כמו כן, לשם עמידה במגבלות השטח הקבועות בחוק, ממליצה המועצה לגרוע שטח בגודל דומה מחזקת ראש העין. השטח שעליו הומלץ כי יתווסף לחזקת ראש העין, הינו שטח שהומלץ מבחינה גיאולוגית בהתאם לעמדת גורמי המקצוע והוועדה המקצועית (ולא כל השטח שהתבקש מלכתחילה על ידי השותפות).
השותפות טרם קיבלה את החלטת השר בעניין ואת היקף השטחים שיוחלפו כאמור.

ז. 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. DAFORE GROUP S.A. (להלן - "הקבלן") לקידוח באר מגד 6 ומגד 8 (עם אופציה לקידוחים נוספים). לאחר סיום קידוח מגד 6 השותף הכללי חתם על תיקון להסכם (שיעמוד בתוקף עד לסוף שנת 2014) לפיו הופחתו באופן משמעותי תעריפי התשלום בגין תקופות ההשבתה של מגדל הקידוח.

ח. אחסון הנפט המופק

בחודש מאי 2013 השותפות חתמה על הסכם שכירות של מיכל אחסון נפט. במיכל האחסון ניתן לאחסן עד ל-125,000 חביות נפט.
השותפות תחל לאחסן את הנפט במיכל האחסון ברבעון השני של 2014. תקופת ההסכם הינה לשבע שנים מהשלמת עבודות ההכנה הנדרשות ולשותפות קיימת אופציה להארכה נוספת (באותם תנאים של ההסכם הנוכחי) של שלוש שנים נוספות. בהסכם צוין כי למרות האמור במידה והזיכיון של המשכיר מהמדינה לא יוארך הסכם השכירות יפקע ביום 25.3.2017.
בהתאם להסכם השכירות השותפות מעמידה ערבות בסך כ-1,152 אלפי דולר להבטחת התחייבותה על פי ההסכם.

ט. תביעות

- א.** ביום 11.8.2013 התקבלה במשרדי השותפות עתירה למתן צו על תנאי וצו ביניים דחוף (בג"ץ 5559/13 להלן: "**העתירה**"). העותר הינו בעל יחידות בשותפות. העתירה הוגשה נגד הבורסה לניירות ערך בתל-אביב בע"מ (להלן: "**הבורסה**"), הרשות לניירות ערך (להלן: "**הרשות**"), השותפות, השותף הכללי וגבעות עולם נאמניות (1993) בע"מ. הסעדים המבוקשים בעתירה הינם כדלקמן:
- (1) מתן צו על תנאי המורה לבורסה ולרשות להתייצב וליתן טעם מדוע לא יבוטל סעיף 5 להנחיות הזמניות בדבר "מחיר מזערי של מניה" אשר התווסף להנחיות הזמניות בהחלטת דירקטוריון הבורסה מיום 2.5.2013.
- (2) מתן צו ביניים דחוף נגד הבורסה והרשות המורה להן להימנע מנקיטת צעדים כל שהם ליישום הוראות סעיף 5 הנ"ל, לרבות מרישום ניירות ערך חדשים למסחר ולהתלות את תוקפו וזאת עד לאחר שבית המשפט ייתן את פסק דינו בעתירה.
- ביום 6.11.2013 התקבלה החלטת בית המשפט העליון המורה על מחיקת העתירה.

- ב.** ביום 4.10.2013 התקבל אצל המפקח כתב תביעה (ת.א 6082-10-13) מטעם חמישה בעלי יחידות נגד המפקח ונגד גבעות עולם נאמניות (1993) בע"מ (להלן: "**המשיבים**"). בכתב התביעה מבוקש כי בית המשפט ייתן צו עשה המחייב את המשיבים לכנס אסיפה כללית של בעלי היחידות אשר סדר יומה יהיה החלפת המפקח של השותפות. ביום 20.11.2013 הוגש כתב הגנה מטעם המשיבים. כמו כן הוגשה בקשה מטעם השותף הכללי והשותפות להצטרף להליך אשר נדחתה על ידי בית המשפט.
לתביעות המפורטות אין השלכות כספיות על השותפות.

באור 13 - מגבלות חקיקה:

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

חיפוש נפט בישראל מוסדרים בעיקר בחוק הנפט, תשי"ב-1952 (בפרק זה: "החוק" או "חוק הנפט"), ובתקנות שהותקנו מכוחו. החוק מתנה עיסוקו של אדם בחיפוש או הפקת נפט בהרשאה מוקדמת שתינתן על ידי נציגיה המוסמכים של המדינה לפעילות כאמור. החוק קובע, בין היתר, כי לא יחפש אדם נפט אלא על פי "היתר מוקדם", "רשיון" או "שטר חזקה" (כהגדרתם בחוק) ולא יפיק אדם נפט אלא על פי רשיון או שטר חזקה.

חוק הנפט קובע בין היתר כי בעל חזקה המפיק נפט ישלם למדינה תמלוג בשיעור שמינית מכמות הנפט שהופקה משטח החזקה ונוצלה, למעט כמות הנפט שהשתמש בה בעל החזקה בהפעלת שטח החזקה, אך בכל מקרה לא יפחת התמלוג מתמלוג מינימלי שנקבע בחוק.

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

ב. הנחיות הממונה על ענייני הנפט

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

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

באור 13 - מגבלות חקיקה (המשך):

ג. תנאי סף להגשת בקשות לקבלת נכסי נפט

ביום 9.3.2010 פרסם משרד התשתיות הלאומיות הודעה מטעם הממונה על ענייני הנפט הכוללת הנחיות באשר להגשת בקשות לדין במועצת הנפט מס' 2/10 (להלן: "הנחיות מרץ 2010"), שעיקריהן כדלקמן:

בבקשות יש לכלול את כל הפרטים והמסמכים הנדרשים בהתאם לחוק ולתקנות. מבלי לגרוע מכלליות האמור לעיל, יצוין כי בקשות להיתרים מוקדמים חייבות לכלול גם את הפרטים המפורטים בתקנה 1 לתקנות הנפט, בקשות לזכות קדימה חייבות לכלול גם את הפרטים המפורטים בסעיף 7א לחוק הנפט ובתקנה 5א לתקנות הנפט ובקשות לרשיונות חייבות לכלול גם את הפרטים המפורטים בסעיף 15 לחוק הנפט ובתקנה 6 לתקנות הנפט. בקשות המתייחסות לשטחים בים חייבות להתאים גם לתקנות הנפט (עקרונות פעולה לחיפוש נפט בים), התשס"ו-2006 (להלן: "תקנות לחיפוש בים"). מבלי לגרוע מכלליות האמור לעיל, על הבקשות לקבלת זכויות (לרבות היתרים מוקדמים) לכלול, בין היתר:

- (1) רשימת קואורדינטות ברשת ישראל חדשה ומפת השטח המבוקש, תאור הרקע הגיאופיזי/גיאולוגי לבקשה, תוכנית עבודה עם לוח זמנים לביצוע בשלבים והערכת עלות הביצוע.
- (2) הרקע המקצועי של הצוות: הרכב הקבוצה המגישה בקשה לנכס נפט חייב לכלול (א) חברה או קבוצה אשר בה לפחות אחד בעל השכלה באחד התחומים הבאים: גיאולוגיה, גיאופיזיקה, אקספלורציה, הנדסת קידוחים, הנדסת מאגרים והנדסת הפקה, וניסיון בתחום של 10 שנים לפחות, (ב) מפעיל (חברה או קבוצה) בעל ניסיון בניהול ובביצוע פרויקט אחד לפחות בתחום חיפוש או הפקה נפט או גז בהיקף של 10 מיליון דולר - לזכות ביבשה ו- 100 מיליון דולר - לזכות בים.
- (3) על הקבוצה להציג הסכמים שנחתמו בין כל השותפים לבקשה וכוללים התחייבות לביצוע הפרויקט נשוא הבקשה, ולהציג הסכמה של השותפים על מפעיל מתוך חברי הקבוצה.
- (4) הצגת מכתב כוונות להתקשרות עם קבלן גיאופיזי (כאשר נדרש סקר גיאופיזי בתוכנית העבודה), ובמקרה של צורך בביצוע קידוח - הצגת מכתב כוונות להתקשרות עם קבלן קידוח.
- (5) הוכחת יכולת כלכלית והוכחה למקורות הכספיים העומדים לרשות המבקש, על פי סעיף 76 לחוק הנפט.
- (6) בקשות לרשיונות תכלולנה פרוספקט לקדיחה בשטח המבוקש.
- (7) בקשות לזכות קדימה תכלולנה התחייבות לביצוע תוכנית העבודה ולהשקעת הסכום הנדרש בחיפוש הנפט בהתאם לסעיף 7א לחוק הנפט.
- (8) בקשות לפי סעיף 76 לחוק הנפט, תפרטנה באופן ברור את סוג הבקשה והרקע לה. הבקשה תהיה חתומה בידי מעבירי הזכות ומקבלי הזכות ותכלול, בין היתר, אישורים מקוריים על זכויות חתימה של מגישי הבקשה (המעביר והנעבר, הגורם מבקש השעבוד והגורם עליו מוטל השעבוד וכו'), בהתאם לסוג הבקשה. במידה ומדובר בבקשה של אחד מהשותפים בזכות, יש לצרף אישור של שאר השותפים כי אין מניעה מצידם לקיום הבקשה.
- (9) בבקשות להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט, תיבדק מחדש היכולת המקצועית והכלכלית של הקבוצה שמחזיקה בזכות, בהתאם להרכב החדש המוצע לאחר ביצוע ההעברה, ובהתאם לכך, יש לצרף לבקשה את כל המסמכים הנדרשים להוכחת יכולת מקצועית וכלכלית, כאילו מדובר בבקשה ראשונה לקבלת זכות.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

באור 13 - מגבלות חקיקה (המשך):

10) בבקשות לאישור שעבוד – יצורף הסכם שעבוד (הסכם חתום מותנה באישור הממונה, או טיוטה סופית מאושרת בידי הבנק) ופירוט תנאי השעבוד. מובהר – אישור לשעבוד אינו אישור למימוש שעבוד.

להלן פירוט היכולות הכלכליות הנדרשות ביחס לקידוחים ביבשה:

1) לרישיון או להיתר מוקדם עם זכות קדימה ביבשה - מלוא עלות ביצוע תוכנית העבודה בתוספת 50% מעלות ביצוע הקידוח. העלות המשוערת הממוצעת לביצוע קידוח ביבשה היא 10 מליון דולר.

2) החברה או הקבוצה המבקשת תיחשב בעלת יכולת כלכלית מתאימה אם יש ברשותה רכוש נזיל (מזומן, פיקדונות, ניירות ערך) בסכומים המפורטים בס"ק (1) או (2) והון עצמי בשווי הסכומים הללו.

3) בבחינת היכולת הכלכלית של מגיש הבקשה, ינוכו מהרכוש וההון שהוצג התחייבויותיו הקיימות בגין רישיונות, היתרים או כל זכות אחרת שהוענקה לפי חוק הנפט, וכן התחייבויות תלויות אחרות שיתגלו 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:

1) ניסיון של החברות או הקבוצות המבקשות;

2) עמידת המבקשות בעבר בביצוע תכניות עבודה בזכויות לפי חוק הנפט;

3) תכנית העבודה, ובכלל זה רקע גיאולוגי, לוח הזמנים, היקף (שטח ועומק) ואינטנסיביות הסקרים המתוכננים ומידת ההשקעה;

4) שיקולים של טובת המשק לרבות שיקולי תחרות.

5) אין באמור כדי לגרוע מסמכות השר בהתאם לחוק להכריז על תחרות במקום בו הוגשו מספר בקשות לזכויות.

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

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

1) בקשות לפי סעיף 76 לחוק הנפט יידונו בהתאם להודעה ולתנאים המפורטים בהנחיות שפרסם הממונה על ענייני הנפט במשרד התשתיות הלאומיות.

2) בקשות יש להגיש בהתאם להוראות הדיון ובהתאם לפרטים ולתנאים המפורטים בהנחיות מרץ 2010 (המתוארות לעיל), על פי העניין, ובהתאם להבהרות המפורטות להלן.

3) לענין בקשות לרשיונות מכח זכות קדימה, בקשות להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט ובקשות לתוספת שטח לפי סעיף 49 לחוק הנפט, אשר תכנית העבודה הכוללת

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

באור 13 - מגבלות חקיקה (המשך):

ביחס לשטח נושא הזכות המבוקשת (לרבות קידוחים) עולה על מיליון דולר תידרש הקבוצה אשר תהיה בעלת הזכות לכלול מפעיל, כהגדרתו להלן, אשר יהיה שותף בזכות הנפט המבוקשת בשיעור של 5% לפחות. "מפעיל" – תאגיד בעל נסיון בניהול, פיקוח וביצוע של חיפוש נפט. המפעיל יהיה האחראי לביצוע כל הפעולות המקצועיות הקשורות לחיפוש הנפט בזכות בה הוא שותף.

(4) המפעיל לענין זכות יבשתית יהיה בעל נסיון בביצוע חיפוש נפט בהיקף הוצאות של לפחות 10 מיליון דולר בשדה נפט אחד ביבשה ב- 5 השנים האחרונות. בבקשות לרשיונות מכח זכות קדימה, בקשות להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט ובקשות לתוספת שטח לפי סעיף 49 לחוק הנפט תיבחן היכולת הכלכלית לפי חלקו היחסי של כל בעל אחזקות ברשיון ותידרש עמידה בדרישות המפורטות בהנחיות, וכן תידרש הצגת מכתב התחייבות לעמידה בדרישות הכלכליות. ניתן יהיה להוכיח עמידה בדרישות הכלכליות באמצעות שותף אחד בזכות המבוקשת אשר יחזיק ב- 10% לפחות.

ה. מגבלות על העברת זכויות ברשיונות לחיפוש 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", כשמשמעותם בחוק ניירות ערך, התשכ"ח-1968.
- מובהר בזאת, כי, ככלל, העברה של זכויות אשר נובעות מזכויות שהוקנו מאת המדינה מלכתחילה ללא תשלום, לא תאושר, אלא בנסיבות מיוחדות.
- בקשות מיוחדות כאמור להעברת זכויות תיבחנה, בין היתר, בשים לב לשיקולים הבאים:
 - (1) עמידה בכל הדרישות למתן זכות על פי הנחיות הממונה על ענייני הנפט במשרד התשתיות הלאומיות כפי שתפורסמה מזמן לזמן ועל פי כל דין;
 - (2) מידת התרומה של ההעברה לקידום הפעילות בתחום חיפוש הנפט והגז;
 - (3) היתרון שבהעברת הזכות על פני החזרתה למדינה;
 - (4) שיקולים של בטחון המדינה, יחסי החוץ של המדינה, תחרות וטובת הציבור;

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

באור 13 - מגבלות חקיקה (המשך):

- (5) משך הזמן בו הזכות תקפה (ככלל לא תיבחנה בקשות הנוגעות לרישיונות התקפים פחות משנה, אלא אם במהלך שנה זו הושקעו על ידי בעל הזכות (להלן: "המעביר"), לפחות 25% מעלות תוכנית העבודה הכוללת);
- (6) גובה ההשקעה בתוכנית העבודה ואופן ביצוע אבני הדרך של התכנית;
- (7) פרק הזמן שנותר עד לתום תקופת הזכות (ככלל לא תאושרנה בקשות לגבי זכויות אשר הזמן שנותר עד לתום תקופת הזכות אינו עולה על חצי שנה);
- (8) חוסנו הכלכלי ויכולותיו המקצועיות של הגורם אשר מבקשים להעביר אליו את הזכות (להלן: "הנעבר"). לא תאושרנה בקשות לענין נעבר אשר החוסן הכלכלי והרמה המקצועית שלו אינן לפחות כמו אלה של המעביר;
- (9) התאמה בין התמורה בעסקת ההעברה ככל שקיימת, לגובה ההשקעות שנעשו. 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.

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

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

2. הנחיות להגשת בקשות לדיון בישיבת מועצת הנפט

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

- (1) לעניין בקשות לרישיונות מכח זכות קדימה, בבקשות 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 תיירש הקבוצה אשר תהיה בעלת הזכות לכלול מפעיל, כהגדרתו להלן, אשר יהיה שותף בזכות הנפט המבוקשת בשיעור של 5% לפחות.
- "מפעיל" - תאגיד בעל נסיון בניהול, פיקוח וביצוע של חיפוש נפט. המפעיל יהיה האחראי לביצוע כל הפעולות המקצועיות הקשורות לחיפוש הנפט בזכות בה הוא שותף.
- (2) המפעיל יידרש לעמוד בתנאים המפורטים להלן:
- המפעיל לעניין זכות יבשתית יהיה בעל ניסיון בביצוע חיפוש נפט בהיקף הוצאות של לפחות 10 מיליון דולר בשדה נפט אחד ביבשה ב-5 השנים האחרונות;
- (3) בבקשות לרישיונות מכח זכות קדימה, בבקשות להעברת זכויות לפי סעיף 76 לחוק הנפט ובבקשות לתוספת שטח לפי סעיף 49 לחוק הנפט תיבחן היכולת הכלכלית לפי חלקו היחסי של כל בעל אחזקות ברישיון ותיירש עמידה בדרישות המפורטות בהנחיות וכן תיירש הצגת מכתב התחייבות לעמידה בדרישות הכלכליות. ניתן יהיה להוכיח עמידה בדרישות הכלכליות באמצעות שותף אחד בזכות המבוקשת אשר יחזיק ב-10% לפחות.

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

באור 13 - מגבלות חקיקה (המשך):

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

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

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

ט. ערבויות ביצוע

ביום 29.10.2012 התקבלה במשרד האנרגיה והמים החלטה לפיה בעלי רישיונות לחיפוש גז טבעי ונפט ובעלי חזקות יחויבו להגיש ערבויות ביצוע להבטחת עמידתם בתוכניות העבודה. בהחלטה נכתב כי היא התקבלה על מנת להגביר ולהדק את הפיקוח והאכיפה בתחום ולאור חשיבותו העצומה של ענף חיפוש הנפט והגז הטבעי למשק הישראלי, וכן כי ההחלטה התקבלה במסגרת הסמכויות הקיימות לממונה על ענייני הנפט ובהתאם לחוק הנפט.

ביום 29.10.2012 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 רשיון חדש ביבשה יש להפקיד במשרדי אגף הנפט במינהל אוצרות טבע, ערבות ביצוע בגובה 10% מעלות תוכנית העבודה כולל קידוח ראשון.

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

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

לצורך קביעת גובה הערבויות על המפעילים ברישיונות הקיימים להמציא תקציב מעודכן של עלות תוכנית העבודה עד לתאריך 30.11.2012. התקציב המעודכן ייבדק ויאושר על ידי הממונה.

ערבות הביצוע תהיה בתוקף במשך כל תקופת הרשיון ותוחזר באחד מהמקרים כדלהלן:

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

באור 13 - מגבלות חקיקה (המשך):

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

המחזיק הרשיון הגיע לתגלית, ביצע את תוכנית העבודה, לא גרם נזקים (לסביבה או אחרים) בביצוע העבודות וקיבל חזקה. במקרה כזה, תידרש ערבות ביצוע לחזקה שתיקבע באופן פרטני לכל חזקה. רק לאחר מסירת ערבות ביצוע בגין החזקה, תוחזר ערבות הביצוע שהוגשה בגין הרשיון. ככל שלא תופקד ערבות בהתאם למועד ולתנאים האמורים לעיל, ינקוט הממונה בכל ההליכים והסנקציות העומדות לרשותו על פי דין, לרבות שלילת זכות הנפט. הממונה רשאי לחלט את הערבות או חלק ממנה, במידה והמחזיקים הפרו את הוראות הדין, תנאי הזכות או את הוראות הממונה וזאת לאחר שהממונה נתן למחזיקים התראה בגין הליקויים או הפגמים לתקופה שלא תפחת מ- 30 ימים.

