

תגובה לטיוטת המלצות הוועדה לבחינת המדיניות הפיסקאלית

בנושא משאבי נפט וגז טבעי בישראל ("הוועדה") -

נייר עמדה כלכלי

מסמך זה מהווה תמצית של הטענות הכלכליות המפורטות בחוות הדעת המצורפות והוא מוגש בד בבד עם נייר עמדה משפטי. מטרתו של מסמך מרכז זה אינה להקיף את כלל הטיעונים והאסמכתאות הנזכרות בחוות הדעת המצורפות, כי אם להבהיר - בצורה תמציתית - את עמדת שותפויות הקידוחים במישור הכלכלי - מסחרי. אין לראות במסמך זה וויתור על טענה ו/או זכות כלכלית ו/או משפטית העומדת לשותפויות הקידוחים. למען הסר ספק, אין באמור במסמך זה על נספחיו כדי להוות הסכמה להמלצות הוועדה (כולן או חלקן) וככל שהוא כולל הצעות חלופיות לאלו של הוועדה, הרי שההצעות האמורות מתייחסות אך ורק לרישיונות חדשים שטרם הוענקו.

לנוכח הסכנות הניצבות בפני המשך התפתחותו של ענף חשוב זה, והיות וטרם נשמע דברם "מן השטח" של נציגי תעשיית האנרגיה (המתמודדים, זה למעלה מעשור, עם הקשיים הייחודיים לענף זה), מבקשים אנו להפוך מסמך מרכז זה לבסיס לדיאלוג פתוח, מקצועי, רציף ואינטנסיבי בין שותפויות הקידוחים ובין המדינה.

מסמך זה מרכז את עיקריהן של חוות הדעת הבאות, המצורפות כנספח לו :

- נספח א' - Wood Mackenzie - Review of certain aspects related to the Israeli Fiscal Proposals ;
- נספח ב' - פרופסור יצחק סוארי בע"מ - תגובה לדו"ח הביניים של הוועדה לבחינת המדיניות הפיסקאלית בנושא משאבי נפט וגז בישראל ;
- נספח ג' - פרופ' אמיר ברנע - נייר עמדה ;
- נספח ד' - גיזה זינגר אבן בע"מ - בחינת מדיניות ההשוואה ;
- נספח ה' - עו"ד (רו"ח) גדעון בר זכאי ;
- נספח ו' - Goldman Sachs Research ;
- נספח ז' - תחזיות שוק.

תוכן עניינים

3 כללי	.1
3 תשואה הוגנת ליזם תבטיח את המשך פיתוחו של הענף	.2
6 יעד ה-GT	.3
10 דרכי חישוב התשואה ליזם	.4
11 שיטת מיסוי לעודפי תשואה	.5
14 Ring Fencing וניכוי האזילה	.6
15 התאמות חשבונאיות והבהרות	.7

1. כללי

ייעודה הנכון של מערכת פיסקאלית בקשר עם משאבי נפט וגז טבעי בישראל הוא הבטחת המשך פיתוחו של ענף הפקת הנפט והגז הטבעי (שעודנו מצוי - בישראל - בשלבי הראשוניים). המשך פיתוח זה, כידוע, אינו אפשרי ללא יזמים ומממנים, אשר יהיו נכונים ליטול על עצמם את הסיכונים הגדולים הכרוכים בחיפוש ובפיתוח מאגרי נפט וגז טבעי. משיכתם של יזמים ומשקיעים (הנדרשת, כאמור, לפיתוח הענף) מחייבת, בראש ובראשונה, את יצירתם של תנאים רגולטוריים המבטיחים תשואה הוגנת על ההשקעה בכל פרויקט.

מטרת המערכת
הפיסקאלית

2. תשואה הוגנת ליזם תבטיח את המשך פיתוחו של הענף

2.1. שיעור תשואה הוגן, מקובל ותחרותי, המשקלל את התנאים הייחודיים לשוק המקומי, יבטיח תשואה אופטימאלית הן למדינה והן ליזם.

על-מנת לעצב מדיניות פיסקאלית בתחום משאבי טבע, על מתכנן המדיניות לבחון את מצב הענף במדינתו. בישראל, השוק לגז טבעי מוגבל, התשתיות לא מספקות ותעשיית החיפושים וההפקה עודנה "תעשיית ינוקא". בשל מאפייניה הייחודיים של ישראל - ובייחוד, היעדרן של תשתיות הפקת והולכת משאבי טבע (באופן המחייב תוכנית פיתוח עצמאית לכל פרויקט) - פעילות בענף חיפושי הנפט והגז הטבעי בישראל מחייבת השקעות עתק בתנאי אי-וודאות. לפיכך, דרישה הכרחית מכל מערכת פיסקאלית המונהגת ביחס למשאבי טבע בישראל היא הותרתו של שיעור תשואה הוגן ליזם (ושימורם של תמריצים למחפשי ולמפתחי מאגרי נפט וגז טבעי).

הפרמטר המוביל
בקביעת המדיניות
הפיסקאלית:
שיעור התשואה
ליזם

2.2. הוועדה עושה שימוש נרחב במדד ה-Government Take ("GT") בטיוטת המלצותיה. נדון במדד זה בהמשך, אולם בשלב זה נבקש להבהיר, כי הפרמטר המכריע לעיצוב מערכת פיסקאלית בעולם בכלל ובישראל בפרט הוא שיעור התשואה ההוגן ליזם. ללא תשואה הוגנת ליזם לא יקומו פרויקטים, לא יתפתח ענף משאבי הטבע בישראל ולא תהא כל משמעות ל-GT.¹

2.3. הוועדה מסתמכת על ניתוח תיאורטי של המומחה הכלכלי מטעמה, פרופ' פינדיק, בקובעה כי תשואה העולה על 9% בפרויקטים להפקת גז טבעי הינה תשואת יתר בת-מיסוי. ניתוח זה אינו נתמך בנתונים אמפיריים כלשהם ביחס לתשואות מקובלות של פרויקטים מקבילים בתחום הגז הטבעי בעולם (בכלל) ובקידוחי גז טבעי ובמים עמוקים (בפרט); ומכאן, שגם יעד התשואה בו מדברת הוועדה (ואף דיון זה, כאמור, נערך בשולי הדברים ולא במרכזם) אינו ריאלי ואינו יכול לשמש בסיס למסקנותיה.