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

י. ערבויות למניעת נזקים

ביום 9.12.2012 התקבלה במשרד האנרגיה והמים החלטה לפיה בעלי רישיונות לחיפוש גז טבעי ונפט ובעלי חזקות יחויבו להגיש ערבויות למניעת נזקים

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

עוד פורסם ביום 9.12.2012 על-ידי משרד האנרגיה והמים נוסח של הנחיות הממונה להגשת ערבויות למניעת נזקים (להלן בסעיף זה "ההנחיות") לפיהן הוחלט לדרוש מהמחזיקים בזכויות לפי חוק הנפט, להגיש ערבויות למניעת נזקים, העלוילים להיגרם עקב פעילותו של בעל הזכות במהלך ביצוע תוכנית העבודה ובכלל זה כל נזק אשר עלול להיגרם מאי ביצוע של נטישת קידוח כראוי בעת סיומו על פי הפרסום באתר משרד האנרגיה והמים, ההנחיות מפורסמות במקביל לשימוע של הציבור, וכי את הערות הציבור יש להעביר עד לתאריך 1.1.2013. לאור האמור לעיל, במועד דוח זה קיימת אי בהירות בדבר תוקפן המחייב של ההנחיות ובדבר הנוסח הסופי של ההנחיות לאחר שימוע הציבור כאמור לעיל.

להלן עיקרי ההנחיות הנוגעות לרישיונות בחזקות ביבשה:

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

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

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

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

באור 13 - מגבלות חקיקה (המשך):

עוד נכתב בהחלטה כי מדובר בסדרה שנייה של הנחיות, מתוך מכלול רחב של הנחיות, אשר יובילו להגברת הפיקוח והבקרה וכן לשמירה על הסביבה. לשם כך, פועל משרד האנרגיה והמים במנגנון משולש, הכולל: ערבות ביצוע (ראו סעיף (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.

יא. הנחיות סביבתיות לקידוחי נפט וגז טבעי ביבשה

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

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

- (1) התוכנית ותסקיר השפעה על הסביבה (להלן: "התסקיר") יוגשו למוסד התכנון אשר יסתייע בחוות דעת מאת המשרד להגנת הסביבה, הממונה על הנפט, משרד החקלאות, רשות הטבע והגנים הלאומיים, המכון הגיאולוגי, רשות המים ועוד. כמו כן צוין כי: התוכנית והתסקיר יכללו הערכה של ההשפעות הסביבתיות של תוכנית הפיתוח וההפקה המוצעת.
- (2) יש להתאים את ההערכה לתוכנית הפיתוח וההפקה אליה מתייחס התסקיר.
- (3) המסמך יוכן על פי ההנחיות אשר יותאמו לתנאים הקיימים בתחום התוכנית ויכלול, לכל הפחות, את הפרקים והנושאים הבאים:

- א) תיאור הסביבה הקיימת אליה מתייחסת התוכנית לרבות שימושי וייעודי קרקע, מאפיינים הידרולוגיים והידרו גיאולוגיים, יחידות נוף, צומח, חי, אתרי ארכיאולוגיה ומורשת, טאורולוגיה, איכות האויר, תחבורה, רעש, באיזור שעלול להיות מושפע מביצוע התוכנית.
- ב) סיבות לעדיפות מיקום התוכנית המוצעת וחלופות מיקום וטכנולוגיה אפשריות. מיקום מתקנים נלווים וצנרת ההולכה, קביעת מיקום קידוחי ההפקה בהקשר לניתוח המבנה ומיקום שכבת המטרה, לרבות יעודי קרקע, שטחים פתוחים וערכיות נופית, מערכות אקולוגיות, נוף וחזות; צמידות דופן, הידרו גיאולוגיה, תשתיות פיתוח קיימות ומתוכננות (כגון דרכי גישה, תחבורה; מים, חשמל), שימושי קרקע רגישים (מבחינת קירבה למגורים או שהייה של אוכלוסייה רגישה עומס זיהום האויר באזור הקידוח).
- ג) תיאור הפעולות הנובעות מביצועה של התוכנית המוצעת אשר יתייחס לכל שלבי ההקמה, הקדיחה, המבחנים המתוכננים וההפקה.
- ד) הערכת ההשפעות הסביבתיות הצפויות להתפתח עקב ביצוע התוכנית ואמצעים למניעתן או מזעורן.
- ה) ממצאי התסקיר והצעות לאמצעים למניעת השפעות שליליות על הסביבה שיש לכלול בהוראות התוכנית.

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

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

באור 13 - מגבלות חקיקה (המשך):

י. הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט

לאחר תאריך המאזן, ביום 13.2.2014 פורסמה באתר האינטרנט של משרד התשתיות הלאומיות, האנרגיה והמים הודעה בדבר פרסום הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט. ההנחיות פורסמו ע"י הממונה, ועל פי ההודעה יפעל הממונה לפי הנחיות אלו החל מיום פירסומן. כן צוין, כי הציבור מוזמן להעיר הערותיו לנוסח ההנחיות עד ליום 6.3.2014.

להלן עיקרי ההנחיות, כפי שפורסמו:

1. ההנחיות הינן למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט (זכויות הנפט של השותפות הינן חזקה ראש העין ורשיון מכבי), בהתאם להוראות סעיף 65 בחוק הנפט, לפיהן יידרשו מבקשי זכויות נפט ומחזיקי זכויות נפט להגיש בטחונות כדלהלן:

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

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

2. ערבות בגין חזקה קיימת

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

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

ג. בחזקות קיימות הערביות תופקדנה במשרדי אגף הנפט בתוך 45 ימים מפרסום הנחיות אלה.

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

3. ערבות בגין רשיון קיים

א. לגבי סכום הערבות ומועד הפקדתה, נקבע בהנחיות כי על מחזיקי רישיונות קיימים

ביבשה להפקיד ערבות בסכום השווה ל-500,000 דולר במועד המוקדם מבין אלה:

מועד אישור בקשה להארכת הרישיון.

מועד הגשת בקשה להעברת זכויות.

מועד הגשת בקשה לאישור קידוח.

45 ימים ממועד פרסום ההנחיות.

מצא הממונה כי התקיימו נסיבות חריגות המצדיקות זאת – יהיה הממונה רשאי לדרוש

סכום ערבות נמוך או גבוה מהסכום המופיע בסעיף 1.1 לעיל וזאת מטעמים שיירשמו.

4. טרם ביצוע קידוח יידרשו המחזיקים ברישיונות להגיש ערבות נוספת, עם קבלת בקשה לאישור הקידוח לה תצורף תוכנית הקדיחה, יקבע הממונה את גובה הערבות הנוספת בהתאם למאפייני הקידוח ותוכנית הקדיחה, יודיע על כך למחזיק הרישיון בכתב, ומחזיק הרישיון יפקיד את הערבות הנוספת במשרדי אגף הנפט. בכל מקרה גובה הערבות הנוספת לרישיונות ביבשה לא יפחת מסכום בשקלים חדשים השווה ל-150,000 דולר.

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

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

7. באשר לדרישות הביטוח המפורטות בהנחיות תבחן השותפות אם נדרשים התאמות או שינויים כלשהם בפוליסות הקיימות ברשותה.

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

באור 13 - מגבלות חקיקה (המשך):

8. באשר לדרישת הערבות הנכללת בהנחיות, לפי נוסחן הנוכחי, יצוין כי למיטב הבנת השותף הכללי העמדת ערבויות כאמור בהנחיות תכביד על תוכנית הפיתוח של חזקת ראש העין.

בכוונת השותפות ללמוד ולבחון את ההנחיות האמורות.
לאחר תאריך המאזן, ביום 27.3.2014 פורסם באתר משרד האנרגיה והמים על דחיית תחולתן של ההנחיות עד ליום 15.5.2014.

הגנת הסביבה

יג.

- (1) ביום 14 במארס 2011 פרסם המשרד להגנת הסביבה הנחיות ראשוניות להגנת הסביבה לקידוחי נפט וגז וביום 22 במארס 2011 הונחה על שולחן הכנסת הצעת חוק הנפט (תיקון - הגנת הסביבה), התשע"א - 2011, אשר מתייחסים לפיקוח מוגבר ודרישה לקיום אמצעי מניעת דליפה וטיפול בדליפה כתנאי לקבלת וחינוש רישיון קידוח וחיפוש נפט. מדובר בהצעת חוק שטרם אושרה, ואשר טרם ניתן להעריך את השפעתה על השותפות.
- (2) ביום 1 באפריל 2012 נכנס לתוקף חוק הגנת הסביבה (פליטות והעברות לסביבה - חובות דיווח ומרשם), התשע"ב- 2012 (בסעיף זה - "החוק"), שמטרתו להגביר את שקיפות המידע הסביבתי ולעודד מפעלים להפחית פליטות והעברות של חומרים מזהמים ופסולת לסביבה.
- (3) החוק מטיל חובות דיווח על מפעלים בעניין פליטות והעברות של חומרים מזהמים ופסולת מהמפעלים לסביבה, ומסדיר את מנגנון הדיווח, את מועדי הדיווח ואת מדידת הזיהום. הדיווחים יכללו במרשם של פליטות והעברות של חומרים מזהמים והעברות של פסולת, אשר ינוהל במשרד להגנת הסביבה ויועמד לעיון הציבור. חובת הדיווח היא על פליטות מעל סף מסוים שנקבע בחוק עבור כל חומר מזהם. על פי החוק, על מעבידים ועל נושאי המשרה בתאגיד מוטלת החובה לפקח ולעשות כל שניתן למניעת ביצוע עבירה לפי החוק בידי התאגיד ובידי עובד מעובדיו. טרם ניתן להעריך את השפעת החוק על השותפות.
- (3) ביום 9.1.2012 פרסם משרד האנרגיה והמים טיוטא של קוד סביבה ובטיחות לחיפוש והפקת נפט וגז טבעי ביבשה. המסמך הופץ להתייחסות החברות הפועלות בתחום והגופים הירוקים. המסמך בנוי משלושה חלקים מרכזיים:
 - א. מניעת מפגעים סביבתיים, בו מוצגות הדרישות למסמכים הסביבתיים כתנאי לקבלת רשיון 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 לרשיון לצרכי חיפוש - קידוחי ניסיון ומבחני שאיבה ולהנחיות להכנת תסקיר השפעה על הסביבה המלווה לרשיון לחזקה - קידוחי הפקה, מבחני שאיבה והקמת מתקנים נלווים.

הצעת חוק לתיקון פקודת השותפויות (מס' 5) (ממשל תאגידי בשותפות מוגבלת ציבורית)

יד.

ביום 21 בינואר 2014 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 חיפוש 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 ההשתתפות. 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. לדוגמא, 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 וועדת דוחות כספיים, חובת מינוי יו"ר דירקטוריון ומנהל 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 ביד רוב מקרב בעלי יחידות ההשתתפות שאינם השותף הכללי או גורמים הקשורים, גמול והחזר הוצאות לדירקטורים חיצוניים, משך הכהונה של דירקטורים חיצוניים, הפסקת כהונה של דירקטורים חיצוניים, מינוי המפקח על ידי האסיפה הכללית ביד רוב מקרב בעלי יחידות ההשתתפות שאינם השותף הכללי או גורמים הקשורים 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.

טו.

החוק לקידום התחרות ולצמצום הריכוזיות, התשע"ד 2013 (להלן: "חוק הריכוזיות") ביום 11 בדצמבר 2013 (להלן: "יום התחילה") פורסם ברשומות חוק הריכוזיות, אשר קבע, בין היתר, כי לרגולטורים סמכות לשקול שיקולי תחרותיות ענפית ושיקולי ריכוזיות כלל משקית, במסגרת הקצאת נכסי הציבור על-ידי המדינה, כדי להבטיח את הגברת התחרותיות הענפית ואת ביזור הריכוזיות הכלל משקית. על-פי חוק הריכוזיות, רגולטור לא יקצה לגוף המנוי ברשימת הגורמים הריכוזיים שתפורסם ברבים ואשר תקבע על בסיס קריטריונים שנקבעו בחוק הריכוזיות, זכות (לרבות חוזה) בתחום פעילות שבו נעשה שימוש בתשתית חיונית או במשאב ציבורי או שבמסגרתו מוענק שירות חיוני לציבור, המנוי בחוק הריכוזיות, (להלן: "תחום תשתית חיונית"), אלא לאחר שמצא שלא תיגרם פגיעה של ממש לתחום שבו מוקצת הזכות ולהסדרת התחום האמור בשל אי ההקצאה, וכן לאחר שלקח בחשבון שיקולי מניעת הרחבת הפעילות של הגורם הריכוזי, בשים לב לתחומי הפעילות הנוגעים לענין ובהתחשב בזיקה ביניהם (להלן: "שיקולי ריכוזיות כלל משקית"). טרם הקצאת זכות בכל תשתית חיונית לרבות בתחום פעילות שלגביו מוענקת זכות נפט או בתחום פעילות שלגביו נדרש רשיון אחסון או רשיון למתקן גט"ן לפי חוק משק הגז הטבעי) לשותפות על הרגולטור לשקול שיקולי ריכוזיות כלל משקית. על אף האמור לעיל, ההוראות כאמור בענין שיקולי ריכוזיות כלל משקית לא יחולו ביחס להקצאת זכות נפט למי שבמועד ההקצאה יש לו לרבות רשיון הנדרש לתחום פעילות שאינו זכות נפט אחרת לגבי אותו שטח. בנוסף, בעת הקצאת זכות תחום תשתית חיונית, על הרגולטור לשקול שיקולים של קידום התחרותיות הענפית, נוסף על כל שיקול אחר שעליו לשקול לפי דין לענין כאמור. תחילת תוקפן של ההוראות הנ"ל בהליכי הקצאת זכות תוך שנה מיום התחילה, ובמקרה של הארכת תוקפה של זכות תוך שלוש שנים מיום התחילה. נכון למועד פרסום הדוח, השותפות אינה יכולה להעריך את היקף השפעת חוק הריכוזיות על השותפות.

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

באור 13 - מגבלות חקיקה (המשך):

טז. שיעבודים וערבויות

להבטחת התחייבויות השותפות המוגבלת לספקים ונותני שירותים שונים, נמסרו ערבויות
בנקאיות בסך כולל של 2,829 אלפי דולר (ראה באור 5 לעיל).

באור 14 - הון השותפות:

א. ההרכב:

31 בדצמבר 2012	31 בדצמבר 2013				
	סך הכל	משקיעים אחרים*	השותף הכללי	בעלי היחידות	
אלפי דולר	אלפי דולר	אלפי דולר	אלפי דולר	אלפי דולר	
84,299	84,299	100	8	84,191	הון השותפות בניכוי הפסד נצבר
(62,445)	(73,560)		(6)	(73,554)	
<u>21,854</u>	<u>10,739</u>	<u>100</u>	<u>2</u>	<u>10,637</u>	

* ראה באור 12 ה'.

ב. התנועה ביחידות ההשתתפות ובכתבי האופציה:

יחידות השתתפות	כתבי אופציה	
(באלפים)		
546,098	10,022,976	יתרה ליום 1 בינואר 2011
(546,825) (273)	546,056	מימוש של כתבי אופציה ליחידות השתתפות פקיעה של כתבי אופציה
<u>0</u>	<u>10,569,032</u>	יתרה ליום 31 בדצמבר 2011, 2012, 2013

* 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 בע"מ.

ביום 1.12.2111 נרשמו למסחר 230,236 יחידות השתתפות נוספות. רישום זה נעשה מפני
שמימושי כתבי אופציה מהסדרות 1 עד 12 של מחזיקים הרשומים בפנקס שבוצעו בשנים
2008-2010 לא דווחו על פי הטופס המתאים 3 ובעקבות זאת יחידות ההשתתפות שנובעות
ממימוש כתבי האופציה לא נרשמו למסחר בבורסה.

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

באור 15 - צדדים קשורים ובעלי ענין:

א. בסעיפי המאזן נכללות יתרות של צדדים קשורים כדלהלן:

31 בדצמבר		באור	
2012	2013		
אלפי ש"ח			
7,504	11,221	12 א'	התחייבות בגין תמלוגים לשותף הכללי
25	540	12 א'	זכאים ויתרות זכות

31 בדצמבר	
2012	2013
אלפי דולר	
41	33

יתרת החובה השוטפת של בעל עניין הגבוהה ביותר לתקופה של 12 חודשים לפני תאריך המאזן

ב. סעיפי דו"ח הרווח וההפסד נכללו:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2011	2012	2013
אלפי דולר		
841	289	540
1	-	-
48	22	23
83	170	68
3,219	4,206	3,717

(1) הוצאות לצדדים קשורים
דמי מפעיל לשותף הכללי (בעל השליטה בשותפות)
דמי שכירות לדירקטור בשותף הכללי
בטוח דירקטורים בשותף הכללי
תשלומים לקרוב לצד קשור לשותפות*
תמלוגים לשותף הכללי

* בשנים 2011 ו-2012 בניהם של דירקטורים בשותף הכללי שהועסקו בעבר בשותפות. בשנת 2013 חברה בבעלות קרוב משפחה של דירקטור בשותף הכללי.

(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

ביום 14.8.2013 התקיימה אסיפה כללית של בעלי היחידות שעל סדר יומה נכללו הצעות החלטה כדלקמן:

1. אישור החלטה רגילה לביצוע הנפקת זכויות.
2. אישור הצעת החלטה מיוחדת להוספת פסקה להסכם השותפות המוגבלת לעניין חלוקת רווחים במקרה של הנפקת אג"ח ו/או קבלת הלוואה.
3. אישור החלטות מיוחדות לשינויים בהסכם השותפות המוגבלת ובהסכם הנאמנות בעניינים שלגביהם התחייב השותף הכללי במסגרת תשקיף המדף שיכללו באסיפה הבאה שתוכנס.
4. בכפוף לאישור הנפקת הזכויות ע"י האסיפה הכללית הובאה לאישור האסיפה הצעת החלטה כוללת לשינוי תנאי התגמול של השותף הכללי.
5. הצעת החלטה לתשלום דמי ניהול עבור שירותי הניהול המוענקים ע"י המנכ"ל.

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

באור 16 - אסיפה כללית של בעלי יחידות ההשתתפות (המשך)-

6. הצעות החלטה בעניין מינוי מפקח נוסף לשותפות והוספת סעיפים להסכם הנאמנות המסדירים את דרך ההחלפה של המפקח.

בשל התנהגות של קבוצת משקיעים באסיפה הכללית, שלא איפשרה את המשכה התקין של האסיפה, הוחלט לבטל את האסיפה הכללית מבלי שהתקיימה הצבעה על הצעות ההחלטה שעמדו על סדר יומה של האסיפה.

ביום 21.11.2013 התקיימה אסיפה כללית של בעלי היחידות שעל סדר יומה הייתה הצעת החלטה לאישור החלטה רגילה לביצוע הנפקת זכויות, הצעת ההחלטה לא התקבלה.

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 לחיפוש נפט), התשמ"ט 1988 (להלן: "התקנות"). תוקף התקנות עד 31 בדצמבר 2010. למיטב ידיעת השותפות נכון למועד הדו"ח טרם הוארך תוקף התקנות האמורות. בחודש מרס 2014 אישרה וועדת הכספים הארכה של התקנות האמורות עד לסוף שנת 2014.

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

1) בתוך חמש שנים, מלוא תמורת ההנפקה המיידית תשמש לחיפוש נפט ולפיתוח נכסי נפט בישראל ברישיונות שפורטו בתשקיף המדף (להלן: "נכסי הנפט") ו/או בכל זכות נפט או היתר מוקדם שתקבל השותפות בהתאם להסכם השותפות המוגבלת.

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

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

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

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

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

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

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

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

גבעות עולם חיפוי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

באור 17 - היבטי מיסוי (המשך):

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 מהכנסות 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 שגוייס 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 ההמלצות, ביום 30 במרץ 2011 התקבל בכנסת חוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א-2011 (להלן: החוק) וביום 10 באפריל 2011 פורסם ברשומות. יישומן של ההמלצות והחוק יגרמו לשינוי בכללי המיסוי החלים על הכנסות השותפות, הכוללים בין היתר, הנהגת היטל רווחי נפט וגז לפי מנגנון שנקבע בחוק וביטול ניכוי האזילה. החוק כולל הוראות מעבר לגבי מיזמים מפיקים או כאלה שיחולו בהפקה עד שנת 2014. עיקרי הוראות החוק כלהלן:

(א) השארת שיעור התמלוגים למדינה ללא שינוי;

(ב) ביטול ניכוי האזילה;

(ג) הנהגת היטל רווחי נפט וגז;

ההיטל יחושב לפי מנגנון מוצע מסוג R פקטור, על פי היחס בין ההכנסות המצטברות נטו מהפרויקט לבין ההשקעות המצטברות כפי שהוגדרו בחוק. היטל מינימאלי של 20% ייגבה החל בשלב שבו יחס R פקטור יגיע ל-1.5, וככשעלה היחס יגדל ההיטל בצורה פרוגרסיבית עד לשיעור המקסימאלי עד הגעת היחס ל-2.3. כמו-כן, נקבע ששיעור ההיטל כאמור, יופחת החל בשנת 2016 במכפלה של 0.64 בהפרש בין שיעור מס החברות הקבוע בסעיף 126 לפקודת מס הכנסה לגבי כל שנת מס לבין שיעור המס 18%. בנוסף נקבעו הוראות נוספות לענין ההיטל, בין היתר, ההיטל יוכר כהוצאה לצורך חישוב מס הכנסה, גבולות ההיטל לא ייכללו מתקני יצוא; ההיטל יחושב ויוטל ביחס לכל מאגר בנפרד, תשלום על ידי בעל זכות נפט המחושב כשיעור מהנפט המופק, יהיה חייב מקבל התשלום בתשלום היטל בהתאם לגובה התשלום שקיבל, וסכום זה יופחת מסכום היטל שבו חב בעל זכות הנפט.

(ד) יינתן פחת מואץ על ההשקעות בשיעור 10%, עם אפשרות בחירה לפחת עד לגובה ההכנסה החייבת באותה שנה.

(ה) מיסוי שותפות נפט - בחוק נקבעו הוראות לגבי אופן חישוב ודיווח על רווחי השותפים בשותפויות העוסקות בחיפוי 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:

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% ;

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

באור 17 - היבטי מיסוי (המשך):

ב. במקרה בו עלה מקדם ההיטל בשנת המס שבה חל יום התחילה על 1.5, נקבעו כללים לאופן חישוב מקדם ההיטל בכל שנת מס שלאחריה.

ג. שיעור ההיטל שיוטל על רווחי הנפט של המיזם בכל אחת משנות המס 2012 עד 2015 יהיה שווה למחצית משיעור ההיטל שהיה מוטל על רווחי הנפט כאמור אילולא הוראות פסקה זו.

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

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

יצוין כי ניכוי האזילה בוטל במסגרת תיקון לתקנות מס הכנסה (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.

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

1. "תקופת הרצה" תהיה 48 חודשים במקום 24 חודשים;

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

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

(השותפות הגיעה כבר להפקה מסחרית כמשמעותה בחוק האמור).

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

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

באור 17 - היבטי מיסוי (המשך):

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

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

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

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

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

על פי הוראות סעיף 19 לחוק מיסוי רווחי נפט, התשע"א-2011 (להלן: "חוק מיסוי רווחי נפט"), השותף הכללי חייב להגיש לפקיד השומה דו"ח המאשר על ידי רואה חשבון על הכנסתה החייבת של השותפות או הפסדיה ובעת הגשת הדוח על השותף הכללי לשלם את המס הנובע ממנו, וזאת על חשבון המס שחייבים בו השותפים בשותפות בשנת המס שלגביה הוגש הדוח (היינו, על חשבון מחזיקי היחידות הזכאים כפי שיהיו ביום 31 בדצמבר של כל שנת מס). על פי הוראות סעיף 19 כאמור, המס אותו על השותף הכללי לשלם בעת הגשת הדוח, יחושב לפי שיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהינם חבר בני אדם ושיעור חלקם בשותפות של המחזיקים הזכאים שהינם יחידים, כאשר לעניין זה יראו את הכנסתם החייבת של היחידים כאילו חל עליה שיעור המס המרבי, למעט אם הוכח לפקיד השומה כי שיעור המס החל על אותו יחיד נמוך מהשיעור האמור.

השותפות שילמה בגין שנת 2012 סך של כ- 1,500 אלפי ₪ על חשבון המס שחייבים בו השותפים כאמור.

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

לאחר הגשת הדוח ותשלום המס הסופי ובדיקתו על ידי פקיד השומה, יוציא הנאמן תעודה בה תצוין ההכנסה החייבת המיוחסת לכל יחידת השתתפות וכן סכום המס ששולם על ידי השותף הכללי עבור מחזיקי היחידות בגין כל יחידת השתתפות של השותפות. הואיל ואין בידי השותף הכללי נתונים מלאים בדבר שיעור חלקם היחסי של המחזיקים הזכאים שהם חבר בני אדם ואלה שהינם יחידים לצורך חישוב שיעור המס כאמור תשלום המס שיבוצע על ידי השותף הכללי יהיה על פי שיעור מס שהינו ממוצע משוקלל. לפיכך כל מחזיק זכאי ידרש לעשות את ההתאמות הנדרשות במסגרת הדוח השנתי שלו המוגש לשלטונות המס בין חבות המס הנגזרת בגין חלקו כמחזיק זכאי בשותפות לבין תשלום המס ששולם על-ידי השותף הכללי והמיוחס לחלקו ובהתאם לשלם או לקבל החזר לפי העניין.

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

באור 18 - פירוטים נוספים לדוחות על הרווח הכולל:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2011	2012	2013
אלפי דולר		
958	1,917	3,160
1,341	1,332	2,686
2,299	3,249	5,846
(1,917)	(3,160)	(5,214)
382	89	632
689	879	1,238
9,094	* 3,273	17,924
678	126	530
106	-	202
33	1	20
15	1	-
115	160	74
169	177	129
3	* ----	149
11,284	4,706	20,898
(6,945)	-	-
4,339	4,706	20,898
(1,287)	-	-
161	-	-
(1,126)	-	-
3,213	4,706	20,898
(52)	(36)	-
3,161	4,670	20,898

א. הוצאות חיפושי נפט חומרים וציוד מתכלה:

מלאי בתחילת השנה
קניות, נטו

מלאי בסוף שנה
סה"כ חומרים וציוד מתכלה
משכורות ונלוות

שכירות, אחזקה, הכשרה וביצוע קידוח ומבחנים
דמי מפעיל

אבטחה
ביטוחים

נסיעות לחו"ל
אגרות ורשיונות

אחזקת רכב
פחת והפחתות

בניכוי - הוצאות קידוח שהווננו

בניכוי - מכירות נפט במהלך מבחני ההפקה:

סך מכירות
תמלוגים למדינה בעבור 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

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

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר		
2011	2012	2013
אלפי דולר		
409 **	376 **	474
163	163	163
8	6	6
275	318	287
243	395	304
260	-	-
57	34	38
106	94	227
20	18	19
36	62	78
176	79	114
13	3	-
16	15	22
1	2	-
1,783	1,565	-
(14)	(13)	-
1,769	1,552	1,732

ב. הוצאות והנהלה כלליות

משכורות ונלוות
דמי מפעיל
פחת והפחתות
שירותים מקצועיים
יעוץ משפטי
תמלוגים לשותף הכללי בתקופת מבחני הפקה
ביטוחים
שכירות, אחזקה ומשרדיות
תקשורת
אחזקת רכב
פרסום ויחסי ציבור
נסיעות ואירוח לחו"ל
מיסים ואגרות
אחרות
סה"כ
בניכוי חלק משקיעים אחרים*
סה"כ הוצאות נטו

* ראה ביאור 12 ה.

** יישום למפרע של שינוי מדיניות חשבונאית- ראה באור 2 (יט)(1)א'.

ג. הוצאות (הכנסות) מימון:

22	28	26
-	97	99
22	125	125
(299)	(292)	(127)
3		(25)
296	(292)	(152)
(274)	(167)	(27)

הוצאות מימון
עמלות בנק
הפרשי שער

הכנסות מימון
בגין פקדונות
הפרשי שער והפחתות

סה"כ

ד. עלות הפקת הנפט:

2011	2012	2013
אלפי דולר		
0	28	747
1,609	3,206	3,154
(28)	(747)	(32)
1,581	2,487	3,869

מלאי פתיחה
עלויות הפקה
מלאי סגירה
סה"כ

מלאי הנפט נמכר באופן שוטף ומוערך לפי תמחור עלות ההפקה לחבית. נכון ליום 31.12.2013 קיימת יתרת מלאי נפט של 2,181 חביות בסך כ-32 אלפי דולר בספרי השותפות. ביום 31.12.2012 היתה יתרת מלאי של 40,314 חביות בסך כ-747 אלפי דולר בספרי השותפות.

גבעות עולם חיפוי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

באור 19 - רווח ליחידת השתתפות:

חישוב הרווח הבסיסי ליחידת השתתפות ליום 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:

לשנה שהסתיימה ביום 31 בדצמבר			
2011	2012	2013	
אלפי דולר			
10,567,316	10,569,032	10,569,032	מספר יחידות ההשתתפות המשוקללות (באלפי יחידות)
			הרווח (ההפסד) ששימש בחישוב הרווח (ההפסד) ליחידת השתתפות (באלפי ש"ח)
2,467	(534)	(11,694)	רווח (הפסד) - חלקו של השותף המוגבל

באור 20 - מכשירים פיננסיים:

א. שווי הוגן של מכשירים פיננסיים

השווי ההוגן של המכשירים הפיננסיים המוצגים במאזני השותפות המוגבלת לימים 31 בדצמבר 2013 ו-2012 תואם או קרוב לערכם בספרים.

ב. מדיניות ניהול סיכונים

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

השותפות המוגבלת מתמקדת בפעולות לצמצום למינימום השפעות שליליות אפשריות על הביצועים הפיננסיים של השותפות המוגבלת.

ניהול הסיכונים מבוצע על ידי וועדה מיוחדת 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 נזילות.

ג. סיכוני שוק

סיכוני שוק נובעים מהסיכון שהשווי ההוגן או תזרימי המזומנים העתידיים של מכשיר פיננסי ישתנו כתוצאה משינויים במחירי שוק. סיכוני שוק כוללים שלושה סוגי סיכונים: סיכון מטבע, סיכון מחיר אחר וסיכון שווי הוגן בגין שיעור ריבית. לתאריך המאזן השותפות המוגבלת חשופה כדלקמן:

(1) סיכון מטבע

סיכון מטבע הינו הסיכון ששווי ההוגן של תזרימי המזומנים העתידיים של מכשיר פיננסי ישתנו כתוצאה משינויים בשערי חליפין של מטבע חוץ.

השותפות המוגבלת חשופה לסיכונים מטבע בעיקר בגין התחייבויותיה השוטפות ובגין התקשרויות הנקובות במט"ח.

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

גבעות עולם חיפוי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

תנאי הצמדה של היתרות הכספיות בדו"חות הכספיים

דוח בסיסי הצמדה

ל י ו ם 31 בדצמבר 2013

א ל פ י \$

סעיף/ בסיס הצמדה	ש"ח	ליש"ט	אירו	ללא הצמדה	לא כספי	סה"כ
רכוש						
מזומנים ושווי מזומנים	798	-	-	5,470	-	6,268
פקדונות לזמן קצר	583	-	-	1,359	-	1,942
לקוחות	-	-	-	1,732	-	1,732
אחרים	1,044	-	23	243	1,348	2,658
מלאי	-	-	-	-	5,246	5,246
פקדונות לזמן ארוך	1,242	-	-	660	-	1,902
רכוש קבוע	-	-	-	-	2,759	2,759
נכסי נפט וגז	-	-	-	-	6,180	6,180
סה"כ רכוש	3,667	-	23	9,464	15,533	28,687
התחייבויות						
ספקים ואחרים	4,969	145	20	1,475	-	6,609
התחייבות בשל תמלוגים לשותף הכללי	-	-	-	11,221	-	11,221
צדדים קשורים	-	-	-	540	-	540
הפרשות	-	-	-	309	-	309
התחייבות בשל סיום יחסי עובד- מעביד	269	-	-	-	-	269
סה"כ התחייבויות	5,238	145	20	13,545	-	18,948
סה"כ יתרות מאזניות נטו	-1,571	-145	3	-4,081	15,533	9,739

גבעות עולם חיפושי נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

באור 20 - מכשירים פיננסיים (המשך):

(2) סיכון ריבית

נכון ליום 31.12.12 מחזיקה השותפות המוגבלת בפקדונות שקליים ובפקדונות 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.

ד. סיכון אשראי

סיכון אשראי הוא סיכון להפסד כספי שיגרם לשותפות המוגבלת באם צד שכנגד למכשיר פיננסי לא יעמוד בהתחייבויותיו החוזיות והוא נובע בעיקר מהשקעה בפקדונות בבנקים. מדיניות השותפות המוגבלת היא להשקיע את עודפי המזומנים לתקופות קצרות ובאפיקים סולידיים. הפקדונות מופקדים במוסד פיננסי מהדרג הגבוה ביותר בישראל. הערך בספרים של הנכסים הפיננסיים מייצג את חשיפת האשראי המירבית.

ה. סיכון נזילות

סיכויי נזילות נובעים מניהול ההון החוזר של השותפות המוגבלת וכן מהוצאות המימון והחזרי הקרן של מכשירי החוב של השותפות המוגבלת. סיכון נזילות הינו הסיכון שהשותפות המוגבלת תתקשה לקיים מחויבויות הקשורות להתחייבויות פיננסיות.

מדיניות השותפות המוגבלת הינה לנסות להבטיח כי המזומנים והפקדונות המוחזקים יספיקו תמיד לכיסוי ההתחייבויות במועד 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 ברבות 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 ושיערי החליפין לתאריכי המאזן:

גבעות עולם חיפוש נפט - שותפות מוגבלת (1993)

באורים לדוחות הכספיים

באור 20 - מכשירים פיננסיים (המשך):

1. 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
9,692	-	1,902	1,942	5,848
1,173	-	-	-	1,173
10,865	-	1,902	1,942	7,021

31.12.2013
פקדונות בבנקים
חייבים ויתרות חובה

סה"כ	3-5 שנים	1-3 שנים	מעל 3 חודשים ועד שנה	עד שלושה חודשים
20,506	-	301	8,872	11,333
622	-	-	-	622
21,128	-	301	8,872	11,955

31.12.2012
פקדונות בבנקים
חייבים ויתרות חובה

סה"כ	מעל 5 שנים	3-5 שנים	1-3 שנים	מעל 3 חודשים ועד שנה	עד שלושה חודשים	מועדי פרעון חזויים
4,929	-	-	-	-	4,929	31.12.13 התחייבות ליום
1,679	-	-	-	-	1,679	ספקים ונותני שירותים
6,608	-	-	-	-	6,608	זכאים ויתרות זכות סה"כ
2,739	-	-	-	-	2,739	31.12.12 התחייבות ליום
25	-	-	-	-	25	ספקים ונותני שירותים
1,396	-	-	-	-	1,396	צדדים קשורים
4,160	-	-	-	-	4,160	זכאים ויתרות זכות סה"כ

* הניתוח אינו כולל התחייבות לזמן ארוך לשותף הכללי בגין תמלוגי על היות ולדעת הנהלת השותפות לא ניתן לאמוד את מועד הפרעון של ההתחייבות האמורה. ראה גם באור 12(א).

באור 21 - אירועים לאחר תום תקופת הדיווח:

1. לגבי דו"ח הרזרבות ליום 31.12.2013 ראו באור 3 א' (9).
2. לגבי עדכון השותפות על הלוגים החשמליים שבוצעו בקידוח מגד 6 ראו באור 3 (6).
3. לגבי עדכון השותפות על פעולות הדיפון בקידוח מגד 6 ראו באור 3 (6).
4. לגבי הנחיות למתן בטחונות בקשר עם זכויות נפט ודחית תחולתן של ההנחיות ראו באור 13 (יב).
5. ביום 18.02.14 סיים מר טובי'ה לוסקין את כהונתו כמנכ"ל השותפות, ומונה גיורא איילנד למנכ"ל זמני של השותפות.

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

דוח תקופתי לשנת 2013

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' הרטום 16, ירושלים

טלפון: 02-5356315 פקס/מיליה: 02-5353630

תאריך המאזן: 31/12/2013

תאריך הדו"ח: 31/3/2014

תקנה 9ד: דו"ח מצבת התחייבויות לפי מועדי פרעון
לפרטים בדבר מצבת התחייבויות השותפות ליום 31.12.2013 ראו דו"ח מיידי נפרד המפורסם בסמוך לדו"ח זה.

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

דוחות רווח והפסד לתקופות של שלושה חודשים

שנסתיימו ביום האחרון של כל רבעון

לשנת 2013 באלפי דולר

<u>3/2013</u>	<u>6/2013</u>	<u>9/2013</u>	<u>12/2013</u>	<u>סה"כ</u>	
8,409	4,173	4,006	5,020	21,608	הכנסות ממכירת נפט
(581)	(529)	(573)	(550)	(2,233)	בניכוי תמלוגים ששולמו למדינה
(1,019)	(869)	(936)	(892)	(3,716)	בניכוי תמלוגים שהופרשו לשותף הכללי
6,809	2,775	2,497	3,578	15,659	הכנסות נטו
(1,473)	(615)	(521)	(1,260)	(3,869)	עלות הפקת הנפט
(315)	(314)	(215)	(185)	(1,029)	פחת והפחתות
(2,461)	(4,391)	(6,358)	(7,688)	(20,898)	הוצאות חיפושי נפט
(297)	(446)	(429)	(560)	(1,732)	הוצאות הנהלה וכלליות
148	-	-	-	148	רווח (הפסד) הון ממימוש נכסים
(4,398)	(5,766)	(7,523)	(9,693)	(27,380)	סה"כ
2,411	(2,991)	(5,026)	(6,115)	(11,721)	רווח (הפסד) תפעולי
55	28	56	13	152	הכנסות מימון
(7)	(90)	-	(28)	(125)	הוצאות מימון
(48)	(62)	56	(15)	27	סה"כ מימון
2,459	(3,053)	(4,970)	(6,130)	(11,694)	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 בפיתוח שדה הנפט "מגד" שבחזקת ראש העין 1/11 ורשיון מכבי/330. במהלך שנת הדיווח קדחה השותפות את קידוח מגד 6 ונמשכו מבחני ההפקה ארוכי הטווח במקטע 8 בקידוח מגד 5.

בשנת 2013 הוציאה השותפות הוצאות חיפושי נפט בסכום של 20,898 אלפי \$. הוצאות ההנהלה והכלליות בתקופה זו היו 1,732 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 2/12 ו- 21/5).

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 ממשתתפים אחרים, אם יהיו) בשיעור של 7.5% מההוצאות בגין פעולות חיפוש נפט אך לא פחות מסכום כולל (לגבי כל השטחים) של 22,000 דולר ארה"ב (בתוספת מע"מ) לחודש.

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

במהלך האסיפה הכללית מיום 2.3.2010 השותף הכללי הסכים לתיקון הסכם השותפות המוגבלת (ולחתום על הסכם מתקן לעניין זה) אשר יובא לאישור האסיפה הכללית של בעלי היחידות לפיו יחול שינוי בדמי המפעיל של השותף הכללי לגבי הקידוחים הבאים שיתבצעו בחזקת ראש העין או ברשיון מכבי ושהינם קידוחי פיתוח או קידוחים לקביעת גבולות שדה הנפט ואשר לפיו בחלופה שלפיה דמי המפעיל נקבעים כאחוז מההוצאות לא יעלה שיעור דמי המפעיל על 4.5%. לפרטים נוספים ראו באור 12 לדוחות הכספיים בחלק ג' לעיל.

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

השותפות נושאת בהוצאות רכב של הדירקטורים (שמואל בקר, נגה בן דוד וטוביה לוסקין).

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

במכתב מיום 9.2.96 הודיע השותף הכללי לגיאולוג הראשי של השותפות וסמנכ"ל המו"פ, ד"ר ולדימיר שטיינגולץ, כי הוא יהיה זכאי לקבל 1% מכל הכספים (נטו) או מכל טובת הנאה חומרית אחרת (נטו) שתצטבר לזכות השותף הכללי מההפקה של הידרוקרבונים משטחי רשיון ראש העין. זכות זאת תפסק רק כאשר ואם יפסיק ד"ר שטיינגולץ מרצונו את העסקתו על ידי השותפות.