יועץ הוועדה ממליץ
על יעד תשואה ליזם
המבוסס על
תיאוריות המנוקות
מהמציאות העסקית

¹ יוער, כי גם הוועדה ערה הייתה לקושי הכרוך בשימוש במדד ה-GT (וראה, בקשר זה, בחוות דעתו של דניאל גינסטון שצורפה כנספח לטיוטת ההמלצות, עמוד 40, תחת הכותרת Weaknesses of the Government Take (Statistic).

2.4 גם הפרשנות של הוועדה לאמור בחוות דעתו של פרופ' פינדיק בעייתית, לפי שהוועדה איננה מבחינה בין תשואת חברה (שהיא בעלת פורטפוליו של פרויקטים) לבין תשואת פרויקט מוצלח אחד בפורטפוליו. חברה מתחום חיפוי הנפט והגז מעורבת, לרוב, במספר פרויקטים, הנמצאים בשלבים שונים. רק מיעוט הפרוייקטים יצליח, כלומר יגיע לשלב ההפקה לפי לוח הזמנים והתקציב שהוגדרו ויעמוד ביעדי הרווח שהוצבו:

- חלק מן הפרוייקטים ייגדע בשלב מוקדם (סייסמיקה);
- חלק מהפרוייקטים ייכשל בשלב קידוחי האקספלורציה;
- פרויקטים מסוימים ייכנסו לשלב הפיתוח אך יתקלו בקשיים בלתי צפויים;
- ורק חלק (לפי הסטיסטיקה חלק קטן) של הפרוייקטים יניב ליזמים, בסופו של יום, רווחים בשיעור המיוחל.

הרווחים שניבו הפרוייקטים המוצלחים אמורים לפצות על כל יתר פעילויות החברה, לרבות הפרוייקטים שלא הניבו להם רווח²; הפרוייקטים שהסבו להם הפסדים; וכו'. על מנת שתשואת הפורטפוליו של יזם פלוני תהא 9% (שאינו מקובל עלינו, כפי שיפורט להלן), לא ייתכן שתשואתו של הפרוייקט המוצלח ביותר בפורטפוליו תעמוד אף היא על 9%. שהרי, יש לשקלל בחישוב התשואה הכולל גם את הפרוייקטים שנכשלו, כמו גם תקורות כלליות של היזם; ומכאן, שהתשואה של פרויקט מצליח בודד צריכה להיות גבוהה ביותר על מנת להגיע לממוצע משוקלל ראוי. **יוצא אפוא, כי לא רק שהוועדה לא ייחסה את המשקל הראוי לבחינת התשואה העומדת בפני היזם; ולא רק ששיעור התשואה בו מדברת הוועדה אינו ריאלי; אלא ששיעור זה אף אינו עולה בקנה אחד עם חוות דעת שנתנו המומחים מטעמה.**

2.5 לענין התשואה הנורמלית, אנו מפנים לחוות דעתו של פרופ' סוארי, הקובע כי תוחלת התשואה הנורמלית נאמדת בכ-13.5%, לפני השפעת המינוף התפעולי וכי השפעת המינוף התפעולי הגבוה יחסית בישראל עשויה להגדיל את תוחלת התשואה הנדרשת בכ-2%-0.5% לתוחלת תשואה נדרשת בשיעור כ-15%-14%. **תוחלת תשואה זו משקללת כאמור תגליות/הצלחות, חיפויים וקידוחים שכשלו והוצאות מטה. יוצא מכך, כי שיעור התשואה בפרוייקטים מוכחים/מוצלחים גבוה משמעותית מ-15%-14% ומפצה על חיפויים שכשלו והוצאות מטה.** אינדיקציה לשיעור תשואה בפרוייקטים מוכחים/מוצלחים ניתן למצוא במחקרים בין לאומיים, כמפורט להלן.

2.6 הוועדה מפנה בטיוטת המלצותיה לנתוני Wood Mackenzie. פנינו ל - Wood Mackenzie וביקשנו להעביר לידינו נתונים אמפיריים באשר לתשואות הנהוגות (בפועל) בתעשיית החיפוי וההפקה של משאבי טבע. כמפורט בחוות דעתה של Wood Mackenzie המצי"ב, **התשואה הממוצעת בפרוייקטים להפקת גז טבעי עומדות על כ-34%**. אנו מפנים גם למחקר אותו ערכה Goldman Sachs לפיו **התשואה הממוצעת בפועל לפרוייקטים במים עמוקים (נפט ו/או גז טבעי) הינה כ-26%**. יש ליתן את הדעת, לפרמטרים הייחודיים לענף משאבי

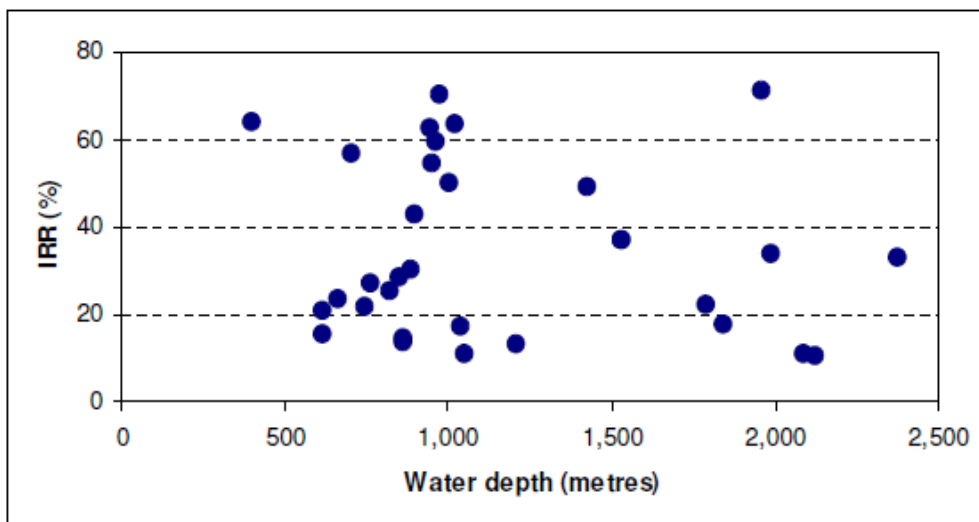
² ובכלל זה פרויקטים שהגיעו לשלב ההפקה אך סבלו מעיכובים; פרויקטים שחרגו מהתקציב המקורי שנקבע להם; ופרוייקטים שנקלעו לקשיים תפעוליים או חוו תקלות.