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

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 שכר דירקטורים	שיעור החזקה בהון השותפות	היקף משרה	תפקיד	שם
518,937	---	---	2,341	53,731	462,865	-----	-----	מנכ"ל ²³ ודירקטור בשותף הכללי	טוביה לוסקין (השכר שולם מהשותף הכללי)
552,165	---	---	2,254	53,500	496,411	0.05%	100%	סמנכ"ל הכספים	יגאל פלברט
540,000	---	---	---	---	540,000	0.001%	-----	יועץ חיצוני ומלווה הליכי רגולציה ²⁴	גיורא איילנד
465,910			2,640	55,800	407,470	0.006%	100%	סמנכ"ל לוגיסטיקה	דרור ברודר
500,340			1,800	53,500	445,040	0.04%	100%	סמנכ"ל מו"פ	ולדימיר שטיינגולץ

תקנה 21(ב):תגמולים לנושאי משרה בכירה לאחר שנת הדיווח

בטבלה להלן מובא פירוט התגמולים לחמשת נושאי המשרה הבכירה בעלי ההתגמולים הגבוהים ביותר בתקופה שמיום 1.1.2014 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 שכר דירקטורים	שיעור החזקה בהון השותפות	היקף משרה	תפקיד	שם
122,557	---	---	851	10,045	111,661	-----	-----	מנכ"ל ²³ ודירקטור בשותף הכללי	טוביה לוסקין (השכר שולם מהשותף הכללי)
134,845			450	10,500	123,895	0.05%	100%	סמנכ"ל הכספים	יגאל פלברט
90,000	---	---	---	---	135,000	0.001%	-----	יועץ חיצוני ומלווה הליכי רגולציה ²⁴	גיורא איילנד
112,422	----	----	450	10,500	101,472	0.006%	100%	סמנכ"ל לוגיסטיקה	דרור ברודר
121,930	----	----	450	10,500	110,980	0.04%	100%	סמנכ"ל מו"פ	ולדימיר שטיינגולץ

²³ מר לוסקין כיהן כמנכ"ל עד ליום 17.2.2014.

²⁴ ביום 17.2.2014 מונה מר איילנד לתפקיד המנכ"ל הזמני.

תקנה 21א

השליטה בתאגיד

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

תקנה 22:

עסקאות עם בעל שליטה

בהתאם להוראות הקבועות בהסכם השותפות המוגבלת (לפרטים ראו סעיף 7.6 בתשקיף המדף של השותפות מיום 19.5.2009) שולמו לבעלי העניין בשנת הדיווח שכר וטובות הנאה כדלקמן- דמי מפעיל בסך 264 אלפי דולר לטובת גבעות עולם נפט בע"מ. בטבלאות להלן מובאים התשלומים לבעלי העניין ששולמו על ידי השותף הכללי לדירקטורים מתוך דמי המפעיל האמורים בשנת הדיווח:

פרטי מקבל התגמולים				תגמולים בעבור שירותים בש"ח			תגמולים אחרים		סה"כ בש"ח
שם	תפקיד	היקף משרה	שיעור החזקה בהון השותפות	שכר ו/או שכר דירקטורים	הוצאות רכב*	אחרות	שכירות	אחרות	
טוביה לוסקין	דירקטור 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	-----		202,531	16,311	---	-	-	218,842
נגה בן דוד	דירקטור בשותף הכללי	0.03%	-----	202,531	60,751	----	---	---	263,282
יוסף פרולין	דירקטור בשותף הכללי	-----	----	120,139	----				120,139

* 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 1.1.2014 ועד למועד דו"ח זה (הסכומים אינם מבוקרים):

פרטי מקבל התגמולים				תגמולים בעבור שירותים בש"ח		תגמולים אחרים		סה"כ בש"ח
שם	תפקיד	היקף משרה	שיעור החזקה בהון השותפות	שכר ו/או שכר דירקטורים	הוצאות רכב*	אחרות	שכירות	אחרות
טוביה לוסקין	דירקטור בשותף הכללי	-----	-----	ראו בטבלה שבסעיף 21 לעיל	ראו בטבלה שבסעיף 21 לעיל	ראו בטבלה שבסעיף 21 לעיל	---	---
שמואל בקר	דירקטור בשותף הכללי	-----	-----	48,859	1,320	---	-----	50,179
גנה בן דוד	דירקטור בשותף הכללי	-----	0.03%	48,859	15,204	---	---	64,063
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 שיפוקו 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.

לדעת השותף הכללי לא ניתן להעריך בשלב זה את מועד הפירעון של "החזר ההשקעה", כאמור..

הדירקטורים של השותף הכללי מבטחים בפוליסת ביטוח דירקטורים ונושאי משרה המשולמת על ידי השותפות. דמי הביטוח בגין פוליסת הביטוח לשנה שהסתיימה ב-29.01.2014 היו 23,000 דולר עבור כיסוי ביטוחי של 15 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 שהועסקו ע"י השותפות

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

שם העובד	תפקיד	תאריך תחילת העסקה	עלות הכוללת בשנת 2013 בש"ח	עלות הכוללת בשנת 2012 בש"ח
ראובן לוסקין	עוזר לסמנכ"ל לוגיסטיקה	01.02.2006	0	377,083
אמיר בן דוד	מנהל תחום גז	23.10.2011	92,173	276,519

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

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

העסקתם של ראובן לוסקין ואמיר בן דוד 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 הועדה על תקן וועדת הביקורת) התקשרות בהסכם לקבלת שירותי מחשוב ותקשורת לשותפות עם חברה בבעלותו של שמעון שחר (מר שחר הינו חתנו של מר טוביה לוסקין). בהתאם להסכם תקבל החברה האמורה סכום חודשי של 19,000 ₪ בתוספת מע"מ (כנגד חשבונית) בתמורה למתן מענה מלא ומיידי לכל צורכי המחשוב והתקשורת של השותפות במשך 24 שעות ביממה (במשרדים ובאתרי הקידוח). כל שינוי של ההסכם כפוף לקבלת אישור מוקדם של וועדת הביקורת.

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

בשנת 2013 שולם לחברה סכום של כ- 68 אלפי דולר.

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 שהותירו במפורש בהסכם הנאמנות או שאושרו מראש ובכתב על ידי המפקח.

בשנת 2013 שולם למפקח מנכסי הנאמנות סכום של כ- 53 אלפי דולר.

תקנה 24: מניות ונ"ע המירים המוחזקים ע"י בעלי עניין בתאגיד, בחברה-בת או בחברה קשורה סמוך ככל האפשר לתאריך הדו"ח

1. שם בעל העניין: גבעות עולם נפט בע"מ
מס' חברה ברשם: 51-181865-0
2. שם בעל העניין: נגה בן דוד מס' ת.ז. 3800224
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. מוחזק בתאריך 29/3/2014: 254473,929 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 4.48%.
3. שם בעל העניין: עודד בן דוד מס' ת.ז. 3800224
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2014: 3,899,606 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.03%.
4. שם בעל העניין: גיורא איילנד מס' ת.ז. 51310415
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2014: 27,359,474 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.26%.
4. שם בעל העניין: יגאל פלברט מס' ת.ז. 302083035
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2014: 147,540 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.001%.
5. שם בעל העניין: דרור בורדר מס' ת.ז. 02272819
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2014: 5,464,921 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.05%.
5. שם בעל העניין: דרור בורדר מס' ת.ז. 02272819
שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך 29/3/2014: 666,230 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.006%.

6. שם בעל העניין: ולדימיר שטיינגולץ מס' ת.ז. 306407040

שם הנייר: גבעות יה"ש; מס' הנייר בבורסה: 506022; ע.ג. הוחזקו בתאריך
29/3/2014: 4,464,923 יחידות בנות – 1 ש"ח שיעור ההחזקה: 0.04%.

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

תקנה 24ב	מרשם בעלי המניות	שם	כתובת	מס' יחידות חדשות
11/02/2009	שמואל בקר	רח' רמבן 11 י-ם	13	
11/02/2009	נגה בן דוד	רח' דרשך החורש 76 רמות ב' י-ם	7	
11/02/2009	מוריס גולדברג	רח' מטודלה 25 י-ם	23,467	
11/02/2009	עמנואל פיישר	מבוא תמנע 4/9 רמת אשכול י-ם	655	
11/02/2009	גבעות עולם נפט	רח' רמבן 11 י-ם	9	
11/02/2009	יהודה בר לב	רח' טולקובסקי 3 א' ת"א 69358	312	
11/02/2009	מקסים קושלין	רח' הגדנע 6 פ"ת 49231	1,337	
11/02/2009	יעקוב חיימוביץ	משוב נחלים 49950	7	
11/02/2009	יצחק ואן ויינברגר	רח' קיבוץ גלילות 5 י-ם	4,420	
11/02/2009	אסתר קוטיקוב	רח' ברקן 22 חולון 58210	3	
11/02/2009	בנימין סיימון	רח' טבריה 6/1 י-ם 94543	6,400	
11/02/2009	יורי פירנר	ת"ד 2467 אילת 88124	1,567	
11/02/2009	זכריה דור שב	שד' אשכול 20/24 י-ם	21,333	
11/02/2009	בנימין פרידמן	מצפה נבו 60/5 מעלה אדומים	11	
11/02/2009	שושנה קרונברג	רח' מאפו 10 ת"א 63577	601	
11/02/2009	רותם אפרים	רח' הנישיאים 1/19 הוד השרון	26,773	
11/02/2009	אבינועם שרעבי	רח' לה גרדיה 76 ת"א	238	
11/02/2009	משה מנצור	רח' הזמיר 8/2 אלעד	33,333	
11/02/2009	שריג דמארי	ת"ד 7112 ת"א 61070	6,061	
11/02/2009	דימיטרי טורקוב	רח' הזמיר 30/50 נהריה 22260	222	
11/02/2009	דוד אמיני	רח' סעדיה גאון 8 י-ם	40	
11/02/2009	החברת לרישום של בנק לאומי	רח' לילנבלום 4 ת"א	2,552,119,080	
16/11/09	זכריה דור שב	שד' אשכול 20/24 י-ם	736	
16/11/09	החברת לרישום של בנק לאומי	רח' לילנבלום 4 ת"א	2040282990	
18/11/09	החברת לרישום של בנק לאומי	רח' לילנבלום 4 ת"א	2,115,771	
14/02/2012	זכריה דור שב	שד' אשכול 20/24 ירושלים	16,330	
14/02/2012	נדף יחיא	דנגור 1 רמת גן	900,000	
19/07/2011	מעדיה נעמה	הרב דסלר 23 בני ברק	45,000	
30/05/2010	החברת לרישום של בנק לאומי	רח' לילנבלום 4 ת"א	1134221353	
27/04/2010	נדף יחיה	רח' דנגור 1 רמת גן	212,248	
17/02/2010	נדף יוסף	רח' בעל שם טוב 18 בני ברק	170,872	
17/02/2010	זכריה דור שב	שד' אשכול 20/24 י-ם	12,800	
17/02/2010	עמנואל פיישר	מבוא תמנע 4/9 רמת אשכול י-ם	218	
17/02/2010	החברת לרישום של בנק לאומי	רח' אחד העם 13 תל אביב	1,870,409,123	
01/09/2010	החברת לרישום של בנק לאומי	רח' אחד העם 13 תל אביב	1,456,481,709	
01/09/2010	נדף יחיה	רח' דנגור 1 רמת גן	39,795	
01/09/2010	נדף יוסף	בעל שם טוב 18 בני ברק	32,038	
03/10/2010	החברת לרישום של בנק לאומי	רח' אחד העם 13 תל אביב	131,790,670	
27/12/2010	החברת לרישום של בנק לאומי	רח' אחד העם 13 תל אביב	332,859,382	
11/01/2011	החברת לרישום של בנק לאומי	רח' אחד העם 13 תל אביב	475,448,054	
11/01/2011	נדף יחיה	רח' דנגור 1 רמת גן	39,795	
11/01/2011	נדף יוסף	בעל שם טוב 18 בני ברק	32,038	
11/01/2011	החברת לרישום של בנק לאומי	רח' אחד העם 13 תל אביב	571,674,840	

10569031651

תקנה 25א:

המען הרשום של התאגיד:

רח' הרטום 16, 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.
7. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 7/6/93.

- ב. 1. נגה בן דוד מס' ת.ז. 3800224.
2. שנת לידה: 1937.
3. המען: דרך חורש 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 ענין 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.
7. התאריך שבו החלה כהונתו: 7/6/93.

- ג. 1. עודד בן דוד מס' ת.ז. 3800240.
2. שנת לידה: 1946.
3. המען: דרך חורש 185 ירושלים.
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: דירקטור חליף.
5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל ענין בו: אין.
6. האם הוא בן משפחה של נשא משרה בכירה אחר או של בעל עניין: אח של נגה בן דוד, דירקטור בשותף הכללי – גבעות עולם נפט בע"מ.
7. השכלתו ונסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: תואר ראשון – פיזיקה ומתמטיקה ותואר ראשון במשפטים.
7. התאריך שבו החלה כהונתו: 16/1/2014.

- ד. 1. טוביה לוסקין מס' ת.ז. 304264807
2. שנת לידה: 1951.
3. המען: העיר העתיקה.
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: דירקטור.
5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.

6. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: לא.
7. השכלתו: B.Sc GEOLOGY M.Sc GEOPHYSICS .
- נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: מנכ"ל, דירקטור בחברת גבעות עולם נפט בע"מ: טי-אוויל וגז בע"מ: נפט הר קדם בע"מ .
8. התאריך שבו החלה כהונתו כדירקטור: 7/6/93.

- ה. 1. יוסף פרוליק מס' ת.ז. 011180288 (לפרטים על חילוקי הדעות בין הדירקטורים טוביה לוסקין מצד אחד ושמואל בקר ונגה בן דוד מצד שני לגבי תוקף כהונתו של מר פרוליק כדירקטור ראו בסעיף 10 בחלק הראשון לעיל).
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 1966Brooklyn College Brooklyn New York
- נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות:
- חבר נאמן בקרן חיפה ובאגודת היכל אליהו-גזבר וסגן יו"ר פעיל (בהתנדבות).
- עד סוף שנת 2008- דירקטור בסונול ישראל בע"מ, סופרגז חברה ישראלית להפצת גז בע"מ, טמבור בע"מ, ג'י.אי.אס. גלובל אנירומנטל סולוסנס בע"מ, וולקן מצברים בע"מ.
- 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

- א. 1. מר גיורא איילנד, ת.ז. 51310415 .
2. שנת לידה: 1952.
3. המען: שד' ההדרים 11 פרדסיה.
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: החל מיום 17.2.2014 מנכ"ל זמני, עד למועד זה כיהן כיועץ חיצוני, מלווה הליכי רגולציה ומשקיף בדירקטוריון השותף הכללי.
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 .
8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: יו"ר חברה ציבורית, יועץ לחברות ביטחוניות גדולות. התאריך שבו החלה כהונתו: אוקטובר 2010.
- ב. 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 .
8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: סמנכ"ל כספים/חשב השותפות. התאריך שבו החלה כהונתו כחשב: 6/4/95.
- ג. 1. מר דרור ברודר, ת.ז. 02272819

2. שנת לידה: 1967.
3. המען: יגאל ידן 41/30 מודיעין.
4. התפקיד שהוא ממלא בתאגיד: מנהל לוגיסטיקה ואדמיניסטרציה.
5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.
6. האם הוא בן משפחה של בעל עניין אחר בתאגיד: אין.
7. השכלתו: תיכונת, קורס מנהלי עבודה – המכון לפיריון העבודה והייצור שנים 98 עד 2000, קורס מנהלי רכש בכירים EPI – שנת 2006/7 לשכת המסחר והתעשייה.
8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: סמנכ"ל רכש לוגיסטיקה באוקיאנה מחקרים ימיים בע"מ. התאריך שבו החלה כהונתו: 7/12/2011.

- ד. 1. מר וולדימיר שטיינגולץ, ת.ז. 306407040
2. שנת לידה: 1950.
3. המען: מבוא הקנמון 22\3 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.
8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: הגיאולוג הראשי של השותפות מאז שנת 1993. התאריך שבו החלה כהונתו: 7/12/2011.

- ה. 1. גיא מונרוב מס' ת.ז. 024163677
2. שנת לידה: 1969
3. המען: בית באומן בר ריבנאי, החילזון 6, רמת גן (אצל אלקלעי מונרוב ושות').
4. התפקיד שהוא מלא בתאגיד: מבקר הפנים.
5. התפקיד שהוא ממלא בחברת בת של התאגיד או בבעל עניין בו: אין.
6. האם הוא בן משפחה של נושא משרה בכירה אחר או של בעל עניין: לא.
7. השכלתו: רואה חשבון מוסמך, בעל תואר ראשון, מבקר פנימי מוסמך CIA, מבקר מערכות מידע מוסמך CISA, מוסמך בסיכונים ובקרת מערכות מידע CRISC.
8. נסיונו העסקי בחמש השנים האחרונות: שותף – בקרה וניהול סיכונים AlMo במשרד רו"ח רואה חשבון אלקלעי מונרוב ושות'.
9. תאגידים אחרים שבהן הוא משמש כדירקטור: אין
10. התאריך שבו החלה כהונתו: 01/09/12.

תקנה 26 ב: מורשי חתימה

ביום 27.9.2011²⁵ 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 המנכ"ל או 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 המנכ"ל או סמנכ"ל הכספים ומנהל הקידוח או סמנכ"ל הלוגיסטיקה.

לכל התחייבות בשם השותפות עד לסכום של 100,000 דולר נדרשת חתימתו של המנכ"ל.

²⁵ ההחלטה עודכנה על פי החלטה בכתב מיום 18.3.2013.

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

תקנה 27:

רואה החשבון של התאגיד

קסלמן וקסלמן, רואי חשבון

רחוב הרטום 19 ירושלים.

תקנה 28:

שינויים בהסכם השותפות ובהסכם הנאמנות

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

השותף הכללי יביא הצעת החלטה כאמור לעיל לאסיפה הכללית הבאה שתכנס. בתשקיף המדף שפרסמה השותפות מוזכרים מספר תיקונים נוספים להסכם הנאמנות והסכם השותפות המוגבלת וכן לעסקאות בעלי ענין שטרם אושרו לפרטים ראו סעיפים 6.12, 7.11.8, 14.2.3, ו- 14.3.6 בתשקיף המדף.

תקנה 29(א):

המלצות מנהלים בפני האסיפה הכללית

ביום 14.8.2013 התקיימה אסיפה כללית של בעלי היחידות שעל סדר יומה נכללו הצעות החלטה כדלקמן:

1. אישור החלטה רגילה לביצוע הנפקת זכויות.
2. אישור הצעת החלטה מיוחדת להוספת פסקה להסכם השותפות המוגבלת לעניין חלוקת רווחים במקרה של הנפקת אג"ח ו/או קבלת הלוואה.
3. אישור החלטות מיוחדות לשינויים בהסכם השותפות המוגבלת ובהסכם הנאמנות בעניינים שלגביהם התחייב השותף הכללי במסגרת תשקיף המדף שיכללו באסיפה הבאה שתכנס.
4. בכפוף לאישור הנפקת הזכויות ע"י האסיפה הכללית הובאה לאישור האסיפה הצעת החלטה כוללת לשינוי תנאי התגמול של השותף הכללי.
5. הצעת החלטה לתשלום דמי ניהול עבור שירותי הניהול המוענקים ע"י המנכ"ל.
6. הצעות החלטה בעניין מינוי מפקח נוסף לשותפות והוספת סעיפים להסכם הנאמנות המסדירים את דרך ההחלפה של המפקח.

בשל התנהגות של קבוצת משקיעים באסיפה הכללית, שלא איפשרה את המשכה התקין של האסיפה, הוחלט לבטל את האסיפה הכללית מבלי שהתקיימה הצבעה על הצעות ההחלטה שעמדו על סדר יומה של האסיפה.

ביום 21.11.2013 התקיימה אסיפה כללית של בעלי היחידות שעל סדר יומה הייתה הצעת החלטה לאישור החלטה רגילה לביצוע הנפקת זכויות, הצעת ההחלטה לא התקבלה.

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

תאריך: כט' באדר ב' תשע"ד
31 במרץ 2014

שמות החותמים:		תפקידם:	
1.	שמואל בקר	דירקטור	גבעות עולם נפט בע"מ – בשם גבעות עולם חיפושי נפט שותפות מוגבלת 1993
2.	טוביה לוסקין	דירקטור	גירא איילנד מנכ"ל זמני
3.	גירא איילנד	מנכ"ל זמני	

גבעות עולם חיפושי נפט – שותפות מוגבלת (1993)

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

שנת 2013

תוספת תשיעית

א. דוח שנתי בדבר אפקטיביות הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי לפי תקנה 9 ב(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. גיורא איילנד - מנכ"ל זמני.
2. יגאל פלברט - סמנכ"ל כספים.
3. אביעד אודיש-חשב.

בקרה פנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי כוללת בקורות 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, בקורות 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 החשבוניות והתהליכים אשר השותפות רואה אותם כמהותיים מאוד לדיווח הכספי והגילוי.

בחינת בקורות מפתח ובדיקת אפקטיביות הבקורות. רכיבי הבקרה הפנימית כללו בקורות על תהליכי סגירת תקופה חשבונאית, עריכת דוחות כספיים והגילויים, בקורות ברמת הנהלת הארגון, בקורות על סביבת המחשוב, ובקורות 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 31.12.2013 היא: אפקטיבית;

ב.הצהרות מנהלים :

הצהרת מנהל כללי לפי תקנה 9 ב(ד)1

אני, ג'ורא איילנד, מצהיר כי:

1. בחנתי את הדוח התקופתי של גבעות עולם חיפוש נפט (1993) - שותפות מוגבלת להלן (התאגיד)

לשנת 2013 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 הערכתי העדכנית ביותר לגבי הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי:

א. את כל הליקויים המשמעותיים והחולשות המהותיות בקביעתה או בהפעלתה של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי העלולים באופן סביר להשפיע לרעה על 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; וכן –

ב. כל תרמית, בין מהותית ובין שאינה מהותית, שבה מעורב המנהל הכללי או מי שכפוף לו במישרין או מעורבים עובדים אחרים שיש להם תפקיד משמעותי בבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי;

5. אני, יחד עם אחרים בתאגיד:

א. קבעתי בקורות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקורות 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; וכן –

ב. הערכתי את האפקטיביות של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי והצגתי לעיל בסעיף א' בפרק זה את מסקנות הדירקטוריון והנהלה לגבי האפקטיביות של הבקרה הפנימית כאמור למועד הדוחות.

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

תאריך: 31 במרץ 2014

ג'ורא איילנד מנכ"ל זמני

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 חיפוש נפט (1993) - שותפות מוגבלת להלן - (התאגיד) לשנת 2013 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; וכן- ב. כל תרמית, בין מהותית ובין שאינה מהותית, שבה מעורב המנהל הכללי או מי שכפוף לו במישרין או מעורבים עובדים אחרים שיש להם תפקיד משמעותי בבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי;
5. אני, לבד או יחד עם אחרים בתאגיד:- א. קבעתי בקורות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקורות 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; וכן- ב. קבעתי בקורות ונהלים, או וידאתי קביעתם וקיומם של בקורות ונהלים תחת פיקוחנו, המיועדים להבטיח באופן סביר את מהימנות הדיווח הכספי והכנת הדוחות הכספיים בהתאם להוראות הדין, לרבות בהתאם לכללי חשבונאות מקובלים; ג. הערכתי את האפקטיביות של הבקרה הפנימית על הדיווח הכספי ועל הגילוי, ככל שהיא מתייחסת לדוחות הכספיים ולמידע הכספי האחר הכלול בדוחות למועד הדוחות;

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

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

תאריך: 31 במרץ 2014

יגאל פלברט, סמנכ"ל כספים

נספח

דו"ח רזרבות

לשנת

2013

March 28, 2014

Mr. Tovia Luskin
Givot Olam Oil Ltd.
16 Hartum Street, Har Hotzvim
Jerusalem 9145011
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 March 28, 2014, in public reports to be filed with the Israel Securities Authority (ISA) and the Tel Aviv Stock Exchange (TASE). This report sets forth our estimates of the proved, probable, and possible reserves and future revenue, as of December 31, 2013, 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, 2013, for these properties.

Sincerely,

NETHERLAND, SEWELL & ASSOCIATES, INC.

By:



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

CEI:RGH

March 28, 2014

Mr. Tovia Luskin
Givot Olam Oil Ltd.
16 Hartum Street, Har Hotzvim
Jerusalem 9145011
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, 2013, 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, 2013, 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 March 28, 2014, exchange rate was 3.50 Israeli Shekels (ILS) per United States dollar. Historical production data used in our evaluation were provided by Givot LP; these values have not been independently confirmed.

The estimates in this report have been prepared in accordance with the definitions and guidelines set forth in the 2007 Petroleum Resources Management System (PRMS) approved by the Society of Petroleum Engineers (SPE) and in accordance with internationally recognized standards, as stipulated by the Israel Securities Authority (ISA). As presented in the 2007 PRMS, petroleum accumulations can be classified, in decreasing order of likelihood of commerciality, as reserves, contingent resources, or prospective resources. Different classifications of petroleum accumulations have varying degrees of technical and commercial risk that are difficult to quantify; thus reserves, contingent resources, and prospective resources should not be aggregated without extensive consideration of these factors. Definitions are presented immediately following this letter. This report has been prepared for use by Givot LP in filing with the ISA; in our opinion the assumptions, data, methods, and procedures used in the preparation of this report are appropriate for such purpose.

RESERVES

Reserves are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable from known accumulations by application of development projects from a given date forward under defined conditions. Reserves must be discovered, recoverable, commercial, and remaining as of the evaluation date based on the planned development projects to be applied. Proved reserves are those quantities of oil and gas which, by analysis of engineering and geoscience data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable; probable and possible reserves are those additional reserves which are sequentially less certain to be recovered than proved reserves. There is a 10 percent probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the sum of proved plus probable plus possible reserves.

We estimate the oil reserves and future net revenue before levy and corporate income taxes, discounted at 0 and 10 percent, to the Givot LP interest in these properties, as of December 31, 2013, to be:

Category	Oil Reserves (MBBL)		Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes (M\$)	
	Gross (100 Percent)	Working Interest	Discounted at 0%	Discounted at 10%
Proved	4,787.0	4,739.1	183,875.3	122,067.9
Probable	7,803.1	7,725.1	315,187.6	166,977.9
Proved + Probable	12,590.2	12,464.3	499,062.9	289,045.8
Possible	17,017.1	16,846.9	774,779.3	359,192.2
Proved + Probable + Possible	29,607.3	29,311.2	1,273,842.2	648,238.0

Totals may not add because of rounding.

We estimate the future net revenue after levy and corporate income taxes, discounted at 0, 5, 10, 15, and 20 percent, to the Givot LP interest in these properties, as of December 31, 2013, to be:

Category	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes (M\$)				
	Discounted at 0%	Discounted at 5%	Discounted at 10%	Discounted at 15%	Discounted at 20%
Proved	135,017.2	108,191.0	89,695.2	76,308.6	66,224.0
Probable	199,398.9	146,723.6	111,223.3	86,321.2	68,302.8
Proved + Probable	334,416.1	254,914.6	200,918.5	162,629.8	134,526.8
Possible	253,423.2	170,393.7	121,895.3	91,753.8	72,024.8
Proved + Probable + Possible	587,839.3	425,308.3	322,813.8	254,383.7	206,551.6

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 801 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 not escalated for inflation.

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 not escalated for inflation.

CONTINGENT RESOURCES

Contingent resources are those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but for which the applied project or projects are not yet considered mature enough for commercial development because of one or more contingencies. These resources are subclassified as development pending. The oil resources are contingent upon acquisition of additional technical data, through development drilling, that demonstrate producing rates and volumes sufficient to sustain economic viability. Associated gas resources are contingent upon the removal of regulatory and infrastructure constraints. If these contingencies are successfully addressed, some portion of the contingent resources estimated in this report may be reclassified as reserves; our estimates have not been risked to account for the possibility that the contingencies are not successfully addressed. Because of the early stage of development of this project, we did not perform an economic analysis of these resources; as such, the economic status of these resources is undetermined. There is no certainty that it will be commercially viable to produce any portion of the contingent resources.

We estimate the gross (100 percent) contingent resources for these properties, as of December 31, 2013, 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	11,341	27,149
Zone 2	627	1,984	4,989	1,050	3,321	8,351
Zone 3	749	2,475	5,932	1,254	4,143	9,930
Zone 4	908	2,417	5,467	1,520	4,047	9,153
Zone 5	652	2,062	4,741	1,038	3,282	7,548
Zone 6	950	2,663	5,941	1,486	4,168	9,297
Zone 7	408	1,512	4,023	639	2,366	6,296
Zone 8A	888	1,853	4,123	2,548	5,315	11,828
Zone 8B ⁽¹⁾	153	263	414	7,746	18,522	40,261

⁽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 certain wells is shown on Tables VII through IX. It should be noted that the actual production profile for each category may be lower or higher than the production profile used to calculate the estimates of future net revenue used in this report, and no sensitivity analysis was performed with respect to the production profile of the wells. This sensitivity analysis could lead to the conclusion that the reserves or contingent resources are not economic.

For the purposes of this report, we used technical and economic data including, but not limited to, well logs, geologic maps, well test data, production data, and property ownership interests. We were provided with all the necessary data to prepare the estimates for these properties, and 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 X. The contingent resources and a substantial portion of the reserves shown in this report are for undeveloped locations; such volumes are based on estimates of reservoir volumes and recovery efficiencies along with analogy to properties with similar geologic and reservoir characteristics. Improved recovery techniques were not considered in this evaluation. As in all aspects of oil and gas evaluation, there are uncertainties inherent in the interpretation of engineering and geoscience data; therefore, our conclusions necessarily represent only informed professional judgment.

Netherland, Sewell & Associates, Inc. (NSAI) was engaged on January 1, 2014, 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. We have not examined the contractual rights to the properties or independently confirmed the actual degree or type of interest owned. We are independent petroleum engineers, geologists, geophysicists, and petrophysicists; we do not own an interest in these properties nor are we employed on a contingent basis. Furthermore, no limitations or restrictions were placed upon NSAI by officials of Givot LP.

QUALIFICATIONS

NSAI performs consulting petroleum engineering services under Texas Board of Professional Engineers Registration No. F-2699. We provide a complete range of geological, geophysical, petrophysical, and engineering services, and we have the technical expertise and ability to perform these services in any oil and gas producing area in the world. The staff are familiar with the recognized industry reserves and resources definitions, specifically those promulgated by the U.S. Securities and Exchange Commission, by the Alberta Securities Commission, and by the SPE, Society of Petroleum Evaluation Engineers, World Petroleum Council, and American Association of Petroleum Geologists. The technical persons responsible for preparing the estimates presented herein meet the requirements regarding qualifications, independence, objectivity, and confidentiality set forth in the SPE Standards.

This evaluation has been led by Mr. Chad E. Ireton and Mr. Shane M. Howell. Mr. Ireton is a Petroleum Engineer and Mr. Howell is a Vice President in the firm's Houston office at 1221 Lamar Street, Suite 1200, Houston, Texas 77010, USA. Mr. Ireton is a Licensed Professional Engineer (Texas Registration No. 115760). He has been

practicing petroleum engineering consulting at NSAI since 2012 and has over 11 years 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

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

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

/s/ Chad E. Ireton

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

/s/ Shane M. Howell

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

Date Signed: March 28, 2014

Date Signed: March 28, 2014

CEI:RGH

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

This document contains information excerpted from definitions and guidelines prepared by the Oil and Gas Reserves Committee of the Society of Petroleum Engineers (SPE) and reviewed and jointly sponsored by the World Petroleum Council (WPC), the American Association of Petroleum Geologists (AAPG), and the Society of Petroleum Evaluation Engineers (SPEE).

Preamble

Petroleum resources are the estimated quantities of hydrocarbons naturally occurring on or within the Earth's crust. Resource assessments estimate total quantities in known and yet-to-be-discovered accumulations; resources evaluations are focused on those quantities that can potentially be recovered and marketed by commercial projects. A petroleum resources management system provides a consistent approach to estimating petroleum quantities, evaluating development projects, and presenting results within a comprehensive classification framework.

These definitions and guidelines are designed to provide a common reference for the international petroleum industry, including national reporting and regulatory disclosure agencies, and to support petroleum project and portfolio management requirements. They are intended to improve clarity in global communications regarding petroleum resources. It is expected that this document will be supplemented with industry education programs and application guides addressing their implementation in a wide spectrum of technical and/or commercial settings.

It is understood that these definitions and guidelines allow flexibility for users and agencies to tailor application for their particular needs; however, any modifications to the guidance contained herein should be clearly identified. The definitions and guidelines contained in this document must not be construed as modifying the interpretation or application of any existing regulatory reporting requirements.

1.0 Basic Principles and Definitions

The estimation of petroleum resource quantities involves the interpretation of volumes and values that have an inherent degree of uncertainty. These quantities are associated with development projects at various stages of design and implementation. Use of a consistent classification system enhances comparisons between projects, groups of projects, and total company portfolios according to forecast production profiles and recoveries. Such a system must consider both technical and commercial factors that impact the project's economic feasibility, its productive life, and its related cash flows.

1.1 Petroleum Resources Classification Framework

Petroleum is defined as a naturally occurring mixture consisting of hydrocarbons in the gaseous, liquid, or solid phase. Petroleum may also contain non-hydrocarbons, common examples of which are carbon dioxide, nitrogen, hydrogen sulfide and sulfur. In rare cases, non-hydrocarbon content could be greater than 50%.

The term "resources" as used herein is intended to encompass all quantities of petroleum naturally occurring on or within the Earth's crust, discovered and undiscovered (recoverable and unrecoverable), plus those quantities already produced. Further, it includes all types of petroleum whether currently considered "conventional" or "unconventional."

Figure 1-1 is a graphical representation of the SPE/WPC/AAPG/SPEE resources classification system. The system defines the major recoverable resources classes: Production, Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources, as well as Unrecoverable petroleum.

The "Range of Uncertainty" reflects a range of estimated quantities potentially recoverable from an accumulation by a project, while the vertical axis represents the "Chance of

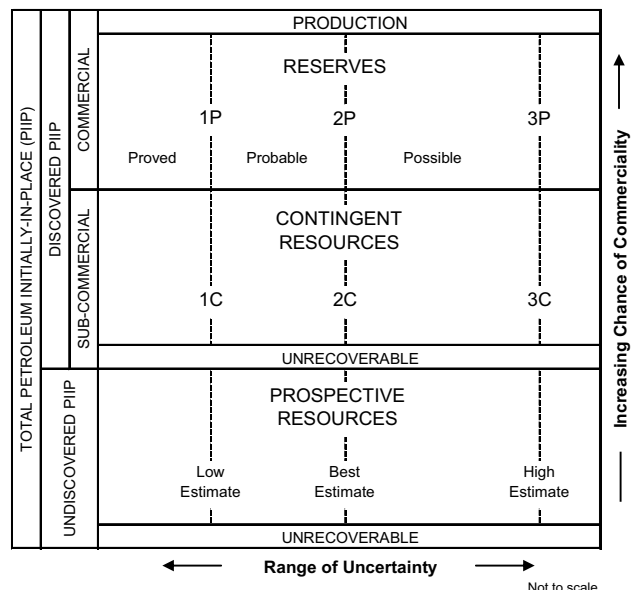


Figure 1-1: Resources Classification Framework.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

Commerciality", that is, the chance that the project that will be developed and reach commercial producing status. The following definitions apply to the major subdivisions within the resources classification:

TOTAL PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated to exist originally in naturally occurring accumulations. It includes that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production plus those estimated quantities in accumulations yet to be discovered (equivalent to "total resources").

DISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum that is estimated, as of a given date, to be contained in known accumulations prior to production.

PRODUCTION is the cumulative quantity of petroleum that has been recovered at a given date. While all recoverable resources are estimated and production is measured in terms of the sales product specifications, raw production (sales plus non-sales) quantities are also measured and required to support engineering analyses based on reservoir voidage (see Production Measurement, section 3.2).

Multiple development projects may be applied to each known accumulation, and each project will recover an estimated portion of the initially-in-place quantities. The projects shall be subdivided into Commercial and Sub-Commercial, with the estimated recoverable quantities being classified as Reserves and Contingent Resources respectively, as defined below.

RESERVES are those quantities of petroleum anticipated to be commercially recoverable by application of development projects to known accumulations from a given date forward under defined conditions. Reserves must further satisfy four criteria: they must be discovered, recoverable, commercial, and remaining (as of the evaluation date) based on the development project(s) applied. Reserves are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by development and production status.

CONTINGENT RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations, but the applied project(s) are not yet considered mature enough for commercial development due to one or more contingencies. Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be subclassified based on project maturity and/or characterized by their economic status.

UNDISCOVERED PETROLEUM INITIALLY-IN-PLACE is that quantity of petroleum estimated, as of a given date, to be contained within accumulations yet to be discovered.

PROSPECTIVE RESOURCES are those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations by application of future development projects. Prospective Resources have both an associated chance of discovery and a chance of development. Prospective Resources are further subdivided in accordance with the level of certainty associated with recoverable estimates assuming their discovery and development and may be sub-classified based on project maturity.

UNRECOVERABLE is that portion of Discovered or Undiscovered Petroleum Initially-in-Place quantities which is estimated, as of a given date, not to be recoverable by future development projects. A portion of these quantities may become recoverable in the future as commercial circumstances change or technological developments occur; the remaining portion may never be recovered due to physical/chemical constraints represented by subsurface interaction of fluids and reservoir rocks.

Estimated Ultimate Recovery (EUR) is not a resources category, but a term that may be applied to any accumulation or group of accumulations (discovered or undiscovered) to define those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable under defined technical and commercial conditions plus those quantities already produced (total of recoverable resources).

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

1.2 Project-Based Resources Evaluations

The resources evaluation process consists of identifying a recovery project, or projects, associated with a petroleum accumulation(s), estimating the quantities of Petroleum Initially-in-Place, estimating that portion of those in-place quantities that can be recovered by each project, and classifying the project(s) based on its maturity status or chance of commerciality.

This concept of a project-based classification system is further clarified by examining the primary data sources contributing to an evaluation of net recoverable resources (see Figure 1-2) that may be described as follows:

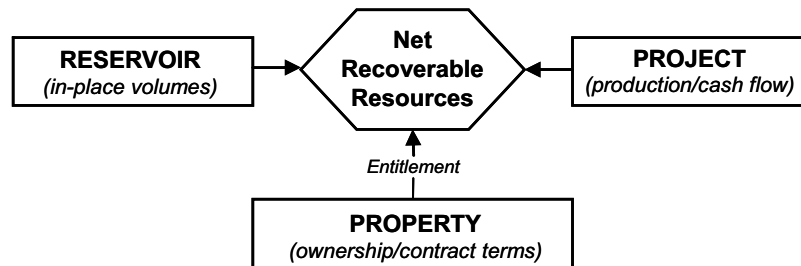


Figure 1-2: Resources Evaluation Data Sources.

- The Reservoir (accumulation): Key attributes include the types and quantities of Petroleum Initially-in-Place and the fluid and rock properties that affect petroleum recovery.
- The Project: Each project applied to a specific reservoir development generates a unique production and cash flow schedule. The time integration of these schedules taken to the project's technical, economic, or contractual limit defines the estimated recoverable resources and associated future net cash flow projections for each project. The ratio of EUR to Total Initially-in-Place quantities defines the ultimate recovery efficiency for the development project(s). A project may be defined at various levels and stages of maturity; it may include one or many wells and associated production and processing facilities. One project may develop many reservoirs, or many projects may be applied to one reservoir.
- The Property (lease or license area): Each property may have unique associated contractual rights and obligations including the fiscal terms. Such information allows definition of each participant's share of produced quantities (entitlement) and share of investments, expenses, and revenues for each recovery project and the reservoir to which it is applied. One property may encompass many reservoirs, or one reservoir may span several different properties. A property may contain both discovered and undiscovered accumulations.