הטבע בישראל, לרבות המצב הפוליטי, העדר תשתית קיימת בכלל ותשתית ייצוא בפרט, היותו של שוק הצריכה המקומי מוגבל ובתולי ברובו הסובל מתנאי אי וודאות גבוהים ורמת סיכון אשראי גבוהה יחסית של הלקוחות (לפירוט יתרונות פיתוח משק הגז הטבעי למשק, ראה דוח גיזה זינגר אבן אשר הוגש מטעמנו לוועדה).

מקור	שיעור תשואה ליזם	הפניה
Wood Mackenzie	תשואת הסף שרואות חברות ביחס לפרויקטים להפקת נפט ו/או גז טבעי בכלל, עומדת על לא פחות מ-15% בפועל, חציון שיעור התשואה של חברות אשר החליטו לפתח מאגרי גז עמד על כ-34%, ואילו חציון שיעור התשואה עבור פרויקטים להפקה במים עמוקים ועמוקים מאוד עומד על 29%-1 ו-33% בהתאמה. בשנת ה-2010 ה-IRR הנמוך ביותר בשדה גז עמד על 14.9%.	עמודים 2-3 לדוח החברה המצ"ב
The Goldman Sachs Research	שיעור ה-IRR הממוצע ב-68 פרויקטים מוכחים במים עמוקים וב-85 פרויקטים מוכחים של גז וגז נוזלי נאמד בכ-26% וב-18%, בהתאמה.	The Goldman Sachs Group, Inc, Global Investment Research. Global: Energy. 15.1.10

בהקשר זה - וכפי שיפורט עוד בהמשך - נעיר, כי יש לייחס משקל מיוחד (בגדרי בחינה נפרדת) לתשואה הנדרשת מפרויקטי חיפוש והפקת גז טבעי במים עמוקים, שהינם עתירי סיכון (דוגמת מאגרי "דלית", "תמר" ופרוספקט "לוויתן"). דומה, כי הוועדה הנכבדה לא נתנה דעתה, לתשואה העודפת הנדרשת לשם חיפושם ופיתוחם של מאגרים מעין אלה. כפי שניתן לראות מהגרף שלהלן ומהדוח של Wood Mackenzie, שיעור התשואה הממוצע עבור 32 פרויקטי מים עמוקים (היינו, שעומקם עולה על 400 מטר) הינו 34.5%, כאשר החציון הינו 29.2%. **ניתן ללמוד כי מכלל פרויקטי הנפט והגז טבעי במים עמוקים שנבחנו, הפרויקטים בעלי התשואה הנמוכה ביותר (של כ- 10%-15%) הינם פרויקטי נפט, כאשר פרויקטי גז טבעי במים עמוקים, המדמים את תנאי תמר, מתאפיינים בתשואה של למעלה מ- 30%.**

יעד התשואה במקרה של חיפוש במים עמוקים גבוה אף יותר



2.7. יש לציין, כי מאגרים ופרוספקטים של גז טבעי שנתגלו לאחרונה לחופי ישראל ("דלית", "תמר" ובמיוחד - פרוספקט "לוויתן") עולים בהרבה על צרכיו של השוק המקומי. מכאן,

אתגר הייצוא והשלכתו על התשואה ליזם ועל ענף הגז

שהיזמים העוסקים בחיפוש ובפיתוח מאגרי גז יידרשו גם להקמתה של תשתית ייצוא (בין אם בצינור ובין אם באמצעות מתקן LNG), הכוללת אי-הוודאות וסיכון בלתי-מבוטלים³. אי-הוודאות והסיכון ישוקללו בהחלטתו של כל יזם ו/או גורם מממן טרם כניסה לשוק הישראלי; ולא ניתן לעצב מערכת פיסקאלית בת-קיימא מבלי לקחת נושא זה בחשבון. טיוטת המלצות הוועדה מתעלמת, לכאורה, מהצורך של יזמי הגז באומדן תשואה על הגז שיופק מהמאגרים כתנאי להקמתה של תשתית ייצוא שתשקף תשואות ראויות בענף. לא למותר לציין עוד, כי יזמי גז שונים באגן המזרחי של הים התיכון מתחרים ביניהם על מכירת גז לייצוא, ובמסגרת זו מתחרים הם - בין היתר - על הקמתה של תשתית ייצוא (שמשתוקם, עשויה להיות מונופוליסטית ולמנוע מהגז הישראלי להיות תחרותי). לפיכך, ישנה משמעות גדולה להאצת פיתוח תשתית הייצוא; ואילו אי וודאות התשואה על מאגרי הגז המיועדים לייצוא עלולה, חלילה, לעצור תהליכים אלה. ניתן לראות כי מדינות רבות מתמרצות את ייצוא הגז ומעניקות הטבות לפרויקטים אלו⁴:

Fiscal Terms for Greenfield Liquefaction Ventures					
Region	Host Country	Venture	Start Year	Depre- ciation (Years)	Tax holiday (Years)
Atlantic	Trinidad	Atlantic LNG	1999	5	10
Atlantic	Nigeria	Nigeria LNG	1999	25	10
Atlantic	Egypt	Egyptian LNG	2005	NA	Free trade zone
Atlantic	Equatorial Guinea	EG LNG	2007	10	Exact term NA
Atlantic	Norway	Snøhvit	2007	3	0*
Atlantic Average (excludes Egypt, assumes EG = 10)				11	7.5
Gulf	Qatar	Qatargas	1996	15	10
Gulf	Oman	Oman LNG	1999	25	10
Gulf	Yemen	Yemen LNG	2008	8	0
Gulf Average				16	6.7
Asia/Oceania	Malaysia	MLNG	1983	6	0
Asia/Oceania	Australia	Darwin	2006	15	0
Asia/Oceania	Indonesia	Tangguh	2009	8	0
Asia/Oceania	Russia	Sakhalin II	2009	3	0
Asia/Oceania Average				8	0.0
World Average				11	4.6

* Expenditures can be written off against sponsors' upstream Norwegian income.