In context of this data relationship, "project" is the primary element considered in this resources classification, and net recoverable resources are the incremental quantities derived from each project. Project represents the link between the petroleum accumulation and the decision-making process. A project may, for example, constitute the development of a single reservoir or field, or an incremental development for a producing field, or the integrated development of several fields and associated facilities with a common ownership. In general, an individual project will represent the level at which a decision is made whether or not to proceed (i.e., spend more money) and there should be an associated range of estimated recoverable quantities for that project.

An accumulation or potential accumulation of petroleum may be subject to several separate and distinct projects that are at different stages of exploration or development. Thus, an accumulation may have recoverable quantities in several resource classes simultaneously.

In order to assign recoverable resources of any class, a development plan needs to be defined consisting of one or more projects. Even for Prospective Resources, the estimates of recoverable quantities must be stated in terms of the sales products derived from a development program assuming successful discovery and commercial development. Given the major uncertainties involved at this early stage, the development program will not be of the detail expected in later stages of maturity. In most cases, recovery efficiency may be largely based on analogous projects. In-place quantities for which a feasible project cannot be defined using current, or reasonably forecast improvements in, technology are classified as Unrecoverable.

Not all technically feasible development plans will be commercial. The commercial viability of a development project is dependent on a forecast of the conditions that will exist during the time period encompassed by the project's activities (see

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

Commercial Evaluations, section 3.1). "Conditions" include technological, economic, legal, environmental, social, and governmental factors. While economic factors can be summarized as forecast costs and product prices, the underlying influences include, but are not limited to, market conditions, transportation and processing infrastructure, fiscal terms, and taxes.

The resource quantities being estimated are those volumes producible from a project as measured according to delivery specifications at the point of sale or custody transfer (see Reference Point, section 3.2.1). The cumulative production from the evaluation date forward to cessation of production is the remaining recoverable quantity. The sum of the associated annual net cash flows yields the estimated future net revenue. When the cash flows are discounted according to a defined discount rate and time period, the summation of the discounted cash flows is termed net present value (NPV) of the project (see Evaluation and Reporting Guidelines, section 3.0).

The supporting data, analytical processes, and assumptions used in an evaluation should be documented in sufficient detail to allow an independent evaluator or auditor to clearly understand the basis for estimation and categorization of recoverable quantities and their classification.

2.0 Classification and Categorization Guidelines

2.1 Resources Classification

The basic classification requires establishment of criteria for a petroleum discovery and thereafter the distinction between commercial and sub-commercial projects in known accumulations (and hence between Reserves and Contingent Resources).

2.1.1 Determination of Discovery Status

A discovery is one petroleum accumulation, or several petroleum accumulations collectively, for which one or several exploratory wells have established through testing, sampling, and/or logging the existence of a significant quantity of potentially moveable hydrocarbons.

In this context, "significant" implies that there is evidence of a sufficient quantity of petroleum to justify estimating the in-place volume demonstrated by the well(s) and for evaluating the potential for economic recovery. Estimated recoverable quantities within such a discovered (known) accumulation(s) shall initially be classified as Contingent Resources pending definition of projects with sufficient chance of commercial development to reclassify all, or a portion, as Reserves. Where in-place hydrocarbons are identified but are not considered currently recoverable, such quantities may be classified as Discovered Unrecoverable, if considered appropriate for resource management purposes; a portion of these quantities may become recoverable resources in the future as commercial circumstances change or technological developments occur.

2.1.2 Determination of Commerciality

Discovered recoverable volumes (Contingent Resources) may be considered commercially producible, and thus Reserves, if the entity claiming commerciality has demonstrated firm intention to proceed with development and such intention is based upon all of the following criteria:

- Evidence to support a reasonable timetable for development.
- A reasonable assessment of the future economics of such development projects meeting defined investment and operating criteria.
- A reasonable expectation that there will be a market for all or at least the expected sales quantities of production required to justify development.
- Evidence that the necessary production and transportation facilities are available or can be made available.
- Evidence that legal, contractual, environmental and other social and economic concerns will allow for the actual implementation of the recovery project being evaluated.

To be included in the Reserves class, a project must be sufficiently defined to establish its commercial viability. There must be a reasonable expectation that all required internal and external approvals will be forthcoming, and there is evidence of firm intention to proceed with development within a reasonable time frame. A reasonable time frame for the initiation of development depends on the specific circumstances and varies according to the scope of the project. While 5 years is recommended as a benchmark, a longer time frame could be applied where, for example, development of economic projects are deferred at the option of the producer for, among other things, market-related reasons, or to meet contractual or strategic objectives. In all cases, the justification for classification as Reserves should be clearly documented.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

To be included in the Reserves class, there must be a high confidence in the commercial producibility of the reservoir as supported by actual production or formation tests. In certain cases, Reserves may be assigned on the basis of well logs and/or core analysis that indicate that the subject reservoir is hydrocarbon-bearing and is analogous to reservoirs in the same area that are producing or have demonstrated the ability to produce on formation tests.

2.2 Resources Categorization

The horizontal axis in the Resources Classification (Figure 1.1) defines the range of uncertainty in estimates of the quantities of recoverable, or potentially recoverable, petroleum associated with a project. These estimates include both technical and commercial uncertainty components as follows:

- The total petroleum remaining within the accumulation (in-place resources).
- That portion of the in-place petroleum that can be recovered by applying a defined development project or projects.
- Variations in the commercial conditions that may impact the quantities recovered and sold (e.g., market availability, contractual changes).

Where commercial uncertainties are such that there is significant risk that the complete project (as initially defined) will not proceed, it is advised to create a separate project classified as Contingent Resources with an appropriate chance of commerciality.

2.2.1 Range of Uncertainty

The range of uncertainty of the recoverable and/or potentially recoverable volumes may be represented by either deterministic scenarios or by a probability distribution (see Deterministic and Probabilistic Methods, section 4.2).

When the range of uncertainty is represented by a probability distribution, a low, best, and high estimate shall be provided such that:

- There should be at least a 90% probability (P90) that the quantities actually recovered will equal or exceed the low estimate.
- There should be at least a 50% probability (P50) that the quantities actually recovered will equal or exceed the best estimate.
- There should be at least a 10% probability (P10) that the quantities actually recovered will equal or exceed the high estimate.

When using the deterministic scenario method, typically there should also be low, best, and high estimates, where such estimates are based on qualitative assessments of relative uncertainty using consistent interpretation guidelines. Under the deterministic incremental (risk-based) approach, quantities at each level of uncertainty are estimated discretely and separately (see Category Definitions and Guidelines, section 2.2.2).

These same approaches to describing uncertainty may be applied to Reserves, Contingent Resources, and Prospective Resources. While there may be significant risk that sub-commercial and undiscovered accumulations will not achieve commercial production, it is useful to consider the range of potentially recoverable quantities independently of such a risk or consideration of the resource class to which the quantities will be assigned.

2.2.2 Category Definitions and Guidelines

Evaluators may assess recoverable quantities and categorize results by uncertainty using the deterministic incremental (risk-based) approach, the deterministic scenario (cumulative) approach, or probabilistic methods (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5). In many cases, a combination of approaches is used.

Use of consistent terminology (Figure 1.1) promotes clarity in communication of evaluation results. For Reserves, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1P/2P/3P, respectively. The associated incremental quantities are termed Proved, Probable and Possible. Reserves are a subset of, and must be viewed within context of, the complete resources classification system. While the categorization criteria are proposed specifically for Reserves, in most cases, they can be equally applied to Contingent and Prospective Resources conditional upon their satisfying the criteria for discovery and/or development.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

For Contingent Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates are denoted as 1C/2C/3C respectively. For Prospective Resources, the general cumulative terms low/best/high estimates still apply. No specific terms are defined for incremental quantities within Contingent and Prospective Resources.

Without new technical information, there should be no change in the distribution of technically recoverable volumes and their categorization boundaries when conditions are satisfied sufficiently to reclassify a project from Contingent Resources to Reserves. All evaluations require application of a consistent set of forecast conditions, including assumed future costs and prices, for both classification of projects and categorization of estimated quantities recovered by each project (see Commercial Evaluations, section 3.1).

Based on additional data and updated interpretations that indicate increased certainty, portions of Possible and Probable Reserves may be re-categorized as Probable and Proved Reserves.

Uncertainty in resource estimates is best communicated by reporting a range of potential results. However, if it is required to report a single representative result, the "best estimate" is considered the most realistic assessment of recoverable quantities. It is generally considered to represent the sum of Proved and Probable estimates (2P) when using the deterministic scenario or the probabilistic assessment methods. It should be noted that under the deterministic incremental (risk-based) approach, discrete estimates are made for each category, and they should not be aggregated without due consideration of their associated risk (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 2.5).

Table 1: Recoverable Resources Classes and Sub-Classes

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

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Approved for Development	All necessary approvals have been obtained, capital funds have been committed, and implementation of the development project is under way.	At this point, it must be certain that the development project is going ahead. The project must not be subject to any contingencies such as outstanding regulatory approvals or sales contracts. Forecast capital expenditures should be included in the reporting entity's current or following year's approved budget. The project "decision gate" is the decision to start investing capital in the construction of production facilities and/or drilling development wells.
Justified for Development	Implementation of the development project is justified on the basis of reasonable forecast commercial conditions at the time of reporting, and there are reasonable expectations that all necessary approvals/contracts will be obtained.	In order to move to this level of project maturity, and hence have reserves associated with it, the development project must be commercially viable at the time of reporting, based on the reporting entity's assumptions of future prices, costs, etc. ("forecast case") and the specific circumstances of the project. Evidence of a firm intention to proceed with development within a reasonable time frame will be sufficient to demonstrate commerciality. There should be a development plan in sufficient detail to support the assessment of commerciality and a reasonable expectation that any regulatory approvals or sales contracts required prior to project implementation will be forthcoming. Other than such approvals/contracts, there should be no known contingencies that could preclude the development from proceeding within a reasonable timeframe (see Reserves class). The project "decision gate" is the decision by the reporting entity and its partners, if any, that the project has reached a level of technical and commercial maturity sufficient to justify proceeding with development at that point in time.
Contingent Resources	Those quantities of petroleum estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from known accumulations by application of development projects, but which are not currently considered to be commercially recoverable due to one or more contingencies.	Contingent Resources may include, for example, projects for which there are currently no viable markets, or where commercial recovery is dependent on technology under development, or where evaluation of the accumulation is insufficient to clearly assess commerciality. Contingent Resources are further categorized in accordance with the level of certainty associated with the estimates and may be sub-classified based on project maturity and/or characterized by their economic status.
Development Pending	A discovered accumulation where project activities are ongoing to justify commercial development in the foreseeable future.	The project is seen to have reasonable potential for eventual commercial development, to the extent that further data acquisition (e.g. drilling, seismic data) and/or evaluations are currently ongoing with a view to confirming that the project is commercially viable and providing the basis for selection of an appropriate development plan. The critical contingencies have been identified and are reasonably expected to be resolved within a reasonable time frame. Note that disappointing appraisal/evaluation results could lead to a re-classification of the project to "On Hold" or "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to undertake further data acquisition and/or studies designed to move the project to a level of technical and commercial maturity at which a decision can be made to proceed with development and production.
Development Unclarified or on Hold	A discovered accumulation where project activities are on hold and/or where justification as a commercial development may be subject to significant delay.	The project is seen to have potential for eventual commercial development, but further appraisal/evaluation activities are on hold pending the removal of significant contingencies external to the project, or substantial further appraisal/evaluation activities are required to clarify the potential for eventual commercial development. Development may be subject to a significant time delay. Note that a change in circumstances, such that there is no longer a reasonable expectation that a critical contingency can be removed in the foreseeable future, for example, could lead to a reclassification of the project to "Not Viable" status. The project "decision gate" is the decision to either proceed with additional evaluation designed to clarify the potential for eventual commercial development or to temporarily suspend or delay further activities pending resolution of external contingencies.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

Class/Sub-Class	Definition	Guidelines
Development Not Viable	A discovered accumulation for which there are no current plans to develop or to acquire additional data at the time due to limited production potential.	The project is not seen to have potential for eventual commercial development at the time of reporting, but the theoretically recoverable quantities are recorded so that the potential opportunity will be recognized in the event of a major change in technology or commercial conditions. The project "decision gate" is the decision not to undertake any further data acquisition or studies on the project for the foreseeable future.
Prospective Resources	Those quantities of petroleum which are estimated, as of a given date, to be potentially recoverable from undiscovered accumulations.	Potential accumulations are evaluated according to their chance of discovery and, assuming a discovery, the estimated quantities that would be recoverable under defined development projects. It is recognized that the development programs will be of significantly less detail and depend more heavily on analog developments in the earlier phases of exploration.
Prospect	A project associated with a potential accumulation that is sufficiently well defined to represent a viable drilling target.	Project activities are focused on assessing the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recoverable quantities under a commercial development program.
Lead	A project associated with a potential accumulation that is currently poorly defined and requires more data acquisition and/or evaluation in order to be classified as a prospect.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to confirm whether or not the lead can be matured into a prospect. Such evaluation includes the assessment of the chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under feasible development scenarios.
Play	A project associated with a prospective trend of potential prospects, but which requires more data acquisition and/or evaluation in order to define specific leads or prospects.	Project activities are focused on acquiring additional data and/or undertaking further evaluation designed to define specific leads or prospects for more detailed analysis of their chance of discovery and, assuming discovery, the range of potential recovery under hypothetical development scenarios.

Table 2: Reserves Status Definitions and Guidelines

Status	Definition	Guidelines
Developed Reserves	Developed Reserves are expected quantities to be recovered from existing wells and facilities.	Reserves are considered developed only after the necessary equipment has been installed, or when the costs to do so are relatively minor compared to the cost of a well. Where required facilities become unavailable, it may be necessary to reclassify Developed Reserves as Undeveloped. Developed Reserves may be further sub-classified as Producing or Non-Producing.
Developed Producing Reserves	Developed Producing Reserves are expected to be recovered from completion intervals that are open and producing at the time of the estimate.	Improved recovery reserves are considered producing only after the improved recovery project is in operation.
Developed Non-Producing Reserves	Developed Non-Producing Reserves include shut-in and behind-pipe Reserves.	Shut-in Reserves are expected to be recovered from (1) completion intervals which are open at the time of the estimate but which have not yet started producing, (2) wells which were shut-in for market conditions or pipeline connections, or (3) wells not capable of production for mechanical reasons. Behind-pipe Reserves are expected to be recovered from zones in existing wells which will require additional completion work or future re-completion prior to start of production. In all cases, production can be initiated or restored with relatively low expenditure compared to the cost of drilling a new well.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

Status	Definition	Guidelines
Undeveloped Reserves	Undeveloped Reserves are quantities expected to be recovered through future investments:	(1) from new wells on undrilled acreage in known accumulations, (2) from deepening existing wells to a different (but known) reservoir, (3) from infill wells that will increase recovery, or (4) where a relatively large expenditure (e.g. when compared to the cost of drilling a new well) is required to (a) recomplete an existing well or (b) install production or transportation facilities for primary or improved recovery projects.

Table 3: Reserves Category Definitions and Guidelines

Category	Definition	Guidelines
Proved Reserves	Proved Reserves are those quantities of petroleum, which by analysis of geoscience and engineering data, can be estimated with reasonable certainty to be commercially recoverable, from a given date forward, from known reservoirs and under defined economic conditions, operating methods, and government regulations.	If deterministic methods are used, the term reasonable certainty is intended to express a high degree of confidence that the quantities will be recovered. If probabilistic methods are used, there should be at least a 90% probability that the quantities actually recovered will equal or exceed the estimate. The area of the reservoir considered as Proved includes (1) the area delineated by drilling and defined by fluid contacts, if any, and (2) adjacent undrilled portions of the reservoir that can reasonably be judged as continuous with it and commercially productive on the basis of available geoscience and engineering data. In the absence of data on fluid contacts, Proved quantities in a reservoir are limited by the lowest known hydrocarbon (LKH) as seen in a well penetration unless otherwise indicated by definitive geoscience, engineering, or performance data. Such definitive information may include pressure gradient analysis and seismic indicators. Seismic data alone may not be sufficient to define fluid contacts for Proved reserves (see "2001 Supplemental Guidelines," Chapter 8). Reserves in undeveloped locations may be classified as Proved provided that: • The locations are in undrilled areas of the reservoir that can be judged with reasonable certainty to be commercially productive. • Interpretations of available geoscience and engineering data indicate with reasonable certainty that the objective formation is laterally continuous with drilled Proved locations. For Proved Reserves, the recovery efficiency applied to these reservoirs should be defined based on a range of possibilities supported by analogs and sound engineering judgment considering the characteristics of the Proved area and the applied development program.
Probable Reserves	Probable Reserves are those additional Reserves which analysis of geoscience and engineering data indicate are less likely to be recovered than Proved Reserves but more certain to be recovered than Possible Reserves.	It is equally likely that actual remaining quantities recovered will be greater than or less than the sum of the estimated Proved plus Probable Reserves (2P). In this context, when probabilistic methods are used, there should be at least a 50% probability that the actual quantities recovered will equal or exceed the 2P estimate. Probable Reserves may be assigned to areas of a reservoir adjacent to Proved where data control or interpretations of available data are less certain. The interpreted reservoir continuity may not meet the reasonable certainty criteria. Probable estimates also include incremental recoveries associated with project recovery efficiencies beyond that assumed for Proved.

PETROLEUM RESERVES AND RESOURCES CLASSIFICATION AND DEFINITIONS

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

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

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

REVENUE, COSTS, AND TAXES
TOTAL PROVED RESERVES
MEGED FIELD, ISRAEL
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
AS OF DECEMBER 31, 2013

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 10% (M\$)
			State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)					
12-31-2014	2	26,016.4	3,252.0	0.0	0.0	3,252.0	12,870.0	0.0	5,267.3	4,627.0	4,411.7
12-31-2015	3	75,482.1	9,435.3	0.0	0.0	9,435.3	14,850.0	0.0	11,203.2	39,993.7	34,665.9
12-31-2016	3	90,205.9	11,275.7	27,780.8	0.0	39,056.6	0.0	0.0	12,970.0	38,179.3	30,084.7
12-31-2017	3	64,279.7	8,035.0	35,788.9	0.0	43,823.9	0.0	0.0	9,858.9	10,597.0	7,591.1
12-31-2018	3	46,214.8	5,776.9	9,450.9	0.0	15,227.8	0.0	0.0	7,691.1	23,295.9	15,171.0
12-31-2019	3	33,558.5	4,194.8	6,862.7	0.0	11,057.5	0.0	0.0	6,172.4	16,328.6	9,667.0
12-31-2020	3	24,594.4	3,074.3	5,029.6	0.0	8,103.9	0.0	0.0	5,096.7	11,393.9	6,132.3
12-31-2021	3	17,729.7	2,216.2	3,625.7	0.0	5,841.9	0.0	0.0	4,272.9	7,614.9	3,725.8
12-31-2022	3	11,541.7	1,442.7	2,360.3	0.0	3,803.0	0.0	0.0	3,530.3	4,208.4	1,871.9
12-31-2023	3	7,662.6	957.8	1,567.0	0.0	2,524.8	0.0	0.0	3,064.8	2,072.9	838.2
12-31-2024	3	5,094.6	636.8	1,041.8	0.0	1,678.7	0.0	0.0	2,756.7	659.2	242.3
12-31-2025	2	25,598.1	3,199.8	5,234.8	0.0	8,434.6	247.5	495.0	5,217.1	11,203.9	3,744.2
12-31-2026	1	17,269.8	2,158.7	3,531.7	0.0	5,690.4	0.0	495.0	4,217.7	6,866.7	2,086.1
12-31-2027	1	11,692.2	1,461.5	2,391.1	0.0	3,852.6	0.0	0.0	3,548.4	4,291.2	1,185.2
12-31-2028	1	7,928.1	991.0	1,621.3	0.0	2,612.3	0.0	0.0	3,096.7	2,219.1	557.2
12-31-2029	1	5,383.9	673.0	1,101.0	0.0	1,774.0	0.0	0.0	2,791.4	818.5	186.8
12-31-2030	1	3,661.6	457.7	619.1	0.0	1,076.8	0.0	0.0	2,584.7	0.0	0.0
12-31-2031	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	495.0	0.0	(495.0)	(93.4)
Total		473,914.2	59,239.3	108,006.8	0.0	167,246.1	27,967.5	1,485.0	93,340.3	183,875.3	122,067.9

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽⁴⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2014	0.0	0.0	4,627.0	26.5	1,226.2	3,400.9	3,318.9	3,242.6	3,171.3	3,104.6
12-31-2015	0.0	0.0	39,993.7	26.5	10,598.3	29,395.3	27,320.9	25,479.4	23,835.9	22,361.8
12-31-2016	0.0	0.0	38,179.3	26.5	10,117.5	28,061.8	24,839.5	22,112.3	19,786.6	17,789.4
12-31-2017	0.0	0.0	10,597.0	26.5	2,808.2	7,788.8	6,566.1	5,579.5	4,775.6	4,114.7
12-31-2018	0.0	0.0	23,295.9	26.5	6,173.4	17,122.5	13,747.2	11,150.7	9,129.1	7,537.9
12-31-2019	0.0	0.0	16,328.6	26.5	4,327.1	12,001.6	9,176.9	7,105.2	5,564.2	4,402.9
12-31-2020	0.0	0.0	11,393.9	26.5	3,019.4	8,374.5	6,098.6	4,507.2	3,376.2	2,560.2
12-31-2021	0.0	0.0	7,614.9	26.5	2,017.9	5,596.9	3,861.8	2,738.5	1,962.1	1,425.9
12-31-2022	0.0	0.0	4,208.4	26.5	1,115.2	3,093.2	2,043.1	1,375.8	942.9	656.7
12-31-2023	0.0	0.0	2,072.9	26.5	549.3	1,523.6	958.5	616.1	403.9	269.6
12-31-2024	0.0	0.0	659.2	26.5	174.7	484.5	290.3	178.1	111.7	71.4
12-31-2025	0.0	0.0	11,203.9	26.5	2,969.0	8,234.9	4,698.7	2,752.0	1,650.6	1,011.8
12-31-2026	0.0	0.0	6,866.7	26.5	1,819.7	5,047.0	2,742.6	1,533.3	879.7	516.7
12-31-2027	0.0	0.0	4,291.2	26.5	1,137.2	3,154.1	1,632.4	871.1	478.0	269.1
12-31-2028	0.0	0.0	2,219.1	26.5	588.1	1,631.0	803.9	409.5	215.0	116.0
12-31-2029	0.0	0.0	818.5	26.5	216.9	601.6	282.4	137.3	68.9	35.6
12-31-2030	0.0	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2031	0.0	0.0	(495.0)	26.5	0.0	(495.0)	(210.8)	(93.4)	(42.9)	(20.4)
Total		0.0	183,875.3		48,858.1	135,017.2	108,191.0	89,695.2	76,308.6	66,224.0

⁽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⁾ The estimates of the oil levy are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993).

⁽⁴⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROBABLE RESERVES
MEGED FIELD, ISRAEL
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
AS OF DECEMBER 31, 2013

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 10% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)					
12-31-2014	4,644.2	580.5	0.0	0.0	580.5	0.0	0.0	557.3	3,506.3	3,343.2
12-31-2015	27,471.2	3,433.9	0.0	0.0	3,433.9	19,800.0	0.0	3,296.5	940.7	815.4
12-31-2016	70,047.0	8,755.9	17,732.6	0.0	26,488.5	39,600.0	0.0	8,405.6	(4,447.1)	(3,504.2)
12-31-2017	113,259.0	14,157.4	26,321.1	0.0	40,478.5	34,650.0	0.0	13,591.1	24,539.5	17,578.9
12-31-2018	134,854.6	16,856.8	27,577.8	0.0	44,434.6	4,950.0	0.0	16,182.6	69,287.5	45,121.9
12-31-2019	105,656.9	13,207.1	21,606.8	0.0	34,813.9	0.0	0.0	12,678.8	58,164.1	34,434.6
12-31-2020	78,010.8	9,751.3	15,953.2	0.0	25,704.5	0.0	0.0	9,361.3	42,944.9	23,113.2
12-31-2021	58,192.4	7,274.0	11,900.3	0.0	19,174.4	0.0	0.0	6,983.1	32,034.9	15,673.9
12-31-2022	44,885.1	5,610.6	9,179.0	0.0	14,789.6	0.0	0.0	5,386.2	24,709.2	10,990.6
12-31-2023	34,482.3	4,310.3	7,051.6	0.0	11,361.9	0.0	0.0	4,137.9	18,982.5	7,675.8
12-31-2024	24,564.6	3,070.6	5,023.5	0.0	8,094.0	0.0	0.0	2,947.8	13,522.8	4,971.0
12-31-2025	(7,464.5)	(933.1)	(1,526.5)	0.0	(2,459.5)	(247.5)	(495.0)	(895.7)	(3,366.7)	(1,125.1)
12-31-2026	(8,527.9)	(1,066.0)	(1,743.9)	0.0	(2,809.9)	0.0	495.0	(1,023.3)	(5,189.6)	(1,576.6)
12-31-2027	25,401.7	3,175.2	5,194.6	0.0	8,369.8	247.5	1,485.0	3,048.2	12,251.1	3,383.6
12-31-2028	18,116.1	2,264.5	3,704.7	0.0	5,969.3	0.0	990.0	2,173.9	8,982.9	2,255.4
12-31-2029	13,382.9	1,672.9	2,736.8	0.0	4,409.7	0.0	0.0	1,605.9	7,367.3	1,681.6
12-31-2030	9,875.6	1,234.5	2,149.2	0.0	3,383.7	0.0	0.0	1,185.1	5,306.9	1,101.2
12-31-2031	9,775.3	1,221.9	1,999.0	0.0	3,221.0	0.0	(495.0)	3,318.4	3,731.0	703.8
12-31-2032	7,066.3	883.3	1,445.1	0.0	2,328.3	0.0	0.0	2,993.3	1,744.7	299.2
12-31-2033	5,113.4	639.2	1,045.7	0.0	1,684.9	0.0	0.0	2,758.9	669.6	104.4
12-31-2034	3,704.0	463.0	651.2	0.0	1,114.2	0.0	0.0	2,589.8	0.0	0.0
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	495.0	0.0	(495.0)	(63.8)
Total	772,511.0	96,563.9	158,001.9	0.0	254,565.8	99,000.0	2,475.0	101,282.6	315,187.6	166,977.9

Period Ending	Levy ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽⁴⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
					Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2014	0.0	3,506.3	26.5	929.2	2,577.2	2,515.1	2,457.2	2,403.2	2,352.6
12-31-2015	0.0	940.7	26.5	249.3	691.4	642.6	599.3	560.7	526.0
12-31-2016	0.0	(4,447.1)	26.5	(1,178.5)	(3,268.6)	(2,893.3)	(2,575.6)	(2,304.7)	(2,072.1)
12-31-2017	0.0	24,539.5	26.5	6,503.0	18,036.5	15,205.1	12,920.5	11,058.9	9,528.4
12-31-2018	0.0	69,287.5	26.5	18,361.2	50,926.3	40,887.5	33,164.6	27,152.0	22,419.5
12-31-2019	0.0	58,164.1	26.5	15,413.5	42,750.6	32,689.0	25,309.5	19,820.0	15,683.6
12-31-2020	0.0	42,944.9	26.5	11,380.4	31,564.5	22,986.3	16,988.2	12,725.2	9,649.9
12-31-2021	7,283.4	24,751.6	26.5	6,559.2	18,192.4	12,617.4	8,901.1	6,377.6	4,634.8
12-31-2022	7,377.6	17,331.7	26.5	4,592.9	12,738.8	8,414.3	5,666.2	3,883.3	2,704.5
12-31-2023	5,839.7	13,142.8	26.5	3,482.8	9,659.9	6,076.8	3,906.1	2,560.6	1,709.0
12-31-2024	4,127.7	9,395.2	26.5	2,489.7	6,905.4	4,137.2	2,538.4	1,591.7	1,018.1
12-31-2025	2,339.5	(5,706.2)	26.5	(1,512.1)	(4,194.0)	(2,393.1)	(1,401.6)	(840.6)	(515.3)
12-31-2026	803.2	(5,992.8)	26.5	(1,588.1)	(4,404.7)	(2,393.6)	(1,338.2)	(767.7)	(451.0)
12-31-2027	5,716.1	6,535.0	26.5	1,731.8	4,803.3	2,485.9	1,326.6	728.0	409.8
12-31-2028	3,979.9	5,003.0	26.5	1,325.8	3,677.2	1,812.5	923.3	484.6	261.5
12-31-2029	2,722.9	4,644.3	26.5	1,230.8	3,413.6	1,602.4	779.2	391.2	202.3
12-31-2030	1,786.5	3,520.4	26.5	932.9	2,587.5	1,156.8	536.9	257.8	127.8
12-31-2031	1,097.4	2,633.6	26.5	566.7	2,066.8	880.0	389.9	179.1	85.0
12-31-2032	594.2	1,150.5	26.5	304.9	845.6	342.9	145.0	63.7	29.0
12-31-2033	228.5	441.1	26.5	116.9	324.2	125.2	50.5	21.2	9.3
12-31-2034	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2035	0.0	(495.0)	26.5	0.0	(495.0)	(173.4)	(63.8)	(24.5)	(9.8)
Total	43,896.6	271,291.0		71,892.1	199,398.9	146,723.6	111,223.3	86,321.2	68,302.8

⁽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⁾ The estimates of the oil levy are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993).

⁽⁴⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE RESERVES
MEGED FIELD, ISRAEL
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
AS OF DECEMBER 31, 2013

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 10% (M\$)
			State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)					
12-31-2014	2	30,660.6	3,832.6	0.0	0.0	3,832.6	12,870.0	0.0	5,824.6	8,133.4	7,754.9
12-31-2015	3	102,953.3	12,869.2	0.0	0.0	12,869.2	34,650.0	0.0	14,499.7	40,934.4	35,481.3
12-31-2016	5	160,253.0	20,031.6	45,513.4	0.0	65,545.1	39,600.0	0.0	21,375.7	33,732.2	26,580.5
12-31-2017	7	177,538.8	22,192.3	62,110.0	0.0	84,302.3	34,650.0	0.0	23,450.0	35,136.4	25,170.0
12-31-2018	8	181,069.5	22,633.7	37,028.7	0.0	59,662.4	4,950.0	0.0	23,873.7	92,583.4	60,292.9
12-31-2019	8	139,215.4	17,401.9	28,469.6	0.0	45,871.5	0.0	0.0	18,851.2	74,492.8	44,101.6
12-31-2020	8	102,605.2	12,825.6	20,982.8	0.0	33,808.4	0.0	0.0	14,458.0	54,338.8	29,245.4
12-31-2021	8	75,922.1	9,490.3	15,526.1	0.0	25,016.3	0.0	0.0	11,256.0	39,649.8	19,399.7
12-31-2022	8	56,426.8	7,053.3	11,539.3	0.0	18,592.6	0.0	0.0	8,916.5	28,917.6	12,862.5
12-31-2023	8	42,144.9	5,268.1	8,618.6	0.0	13,886.7	0.0	0.0	7,202.7	21,055.4	8,514.0
12-31-2024	8	29,659.2	3,707.4	6,065.3	0.0	9,772.7	0.0	0.0	5,704.4	14,182.1	5,213.3
12-31-2025	8	18,133.6	2,266.7	3,708.3	0.0	5,975.0	0.0	0.0	4,321.4	7,837.2	2,619.1
12-31-2026	6	8,741.9	1,092.7	1,787.7	0.0	2,880.5	0.0	990.0	3,194.4	1,677.1	509.5
12-31-2027	3	37,093.9	4,636.7	7,585.7	0.0	12,222.4	247.5	1,485.0	6,596.6	16,542.4	4,568.7
12-31-2028	1	26,044.2	3,255.5	5,326.0	0.0	8,581.6	0.0	990.0	5,270.6	11,202.0	2,812.6
12-31-2029	1	18,766.7	2,345.8	3,837.8	0.0	6,183.6	0.0	0.0	4,397.3	8,185.8	1,868.4
12-31-2030	1	13,537.2	1,692.1	2,768.4	0.0	4,460.5	0.0	0.0	3,769.8	5,306.9	1,101.2
12-31-2031	1	9,775.3	1,221.9	1,999.0	0.0	3,221.0	0.0	0.0	3,318.4	3,236.0	610.4
12-31-2032	1	7,066.3	883.3	1,445.1	0.0	2,328.3	0.0	0.0	2,993.3	1,744.7	299.2
12-31-2033	1	5,113.4	639.2	1,045.7	0.0	1,684.9	0.0	0.0	2,758.9	669.6	104.4
12-31-2034	1	3,704.0	463.0	651.2	0.0	1,114.2	0.0	0.0	2,589.8	0.0	0.0
12-31-2035	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	495.0	0.0	(495.0)	(63.8)
Total		1,246,425.2	155,803.2	266,008.7	0.0	421,811.9	126,967.5	3,960.0	194,623.0	499,062.9	289,045.8

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽⁴⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2014	0.0	0.0	8,133.4	26.5	2,155.3	5,978.0	5,834.0	5,699.8	5,574.5	5,457.2
12-31-2015	0.0	0.0	40,934.4	26.5	10,847.6	30,086.8	27,963.5	26,078.7	24,396.6	22,887.8
12-31-2016	0.0	0.0	33,732.2	26.5	8,939.0	24,793.2	21,946.2	19,536.7	17,481.9	15,717.3
12-31-2017	0.0	0.0	35,136.4	26.5	9,311.2	25,825.3	21,771.2	18,500.0	15,834.4	13,643.0
12-31-2018	0.0	0.0	92,583.4	26.5	24,534.6	68,048.8	54,634.7	44,315.3	36,281.1	29,957.5
12-31-2019	0.0	0.0	74,492.8	26.5	19,740.6	54,752.2	41,865.9	32,414.7	25,384.2	20,086.5
12-31-2020	0.0	0.0	54,338.8	26.5	14,399.8	39,939.0	29,084.9	21,495.4	16,101.3	12,210.1
12-31-2021	18.4	7,283.4	32,366.4	26.5	8,577.1	23,789.3	16,499.2	11,639.6	8,339.7	6,060.7
12-31-2022	25.5	7,377.6	21,540.0	26.5	5,708.1	15,831.9	10,457.4	7,042.0	4,826.2	3,361.2
12-31-2023	27.7	5,839.7	15,215.7	26.5	4,032.2	11,183.5	7,035.3	4,522.2	2,964.5	1,978.6
12-31-2024	29.1	4,127.7	10,054.4	26.5	2,664.4	7,390.0	4,427.5	2,716.6	1,703.4	1,089.5
12-31-2025	29.9	2,339.5	5,497.8	26.5	1,456.9	4,040.9	2,305.7	1,350.4	809.9	496.5
12-31-2026	30.1	803.2	873.9	26.5	231.6	642.3	349.0	195.1	111.9	65.8
12-31-2027	31.3	5,716.1	10,826.3	26.5	2,869.0	7,957.3	4,118.2	2,197.7	1,206.0	678.9
12-31-2028	32.6	3,979.9	7,222.1	26.5	1,913.9	5,308.2	2,616.4	1,332.8	699.6	377.4
12-31-2029	33.3	2,722.9	5,462.8	26.5	1,447.7	4,015.2	1,884.8	916.5	460.1	237.9
12-31-2030	33.7	1,786.5	3,520.4	26.5	932.9	2,587.5	1,156.8	536.9	257.8	127.8
12-31-2031	33.9	1,097.4	2,138.6	26.5	566.7	1,571.8	669.3	296.5	136.2	64.7
12-31-2032	34.1	594.2	1,150.5	26.5	304.9	845.6	342.9	145.0	63.7	29.0
12-31-2033	34.1	228.5	441.1	26.5	116.9	324.2	125.2	50.5	21.2	9.3
12-31-2034	34.2	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2035	34.1	0.0	(495.0)	26.5	0.0	(495.0)	(173.4)	(63.8)	(24.5)	(9.8)
Total		43,896.6	455,166.3		120,750.2	334,416.1	254,914.6	200,918.5	162,629.8	134,526.8

⁽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⁾ The estimates of the oil levy are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993).

⁽⁴⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
POSSIBLE RESERVES
MEGED FIELD, ISRAEL
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
AS OF DECEMBER 31, 2013

Period Ending	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties				Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 10% (M\$)
		State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)					
12-31-2014	6,647.4	830.9	0.0	0.0	830.9	0.0	0.0	797.7	5,018.8	4,785.3
12-31-2015	38,678.0	4,834.8	488.5	0.0	5,323.3	0.0	0.0	4,641.4	28,713.4	24,888.3
12-31-2016	64,569.9	8,071.2	47,788.4	0.0	55,859.6	0.0	0.0	7,748.4	961.9	757.9
12-31-2017	73,553.7	9,194.2	(10,761.6)	0.0	(1,567.4)	4,950.0	0.0	8,826.4	61,344.6	43,944.3
12-31-2018	90,542.1	11,317.8	18,515.9	0.0	29,833.6	34,650.0	0.0	10,865.1	15,193.4	9,894.4
12-31-2019	154,220.5	19,277.6	31,538.1	0.0	50,815.6	39,600.0	0.0	18,506.5	45,298.4	26,817.8
12-31-2020	205,708.3	25,713.5	42,067.3	0.0	67,780.9	39,600.0	0.0	24,685.0	73,642.4	39,634.7
12-31-2021	241,514.1	30,189.3	49,389.6	0.0	79,578.9	19,800.0	0.0	28,981.7	113,153.5	55,363.4
12-31-2022	216,748.1	27,093.5	44,325.0	0.0	71,418.5	0.0	0.0	26,009.8	119,319.8	53,073.1
12-31-2023	156,630.6	19,578.8	32,030.9	0.0	51,609.8	0.0	0.0	18,795.7	86,225.1	34,866.1
12-31-2024	115,417.7	14,427.2	23,602.9	0.0	38,030.1	0.0	0.0	13,850.1	63,537.4	23,356.4
12-31-2025	87,821.1	10,977.6	17,959.4	0.0	28,937.0	0.0	0.0	10,538.5	48,345.5	16,156.2
12-31-2026	66,571.4	8,321.4	13,613.8	0.0	21,935.3	0.0	(990.0)	7,988.6	37,637.5	11,434.4
12-31-2027	13,458.4	1,682.3	2,752.2	0.0	4,434.6	(247.5)	(495.0)	1,615.0	8,151.4	2,251.3
12-31-2028	3,285.4	410.7	671.9	0.0	1,082.5	0.0	0.0	394.2	1,808.6	454.1
12-31-2029	(3,073.3)	(384.2)	(628.5)	0.0	(1,012.6)	0.0	1,485.0	(368.8)	(3,176.8)	(725.1)
12-31-2030	41,853.7	5,231.7	8,559.1	0.0	13,790.8	247.5	1,485.0	5,022.4	21,308.0	4,421.4
12-31-2031	28,606.2	3,575.8	5,850.0	0.0	9,425.8	0.0	990.0	3,432.7	14,757.7	2,783.9
12-31-2032	20,852.0	2,606.5	4,264.2	0.0	6,870.7	0.0	990.0	2,502.2	10,489.0	1,798.7
12-31-2033	15,528.5	1,941.1	3,175.6	0.0	5,116.6	0.0	0.0	1,863.4	8,548.4	1,332.7
12-31-2034	11,571.8	1,446.5	2,472.7	0.0	3,919.1	0.0	0.0	1,388.6	6,264.0	887.8
12-31-2035	11,314.9	1,414.4	2,313.9	0.0	3,728.3	0.0	(495.0)	3,503.1	4,578.5	589.9
12-31-2036	8,388.6	1,048.6	1,715.5	0.0	2,764.0	0.0	0.0	3,152.0	2,472.6	289.6
12-31-2037	6,224.6	778.1	1,272.9	0.0	2,051.0	0.0	0.0	2,892.3	1,281.3	136.4
12-31-2038	4,623.0	577.9	945.4	0.0	1,523.3	0.0	0.0	2,700.1	399.6	38.7
12-31-2039	3,436.5	429.6	449.2	0.0	878.8	0.0	0.0	2,557.7	0.0	0.0
12-31-2040	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	495.0	0.0	(495.0)	(39.6)
Total	1,684,693.4	210,586.7	344,372.5	0.0	554,959.2	138,600.0	3,465.0	212,889.9	774,779.3	359,192.2