3. יעד ה-GT

3.1 יעד התשואה ליזם הוא כאמור היעד המרכזי למערכת הפיסקאלית בתחום משאבי הטבע, שכן הוא קובע את האטרקטיביות של הענף המקומי. חלק הממשלה (ה-GT) חשוב רק כחישוב משני לבחינת מיקומה של המדינה אל מול מדינות דומות.

יעד ה-GT הוא: משני אל מול יעד התשואה

3.2 מדד זה לוקה בהיבטים רבים⁵. בעיקר יש להבין שאין מדובר במדד כלכלי, כפי שגם מציין

³ בין סיכונים אלה ניתן למנות את היתכנותה המסופקת של תשתית כאמור; עלותה הבלתי-מבוטלת (והבלתי ידועה) של התשתית; מועד הקמתה; מחיר המכירה של גז לייצוא (המשליך על מחיר ההון להקמת התשתית); ועוד.

⁴ July 2010 - Poten & Partners Inc – Fiscal Regimes for LNG Projects

מחקרו של הבנק העולמי⁶:

"The take is a fiscal statistic as opposed to an economic measure. Because the take does not provide a direct indication of the economic performance of a field, it generally matters more to the host government than to the oil companies"

"Unlike economic measures, which are generally well-established, general confusion surrounds the application and interpretation of take"

הבנק העולמי קובע מפורשות, כי מדד ה-GT עשוי להטעות ואינו מאפשר השוואה כלכלית אמיתית בין פרויקטים ובין מדינות:

"comparing the take of different projects and/or different countries is a very difficult and often misleading exercise because:

■ *Calculating the take at project level requires: (i) ex-ante, the ability to forecast the expected cash flow for the project. As noted above, estimating the cash flow of a prospective project is highly uncertain, and even under the best conditions, is based on incomplete and often unobservable information"*

יתירה מזו, הוא עלול לעוות דרמטית את הכדאיות הכלכלית של פרויקטים:

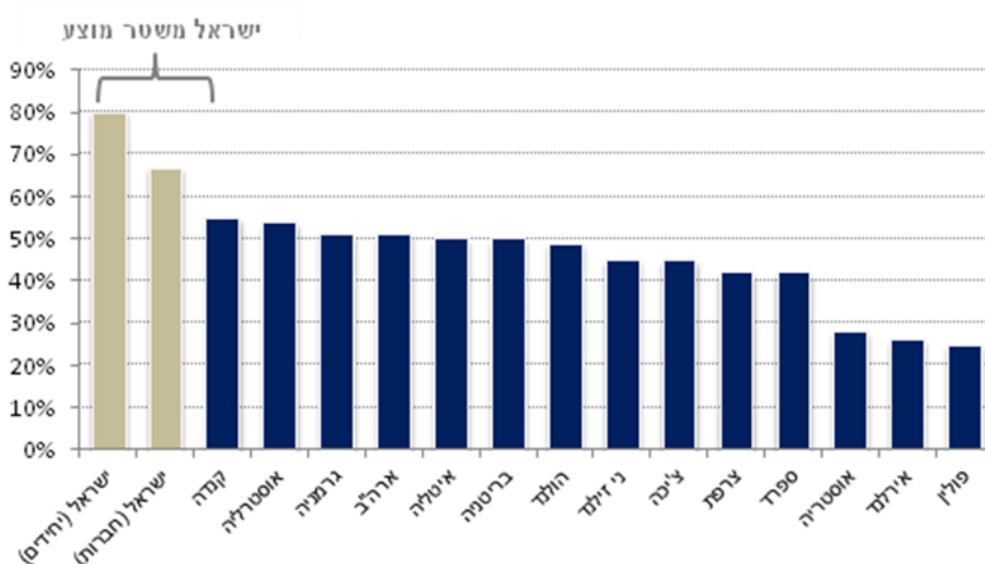
"The risk-profile, hence the attractiveness to investors, of two fiscal regimes that present the same percentage government take can be dramatically different"

3.3. הוועדה קבעה את שיעור ה-GT בהתבסס על דו"ח יועץ הוועדה דניאל ג'ונסטון, הממליץ על GT של כ-67% (ראה עמ' 66 לדו"ח הוועדה). שיעור זה (הגבוה באופן חריג) נכון ביחס לחברות; שיעור ה-GT ביחס למשקיעים פרטיים הוא משמעותית גבוה יותר, ויגיע בהתאם לטיוטת המלצות הוועדה לרמה העולה על 80% (שיעור חריג לכל הדעות). הגרף המוצג להלן ממחיש עד כמה חריגה המלצת הוועדה ביחס לשיעורי GT במדינות - OECD הדומות למשטר הזכיינות בישראל.

הוועדה
ממליצה על
GT של 67%

⁵ יוער, כי גם הוועדה ערה הייתה לקושי הכרוך בשימוש במדד ה-GT (וראה, בקשר זה, בחוות דעתו של דניאל ג'ונסטון שצורפה כנספח לטיוטת ההמלצות, עמוד 40, תחת הכותרת Weaknesses of the Government Take Statistic).

⁶ "Fiscal Systems for Hydrocarbons", Silvana Tordo, World Bank Working Paper No. 123, August 2007.



3.4. הוועדה התעלמה מן העובדה לפיה עיקר התאגידים הפעילים בתחום הינן שותפויות השקופות לצרכי מס. לפיכך, בחישוב GT, על הוועדה לקחת בחשבון את המס החל על בעלי יחידות ההשתתפות מקרב הציבור המהווים כ-40% מכלל בעלי הזכויות בפרויקטים הקיימים. לא סביר כי הוועדה תתעלם באופן מופגן ממאות אלפי משקיעים פרטיים, המהווים חלק משמעותי מהרכב הבעלות בשותפויות הקידוחים.