Period Ending	Levy ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽⁴⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
					Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2014	0.0	5,018.8	26.5	1,330.0	3,688.8	3,599.9	3,517.2	3,439.9	3,367.4
12-31-2015	0.0	28,713.4	26.5	7,609.1	21,104.4	19,615.0	18,292.9	17,113.0	16,054.6
12-31-2016	0.0	961.9	26.5	254.9	707.0	625.8	557.1	498.5	448.2
12-31-2017	0.0	61,344.6	26.5	16,256.3	45,088.3	38,010.3	32,299.0	27,645.3	23,819.3
12-31-2018	11,602.4	3,591.0	26.5	951.6	2,639.4	2,119.1	1,718.8	1,407.2	1,161.9
12-31-2019	61,520.0	(16,221.6)	26.5	(4,298.7)	(11,922.9)	(9,116.8)	(7,058.7)	(5,527.7)	(4,374.1)
12-31-2020	74,674.2	(1,031.8)	26.5	(273.4)	(758.4)	(552.3)	(408.2)	(305.7)	(231.8)
12-31-2021	69,628.7	43,524.8	26.5	11,534.1	31,990.7	22,187.3	15,652.3	11,214.8	8,150.1
12-31-2022	58,677.0	60,642.8	26.5	16,070.3	44,572.5	29,441.3	19,825.7	13,587.4	9,462.9
12-31-2023	41,964.5	44,260.6	26.5	11,729.1	32,531.6	20,464.8	13,154.5	8,623.3	5,755.5
12-31-2024	30,504.2	33,033.3	26.5	8,753.8	24,279.5	14,546.3	8,925.2	5,596.4	3,579.6
12-31-2025	22,695.5	25,650.0	26.5	6,797.2	18,852.7	10,757.1	6,300.3	3,778.8	2,316.3
12-31-2026	16,715.4	20,922.2	26.5	5,544.4	15,377.8	8,356.6	4,671.8	2,680.2	1,574.4
12-31-2027	5,728.6	2,422.8	26.5	642.0	1,780.7	921.6	491.8	269.9	151.9
12-31-2028	2,258.7	(450.1)	26.5	(119.3)	(330.9)	(163.1)	(83.1)	(43.6)	(23.5)
12-31-2029	170.8	(3,347.6)	26.5	(887.1)	(2,460.5)	(1,155.0)	(561.6)	(282.0)	(145.8)
12-31-2030	10,845.1	10,462.9	26.5	2,772.7	7,690.3	3,438.1	1,595.7	766.3	379.7
12-31-2031	7,361.7	7,396.0	26.5	1,959.9	5,436.1	2,314.6	1,025.4	471.1	223.7
12-31-2032	5,298.3	5,190.7	26.5	1,375.5	3,815.2	1,547.1	654.3	287.5	130.8
12-31-2033	3,879.0	4,669.4	26.5	1,237.4	3,432.0	1,325.4	535.0	224.9	98.1
12-31-2034	2,791.2	3,472.8	26.5	920.3	2,552.5	938.8	361.8	145.4	60.8
12-31-2035	1,819.6	2,758.9	26.5	599.9	2,159.0	756.3	278.2	107.0	42.8
12-31-2036	1,101.8	1,370.8	26.5	363.3	1,007.5	336.1	118.0	43.4	16.7
12-31-2037	571.0	710.4	26.5	188.2	522.1	165.9	55.6	19.6	7.2
12-31-2038	178.1	221.6	26.5	58.7	162.8	49.3	15.8	5.3	1.9
12-31-2039	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2040	0.0	(495.0)	26.5	0.0	(495.0)	(135.9)	(39.6)	(12.2)	(3.9)
Total	429,985.8	344,793.5		91,370.3	253,423.2	170,393.7	121,895.3	91,753.8	72,024.8

⁽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⁾ The estimates of the oil levy are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993).

⁽⁴⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) and are its expected corporate income taxes per year.

REVENUE, COSTS, AND TAXES
PROVED + PROBABLE + POSSIBLE RESERVES
MEGED FIELD, ISRAEL
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
AS OF DECEMBER 31, 2013

Period Ending	Active Well Count	Working Interest Revenue ⁽¹⁾ (M\$)	Royalties			Net Capital Costs (M\$)	Net Abandonment Costs (M\$)	Net Operating Expenses ⁽²⁾ (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Future Net Revenue Before Levy and Corporate Income Taxes Discounted at 10% (M\$)
			State (M\$)	Interested Party (M\$)	Third Party (M\$)	Total (M\$)				
12-31-2014	2	37,308.0	4,663.5	0.0	0.0	4,663.5	12,870.0	0.0	6,622.3	13,152.2
12-31-2015	3	141,631.3	17,703.9	488.5	0.0	18,192.4	34,650.0	0.0	19,141.1	60,647.8
12-31-2016	5	224,822.9	28,102.9	93,301.8	0.0	121,404.7	39,600.0	0.0	29,124.1	34,694.1
12-31-2017	7	251,092.5	31,386.6	51,348.4	0.0	82,735.0	39,600.0	0.0	32,276.4	96,481.1
12-31-2018	9	271,611.6	33,951.4	55,544.6	0.0	89,496.0	39,600.0	0.0	34,738.7	107,776.8
12-31-2019	11	293,435.9	36,679.5	60,007.6	0.0	96,687.1	39,600.0	0.0	37,357.6	119,791.1
12-31-2020	13	308,313.5	38,539.2	63,050.1	0.0	101,589.3	39,600.0	0.0	39,142.9	127,981.2
12-31-2021	15	317,436.2	39,679.5	64,915.7	0.0	104,595.2	19,800.0	0.0	40,237.7	152,803.3
12-31-2022	15	273,174.9	34,146.9	55,864.3	0.0	90,011.1	0.0	0.0	34,926.3	148,237.5
12-31-2023	15	198,775.4	24,846.9	40,649.6	0.0	65,496.5	0.0	0.0	25,998.4	107,280.6
12-31-2024	15	145,076.9	18,134.6	29,668.2	0.0	47,802.8	0.0	0.0	19,554.6	77,719.5
12-31-2025	15	105,954.7	13,244.3	21,667.7	0.0	34,912.1	0.0	0.0	14,859.9	56,182.7
12-31-2026	15	75,313.2	9,414.2	15,401.6	0.0	24,815.7	0.0	0.0	11,182.9	39,314.6
12-31-2027	13	50,552.3	6,319.0	10,337.9	0.0	16,657.0	0.0	990.0	8,211.6	24,693.7
12-31-2028	11	29,329.6	3,666.2	5,997.9	0.0	9,664.1	0.0	990.0	5,664.9	13,010.6
12-31-2029	8	15,693.5	1,961.7	3,209.3	0.0	5,171.0	0.0	1,485.0	4,028.5	5,008.9
12-31-2030	5	55,390.9	6,923.9	11,327.4	0.0	18,251.3	247.5	1,485.0	8,792.2	26,614.9
12-31-2031	3	38,381.5	4,797.7	7,849.0	0.0	12,646.7	0.0	990.0	6,751.1	17,993.7
12-31-2032	1	27,918.3	3,489.8	5,709.3	0.0	9,199.1	0.0	990.0	5,495.5	12,233.7
12-31-2033	1	20,641.9	2,580.2	4,221.3	0.0	6,801.5	0.0	0.0	4,622.4	9,218.0
12-31-2034	1	15,275.8	1,909.5	3,123.9	0.0	5,033.4	0.0	0.0	3,978.4	6,264.0
12-31-2035	1	11,314.9	1,414.4	2,313.9	0.0	3,728.3	0.0	0.0	3,503.1	4,083.5
12-31-2036	1	8,388.6	1,048.6	1,715.5	0.0	2,764.0	0.0	0.0	3,152.0	2,472.6
12-31-2037	1	6,224.6	778.1	1,272.9	0.0	2,051.0	0.0	0.0	2,892.3	1,281.3
12-31-2038	1	4,623.0	577.9	945.4	0.0	1,523.3	0.0	0.0	2,700.1	399.6
12-31-2039	1	3,436.5	429.6	449.2	0.0	878.8	0.0	0.0	2,557.7	0.0
12-31-2040	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	495.0	(495.0)	(39.6)
Total		2,931,118.6	366,389.8	610,381.2	0.0	976,771.1	265,567.5	7,425.0	407,512.8	1,273,842.2

Period Ending	Levy Rate (%)	Levy ⁽³⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Before Corporate Income Taxes Discounted at 0% (M\$)	Corporate Income Tax Rate ⁽⁴⁾ (%)	Corporate Income Tax ⁽⁴⁾ (M\$)	Future Net Revenue After Levy and Corporate Income Taxes				
						Discounted at 0% (M\$)	Discounted at 5% (M\$)	Discounted at 10% (M\$)	Discounted at 15% (M\$)	Discounted at 20% (M\$)
12-31-2014	0.0	0.0	13,152.2	26.5	3,485.3	9,666.9	9,433.9	9,217.0	9,014.4	8,824.6
12-31-2015	0.0	0.0	69,647.8	26.5	18,456.7	51,191.1	47,578.5	44,371.7	41,509.5	38,942.4
12-31-2016	0.0	0.0	34,694.1	26.5	9,193.9	25,500.2	22,572.0	20,093.8	17,980.4	16,165.5
12-31-2017	0.0	0.0	96,481.1	26.5	25,567.5	70,913.6	59,781.5	50,799.0	43,479.7	37,462.4
12-31-2018	7.9	11,602.4	96,174.4	26.5	25,486.2	70,688.2	56,753.8	46,034.1	37,688.3	31,119.4
12-31-2019	38.6	61,520.0	58,271.1	26.5	15,441.8	42,829.3	32,749.1	25,356.0	19,856.5	15,712.5
12-31-2020	44.6	74,674.2	53,307.0	26.5	14,126.4	39,180.7	28,532.6	21,087.2	15,795.6	11,978.3
12-31-2021	44.6	76,912.0	75,891.3	26.5	20,111.2	55,780.1	38,686.5	27,291.9	19,554.4	14,210.8
12-31-2022	44.6	66,054.6	82,182.8	26.5	21,778.5	60,404.4	39,898.8	26,867.7	18,413.5	12,824.1
12-31-2023	44.6	47,804.2	59,476.3	26.5	15,761.2	43,715.1	27,500.0	17,676.7	11,587.8	7,734.1
12-31-2024	44.6	34,631.8	43,087.7	26.5	11,418.2	31,669.5	18,973.7	11,641.7	7,299.8	4,669.1
12-31-2025	44.6	25,035.0	31,147.7	26.5	8,254.1	22,893.6	13,062.8	7,650.6	4,588.7	2,812.7
12-31-2026	44.6	17,518.6	21,796.0	26.5	5,775.9	16,020.1	8,705.6	4,866.9	2,792.2	1,640.2
12-31-2027	44.6	11,444.7	13,249.1	26.5	3,511.0	9,738.1	5,039.8	2,689.5	1,475.9	830.9
12-31-2028	44.6	6,238.7	6,771.9	26.5	1,794.6	4,977.4	2,453.3	1,249.7	656.0	353.9
12-31-2029	44.6	2,893.7	2,115.2	26.5	560.5	1,554.7	729.8	354.9	178.2	92.1
12-31-2030	44.6	12,631.6	13,983.3	26.5	3,705.6	10,277.7	4,594.9	2,132.6	1,024.2	507.5
12-31-2031	44.6	8,459.1	9,534.6	26.5	2,526.7	7,007.9	2,983.8	1,322.0	607.3	288.3
12-31-2032	44.6	5,892.5	6,341.2	26.5	1,680.4	4,660.8	1,890.0	799.3	351.2	159.8
12-31-2033	44.6	4,107.6	5,110.5	26.5	1,354.3	3,756.2	1,450.6	585.6	246.1	107.3
12-31-2034	44.6	2,791.2	3,472.8	26.5	920.3	2,552.5	938.8	361.8	145.4	60.8
12-31-2035	44.6	1,819.6	2,263.9	26.5	599.9	1,664.0	582.9	214.4	82.4	33.0
12-31-2036	44.6	1,101.8	1,370.8	26.5	363.3	1,007.5	336.1	118.0	43.4	16.7
12-31-2037	44.6	571.0	710.4	26.5	188.2	522.1	165.9	55.6	19.6	7.2
12-31-2038	44.6	178.1	221.6	26.5	58.7	162.8	49.3	15.8	5.3	1.9
12-31-2039	44.6	0.0	0.0	26.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2040	44.6	0.0	(495.0)	26.5	0.0	(495.0)	(135.9)	(39.6)	(12.2)	(3.9)
Total		473,882.4	799,959.8		212,120.5	587,839.3	425,308.3	322,813.8	254,383.7	206,551.6

⁽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⁾ The estimates of the oil levy are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993).

⁽⁴⁾ Corporate income tax rates and estimates of corporate income taxes are provided by Givot Olam Oil Exploration Limited Partnership (1993) and are its expected corporate income taxes per year.

HISTORICAL PRODUCTION AND OPERATING EXPENSE DATA
MEGED FIELD, ISRAEL
GIVOT OLAM OIL EXPLORATION LIMITED PARTNERSHIP (1993)
AS OF DECEMBER 31, 2013

Year	Gross Production (MBBL)	Average Per Production Unit (\$/Barrel)				Reserves Depletion Rate ⁽²⁾ (Percent)
		Price Received	Royalties Paid ⁽¹⁾	Production Costs	Net Revenue	
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
2013	172.7	105.00	13.30	14.50	77.20	1.99

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

⁽¹⁾ Royalties do not include the 2011 General Partner royalties estimated at \$22.30 per barrel, the 2012 General Partner royalties estimated at \$21.00 per barrel, nor the 2013 General Partner royalties estimated at \$21.75 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.

FORECASTED GROSS OIL PRODUCTION
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2013

Meged 5 - Zone 8B					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2014	156.5	1.6	158.1	2.5	160.6
12-31-2015	136.5	4.2	140.8	4.4	145.2
12-31-2016	119.1	6.2	125.3	5.9	131.2
12-31-2017	103.9	7.7	111.6	7.0	118.6
12-31-2018	90.7	8.7	99.4	7.8	107.2
12-31-2019	79.1	9.4	88.5	8.4	96.9
12-31-2020	69.0	9.8	78.8	8.8	87.6
12-31-2021	60.2	10.0	70.2	9.0	79.2
12-31-2022	52.6	9.9	62.5	9.1	71.6
12-31-2023	45.9	9.8	55.7	9.1	64.7
12-31-2024	40.0	9.6	49.6	9.0	58.5
12-31-2025	0.0	44.1	44.1	8.8	52.9
12-31-2026	0.0	39.3	39.3	8.5	47.8
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	43.2	43.2
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	39.1	39.1
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	35.3	35.3
Total	953.6	170.3	1,123.8	216.1	1,339.9

Meged 5 - Zone 1					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
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	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2020	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2021	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2022	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2023	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2024	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2025	258.0	(258.0)	0.0	0.0	0.0
12-31-2026	174.4	(174.4)	0.0	0.0	0.0
12-31-2027	118.1	247.4	365.5	(365.5)	0.0
12-31-2028	80.1	183.0	263.1	(263.1)	0.0
12-31-2029	54.4	135.2	189.6	(189.6)	0.0
12-31-2030	37.0	99.8	136.7	380.5	517.3
12-31-2031	0.0	98.7	98.7	283.0	381.8
12-31-2032	0.0	71.4	71.4	210.6	282.0
12-31-2033	0.0	51.7	51.7	156.9	208.5
12-31-2034	0.0	37.4	37.4	116.9	154.3
12-31-2035	0.0	0.0	0.0	114.3	114.3
12-31-2036	0.0	0.0	0.0	84.7	84.7
12-31-2037	0.0	0.0	0.0	62.9	62.9
12-31-2038	0.0	0.0	0.0	46.7	46.7
12-31-2039	0.0	0.0	0.0	34.7	34.7
Total	722.0	492.0	1,214.0	673.1	1,887.2

FORECASTED GROSS OIL PRODUCTION
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2013

Meged 6 - Zones 8B & 1					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2014	106.3	45.3	151.6	64.6	216.3
12-31-2015	477.1	209.8	686.9	295.8	982.7
12-31-2016	328.2	173.0	501.2	229.5	730.6
12-31-2017	226.2	139.9	366.1	177.6	543.8
12-31-2018	156.2	111.6	267.8	137.3	405.1
12-31-2019	108.0	88.1	196.1	105.9	302.0
12-31-2020	74.4	69.4	143.7	81.7	225.4
12-31-2021	46.7	58.8	105.5	62.9	168.4
12-31-2022	20.0	57.5	77.5	48.4	125.9
12-31-2023	12.1	44.9	57.0	37.2	94.2
12-31-2024	0.6	41.2	41.7	28.8	70.5
12-31-2025	0.0	27.5	27.5	25.4	52.9
12-31-2026	0.0	9.3	9.3	30.4	39.7
12-31-2027	0.0	0.0	0.0	26.5	26.5
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	6.3	6.3
Total	1,555.7	1,076.2	2,631.9	1,358.2	3,990.1

Meged 7 - Zones 8B & 1					
Oil (MBBL)					
Period Ending	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
12-31-2014	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
12-31-2015	148.8	63.5	212.3	90.5	302.8
12-31-2016	463.8	206.7	670.5	290.0	960.5
12-31-2017	319.1	170.1	489.3	224.9	714.2
12-31-2018	220.0	137.5	357.4	174.1	531.6
12-31-2019	151.9	109.6	261.4	134.5	396.0
12-31-2020	105.0	86.4	191.4	103.8	295.3
12-31-2021	72.2	68.2	140.3	80.0	220.4
12-31-2022	44.0	59.0	103.0	61.6	164.6
12-31-2023	19.5	56.2	75.7	47.4	123.1
12-31-2024	10.9	44.8	55.7	36.4	92.1
12-31-2025	0.5	40.2	40.7	28.3	69.0
12-31-2026	0.0	25.8	25.8	25.9	51.7
12-31-2027	0.0	8.3	8.3	30.5	38.8
12-31-2028	0.0	0.0	0.0	24.5	24.5
12-31-2029	0.0	0.0	0.0	5.6	5.6
Total	1,555.7	1,076.2	2,631.9	1,358.2	3,990.1

FORECASTED GROSS OIL PRODUCTION
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2013

Meged 8 - Zones 8B & 1					
Period Ending	Oil (MBBL)				
	Total Proved	Probable	Proved + Probable	Possible	Proved + Probable + Possible
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	235.1	235.1	92.7	327.8
12-31-2017	0.0	231.7	231.7	96.8	328.5
12-31-2018	0.0	167.5	167.5	75.5	243.0
12-31-2019	0.0	121.2	121.2	58.6	179.8
12-31-2020	0.0	87.8	87.8	45.4	133.2
12-31-2021	0.0	63.7	63.7	35.1	98.8
12-31-2022	0.0	46.3	46.3	27.1	73.3
12-31-2023	0.0	33.6	33.6	20.8	54.5
12-31-2024	0.0	9.9	9.9	30.6	40.5
12-31-2025	0.0	0.9	0.9	27.1	28.0
12-31-2026	0.0	0.0	0.0	5.3	5.3
Total	0.0	997.7	997.7	515.1	1,512.8

MONTE CARLO INPUT DISTRIBUTION SUMMARY
CONTINGENT RESOURCES
MEGED FIELD, ISRAEL
AS OF DECEMBER 31, 2013

Parameter	Reservoir	Net Rock Volume (Acre-feet)		Porosity (Decimal)		Oil Saturation (Decimal)		Oil Recovery Factor (Decimal)		Initial Formation Volume Factor (RB/STB) ⁽¹⁾
		Triangular Distribution		Triangular Distribution		Normal Distribution		Normal Distribution		
		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
Parameter	Reservoir	Net Rock Volume (Acre-feet)		Porosity (Decimal)		Oil Saturation (Decimal)		Oil Recovery Factor (Decimal)		Initial Formation Volume Factor (RB/STB) ⁽¹⁾
		Normal Distribution		Triangular Distribution		Normal Distribution		Normal Distribution		
		Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	Low Estimate	High Estimate	
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.