3.5. קביעת ה-GT על-ידי מר ג'ונסטון התבססה על מתודולוגיה לאיתור קבוצת התייחסות (Peer Group).⁷ אנו נבקש לחלוק על המתודולוגיה במספר מובנים:

3.5.1. קבוצת ההשוואה כוללת 13 מדינות (מתוך 16) אשר כלל אינן מתאימות להשוואה לישראל, ואינן "מדינות בעלות מאפיינים מקרו-כלכליים ודמוקרטיים דומים" (כנדרש בכתב המינוי של הוועדה).

3.5.2. קבוצת ההשוואה כוללת מדינות הפועלות בשיטת החוזים, השונה מהותית (בין היתר, לעניין חלוקת הסיכונים בין היזם לזכיין⁸) משיטת הרישיונות הנוהגת בישראל באופן שמעוות לחלוטין את ההשוואה.

3.5.3. שיטת הסינון בה בחר מר ג'ונסטון - עד לקבלת קבוצת ההשוואה - אינה מוסברת ולא קוהרנטית (ראה עוד לעניין זה בדו"ח ג'יזה-זינגר-אבן המצ"ב).

המתודולוגיה לקביעת ה-GT ע"י ג'ונסטון - שגויה וחורגת מכתב המינוי

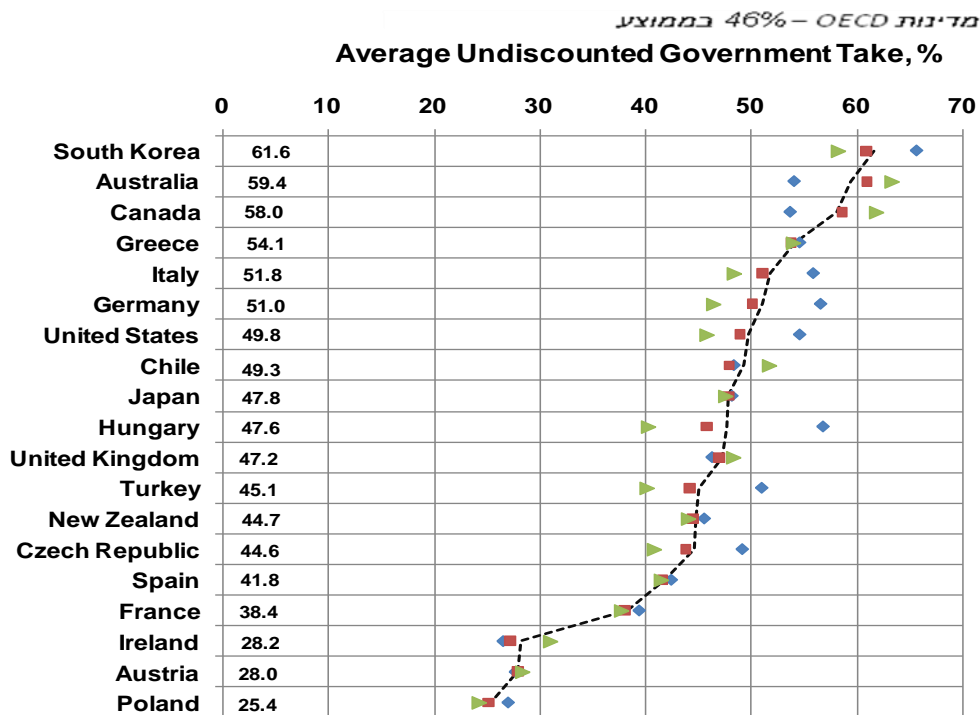
3.6. המתודולוגיה בה נעשה שימוש הביאה את מר ג'ונסטון (ואת הוועדה בעקבותיו) ליעד GT החורג בהרבה מהמקובל בעולם:

מדינות OECD - להלן תרשים המרכז מדינות ה-OECD בעלות משטר הזהה לזה של ישראל ושיעור GT הנוהג בהן (כפי חושב על ידי CERA IHS). כעולה מתרשים זה, שיעור

ה-GT הממוצע במדינות OECD רלבנטיות: 46%; ממוצע כולל 52%

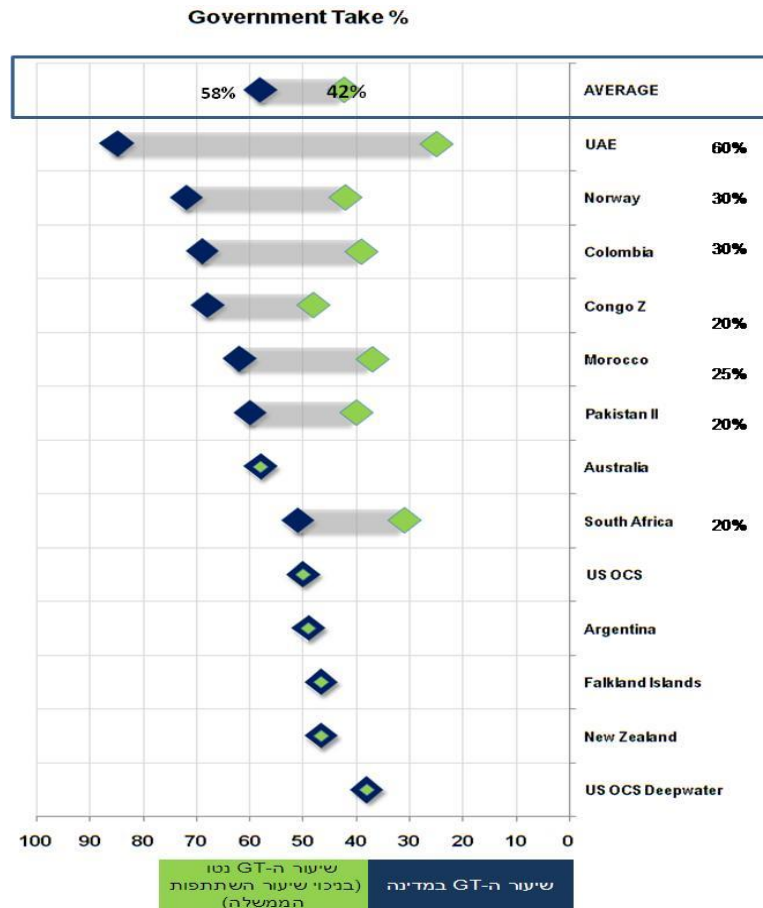
⁷ Daniel Johnston-Israel Hydrocarbon Fiscal Analysis and Commentary, 15 November 2010 - עמוד 27.
⁸ בשיטת החוזים המדינה נוטלת חלק מרכזי בסיכון החיפוש; ואילו בשיטת הרישיונות, רוב הסיכון מוטל על היזם.

ה - GT במדינות ה - OECD בנות ההשוואה לישראל עומד על כ - 46% ; וכאשר מכלילים בבדיקה גם מדינות דוגמת נורבגיה ודנמרק אשר אינן ברות השוואה לישראל מאחר והן נוטלות חלק בסיכונים מגיע שיעור ה-GT במדינות ה - OECD לכ - 52% (כפי שאף עולה מדו"ח הכנסת).



3.6.1. השתתפות המדינה - בעמוד 15 לחוות דעתנו משווה מר ג'ונסטון את שיעורי ה-GT במדינות שונות בשים לב לשיעור בה משתתפת כל מדינה בסיכונים היזמים. והנה, גם אם נהלך במסלול אותו התווה מר ג'ונסטון - בנטרול מדינות הפועלות בשיטת החוזים (להבדיל משיטת הרישיונות) ובתקנון שיעור ה-GT במדינות בהן הממשלה משתתפת בסיכונים היזמים (כך ששיעור ה-GT נטו מבטא את שיעור השתתפות המדינה) - **עולה כי שיעור ה-GT (במדינות בעלות משטר פיסקאלי דומה לישראל) עומד על כ-42%.**

ה GT בטבלת
ג'ונסטון, בתקנון
תמיכת מדינה : 42%



3.7 ניתוח של מדינות דומות לישראל (ראה דוח גיזה-זינגר-אבן המצ"ב) - להבדיל מהניתוח המוצע בחוות דעת ג'ונסטון - מעלה, כי ה-GT המתאים לישראל הוא בטווח של 43%-38%. הנה כי כן: יישום טיוטת המלצות הוועדה יהפוך את ישראל ליסמן שמאלי (קיצוני), במונחים עולמיים, בשיעור ה-GT (ראה חוות דעת גיזה-זינגר-אבן המצ"ב). אם מבקשת הוועדה לבצע השוואה של ממש למדינות רלבנטיות, ראוי כי ההשוואה תבוצע לעומק, על בסיס הפרמטרים השונים של כל מדינה, ותוך אבחון המאפיינים הייחודיים של ישראל. ניתוח מעין זה יעלה, כי המדינות הקרובות לישראל במאפיינים הרלבנטיים מנהיגות GT נמוך למדי, של כ-40% לערך (ראה חוות דעת גיזה-זינגר-אבן).

ה-GT בטבלת המתאים לישראל: 38%-43%

4. דרכי חישוב התשואה ליזם

4.1 על-פי הוועדה, יישום המלצותיה יניב ליזמים תשואה "ראויה" (13.6% במונחים ריאליים ו-16.6% במונחים נומינאליים, לפרויקטים גדולים). תשואה זו כשלעצמה, כפי שהוצג לעיל, נמוכה מהמקובל בעולם, קל וחומר בהתחשב במאפייניה הייחודיים של ישראל ובמיוחד בפרויקטים להפקת גז טבעי במים אולטרה-עמוקים.

התשואה אליה מגיעה הוועדה בחישוביה: נמוכה מהנדרש בעולם

4.2 יתר על כן, אופן חישוב התשואה על-ידי הוועדה (בנספח "הדמיית מאגרים") הינו שגוי. ההנחות והנתונים בהם השתמשה הוועדה לצורכי התחשיב אינם מעוגנים במציאות, ויש בהם כדי להביא להעלאה מלאכותית של תשואת הפרויקט, בהתעלם מסיכונים דוגמת: חריגות בעלויות או בלוחות זמנים, היקפי מכירות נמוכים מהצפוי, אובדן לקוחות מרכזיים,

שיטת חישוב התשואה: שגויה;

ירידת מחיר הגז וכיוצ"ב). כך למשל, בחישובים המופיעים בנספח ד' לטיוטת דו"ח הוועדה מסתבר כי מחירי הגז נפחו ללא כל יסוד ב-3% לשנה. בנספח לדוח זה ניתן לראות את תחזיות השוק בפועל, Forward Curve, לאינפלציה בארה"ב ולמחירי חבית הנפט, המראים בבירור כי לניפוח מחירים זה אין כל הצדקה. לענין זה ראה חוות דעתו של פרופ' ברנע המצ"ב.

בישיבות שנערכו בין נציגי שותפויות הקידוחים ובין נציגי הוועדה הוצגו נתוני אמת המראים, כי תשואות פרויקט "תמר" - על פי טיוטת המלצות הוועדה - נמוכות משמעותית מאלו בהן נוקבת הוועדה, וכי ההיטל על רווחי יתר (אותו מציעה הוועדה) צפוי להיכנס לפעולתו בשעה שתשואת הפרויקט נמוכה משמעותית מהתשואות הנחשבות לתשואות יתר לפי כל גישה. מטעמי סודיות מסחרית לא ניתן לפרט נתונים אלה במסמכים המוגשים לוועדה והמפורסמים לציבור; אך כמובן שנשמח להציג נתונים אלה בפני חברי הוועדה לאחר קביעת הסדרים נאותים באשר להגנה על חיסיון הנתונים.

5. שיטת מיסוי לעודפי תשואה

5.1. כאמור, עמדתנו היא שאין כל צידוק (כלכלי, משפטי או אחר) להחיל שינויים פסקאליים על

הרישיונות הקיימים. באשר לרישיונות חדשים, יש להעדיף את שיטת ה-ROR על פני שיטת ה-R-Factor שאומצה על ידי הוועדה, בניגוד לעמדת המומחה מטעמה, פרופ' פינדיק, הממליץ בעמוד 17 לחוות דעתו⁹ על שיטת ה-ROR:

שיטת ה-ROR
עדיפה על שיטת
ה-RF

"The difficulty with actually implementing a fixed tax is that the taxing authority would have to know in advance, or forecast with reasonable accuracy, the cash flows of the project throughout its life. An alternative structure is to begin taxing the producer once it has earned a competitive rate of return, bringing in additional tax revenue while still allowing the producer to keep some of the gains, to preserve its incentive to produce additional amounts."

5.2. היתרון של שיטת ה-ROR הוא בגמישותה וביכולתה להתאים להתפתחויות בפועל, תוך

התחשבות באפשרות לחריגות בעלויות או בלוחות זמנים, לתקלות במערכת, לשינויים במכירות בפועל וכיו"ב (וזאת לפי שהיא מודדת את הפרויקט בדיעבד ולא מראש). גמישות זו הכרחית ביחס לפרויקטים רב-שנתיים בעלי מאפיינים ייחודיים ומורכבות הנדסית גבוהה, כגון "תמר" (כך לדוגמא, הוועדה איננה מניחה תקלה אחת במערכת ההפקה במשך 32 שנות הפקת המאגר, בניגוד למציאות בפועל בפרויקטים מסוג זה).

פרויקט "תמר" מצוי במים אולטרה-עמוקים ומשתרע על פני שטח של כ-500 קמ"ר, וממילא פיתוחו מחייב ציוד הנדסי מורכב במיוחד, חשיפה גבוהה לעיכובים בלוחות

⁹ ראה נספח ג' לדו"ח הביניים של הוועדה, חוות דעת כלכלית מימונית מאת פרופ' פינדיק, עמוד 17. נדגיש, כי חוות דעת פינדיק מתעלמת ממש חברות בחישוב תזרים המזומנים התפעולי, נטו (בסיס ההיטל). לדעתנו, תיקון זה נדרש, כמקובל בחישוב תשואה נורמאלית למשקיע ראה חוות דעת פרופסור סוארי - פרק ה' סעיף 3.

הזמנים, סבירות גבוהה לחריגות תקציב והשקעות כספיות ניכרות מעת לעת לאורך חיי הפרויקט. על כך חייבת הועדה הנכבדה ליתן את הדעת.

על-ידי שימוש בשיטת ה-ROR נמנעת הטלתו של סיכון בלתי סביר (כבשיטת ה-RF) אם לא תתממשנה התחזיות. בשיטת ה-RF קיים סיכון גבוה למיסוי יתר של פרויקטים, גם במקרה בו תשואות הפרויקט יהיו נמוכות. הדבר נכון במיוחד בשוק צעיר יחסית, בו היקף ההשקעות הצפוי משמעותי מאד, וקשה מאוד לחזות את התוצאות העסקיות לעתיד. למעשה, שיטת ה-RF עשויה להביא יזם לשלם היטל רווחי יתר בפרויקט שעשוי בסופו של דבר להתברר כהפסדי.

ה RF רגיש
לשינוי בתחזיות
מודד את
הפרויקט מראש
ולא בדיעבד

גם ג'ונסטון - בעמוד 33 לחוות דעתו - מביע עמדה אוהדת ביחס למנגנון ה-ROR :

"The reason the IRR is so attractive, is because the investment multiple-based special profits tax increases with profitability and thus much of the government take is 'back-end loaded"

אין זאת אלא שהועדה החליטה שלא לאמץ את מנגנון ה-ROR עליה המליצו יועציה חרף חסרונותיו הגלויים של מנגנון ה-RF.

5.3 מימד הזמן אינו בא לידי ביטוי בשיטת ה-RF. לפי טיוטת המלצות הועדה, מס רווחי היתר יחול רק לאחר שהיזם קיבל החזר של 50% על השקעתו; אולם נקודת מבט זו מתעלמת ממימד הזמן, שהוא מרכיב חיוני בכל חישוב תשואה. אם פרויקט פלוני יניב 50% תשואה לאחר כ-9 שנות תפעול (לפי חישוב הועדה), ברור שתשואתו השנתית תהא נמוכה ביותר באותו מועד (ודאי לנוכח אופן חישוב מנגנון ה-RF המוצע, המתעלם מעלויות מימון מתחייבות). חישוב לפי פרמטרים סבירים (ראו לעיל) מלמד, כי המס על רווחי יתר המוצע בטיטת ההמלצות יתחיל לפעול שעה שהפרויקט יהא רחוק מ"רווחיות יתר" ואף בתשואות המתאימות לאגחים בסיכון נמוך.

ה RF יכול
ל"פספס" את
התשואה
הראויה בשל
בעיית עיתוי

5.4 מנגנון ה-RF נועד לחסוך מהועדה את הצורך להתעמת עם תשואת הפרויקטים תחת המשטר הפיסקאלי המוצע על ידה. כך, לכאורה, יצרה הועדה מס שיחל לפעול את פעולתו רק בהגיע פרויקט מסוים ל"בשלות" כלכלית. אלא מאי? שהנוסחה האחידה אותה מציעה הועדה לצורך חישוב ה-RF מבטיחה דווקא את ההיפך, קרי: שמס רווחי היתר יחול הרבה לפני אותה בשלות כלכלית. נציין גם כי הנוסחה אותה מציעה הועדה לחישוב ה-RF אינה מחלקת את עלות הקידוחים בסיכוייהם (כמוצע בחוות דעתו של פרופ' פינדיק), וכך מקנה מקדם של 150% בלבד לחישוב התשואה בתמר (שעה שלפי המלצת פרופ' פינדיק עצמו יש ליתן מקדם של 300% לצורך חישוב התשואה בפרויקט כדוגמת תמר, בו סיכוי הגילוי עמד על 35%).

ה RF : מיטת
סדום בכל
הקשור לסיכויי
הקידוח

5.5. ניתן לכאורה לטעון, כי אם רווחיו של פרויקט מסוים נמוכים, ממילא רכיב ה-R בגינו יידחה - ועמו תשלום מס היתר. על טענה כזו נשיב, כי במידה והתשלום נדחה בזמן, הוא יכנס לתוקף במועד בו התשואה כה נמוכה שברור שאין המדובר ברווחי יתר.

ה RF עלול
ליצור מיסוי גם
רמהווח
ה RF אינו
מנגנון דינמי

5.6. פגם בולט נוסף בשיטת ה-RF נעוץ בעובדה שהחל משנה נתונה יגבה מס רווחי היתר החל "מהשקל הראשון". כלומר, גם בשנה בה תשואתו של פרויקט תהא נמוכה, עדיין יידרש היזם לשלם מס בגין "רווחי יתר" (שאינם). במידה שהועדה עומדת על משאלתה להטיל מס רווחי יתר, צריך שהטלתו תיעשה רק בשנים בהן הרווח השנתי יחצה סף שייקבע. כך, למשל, נהוג בקולומביה להטיל מס על רווחי יתר כאשר מחיר הגז עולה על 7 דולר ליחידה; וכדוגמה הזו מוטב לשלב (גם אם בקירוב) במנגנון ה- RF המוצע בידי הועדה.

5.7. שיטת ה-RF עוד נכשלת כלכלית בכל הקשור לסיכוני ההפקה והפיתוח. לסיכונים אלו שני היבטים עיקריים: חריגה בזמנים וחריגה בתקציב הפיתוח. סיכונים אלה זוכים למשקלם הראוי במנגנון ה- ROR (מאחר שבמונחי ערך נוכחי מתרחשים הם בשנים הראשונות), אך במנגנון RF ביטויים זניח.

5.8. אין אח ורע להמלצת הועדה לחייב את שותפויות הקידוחים הן בתשלום תמלוגים, הן בתשלום מיסים כלליים והן בתשלום מס על רווחי יתר. נהוג בכל העולם, הן במשטרים פיסקאליים המנהיגים מנגנון ROR והן במשטרים המנהיגים מנגנון RF כי לא תימצא חובה ליזמים לשלם, בנוסף, תמלוגים לאוצר המדינה (וגם לפי חוות דעת פינדיק, אגב, לא מוטלים כלל תמלוגים תחת משטר ROR). אין ספק, כי מי שרוצה להטיל מיסי יתר נדרש לבטל את מוסד התמלוגים; וקשה להבין, מדוע לא כך נהגה הועדה כאשר קבעה שיעורי המס כה הגבוהים ולא מקובלים.

מנגנון מיסוי
עודף תשואה
מחליף תמלוגים

5.9. קיימים מנגנונים המכהים את העיוות הנוצר בשיטת ה- RF, אם כי מנגנונים אלה אינם אלא "טלאים" אשר אינם נותנים מענה שלם לכשלים המובנים בשיטה, בעוד ה ROR פותר את הבעיות במישרין. כדי לצמצם את הפער בין שיטת ה- RF לשיטת ה- ROR, ניתן להעלות את המכנה במקדם שנתי קבוע מעבר לאינפלציה, וכן לאפשר להפחית במונה את עלויות המימון של היזם (או לקבוע מראש עלויות מימון ראויות אשר היזם יוכל להפחית). כמו כן, אפשר להקטין במידה מסוימת את העיוות הנוצר בשל נוקשות נוסחת ה- RF על ידי הכנסת הוצאות הפיתוח למכנה הנוסחה ולא למונה ועל ידי העברת יתרת הפסד בין שנים במקרים בהן ההוצאות גדולות מההכנסות. שיעורי הפקטור אף צריכים לגדול בצורה משמעותית על מנת לאפשר תשואות הנהוגות בענף.

ייתכנו אמצעים
לשיפור ה RF,
אך אין בהם די

5.10. יש הטוענים כי יישום מנגנון ה-ROR הינו מסובך עד לבלתי אפשרי ליישום מבחינת מיסוי. לדברי מומחים שיטה זו הינה ישימה בישראל, ואף מנגנונים בעלי אופי מסובך יותר ייושמו

בעבר. ראה דוח של רוי"ח גדעון בר זכאי המצורף כנספח לדוח זה.

5.11. לסיכום - אם וככל שיוחלט לשנות את השיטה הפיסקאלית ולהחילה על רישיונות חדשים, כי אז שיטת ה-ROR עדיפה על שיטת RF. המס יחול רק על רווחים הנחשבים לרווחי יתר בתעשייה. שיעורים מיוחדים (או הטבות מיוחדות לחילופין) ייקבעו ביחס לפרויקטים במים עמוקים. שיעור ה-GT הכולל יהיה כזה שתשואה היזם תהיה תשואה סטנדרטית בתעשיית הגז, עם התחשבות מיוחדת לפרויקטים במים עמוקים בנפרד והתאמות הנדרשות למאפיינים הייחודיים של מדינת ישראל.

אם השיטה שתבחר לבסוף תהא למרות הכל RF הרי יש לבצע התאמות באופן ביצוע החישובים, כדוגמת אלה שתוארו לעיל, על מנת להבטיח שהיזם אכן יקבל תשואות מקובלות לענף.

לסיכום:
ה-ROR
עדיף

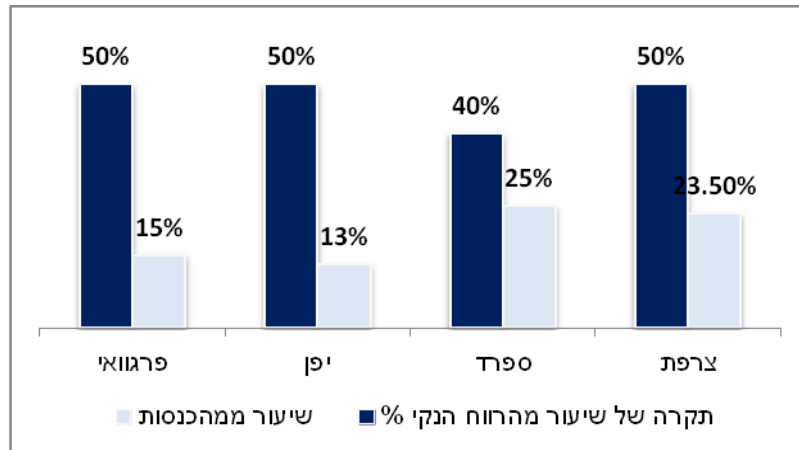
6. Ring Fencing וניכוי האזילה

6.1. במשטר פיסקאלי בר קיימא, יש צורך להביא לידי ביטוי את העובדה, כי המאגרים מתדלדלים, ולתת תמריץ ליזמים להמשיך לפעול בענף (גם לאחר התכלותו של מאגר פלוני). כך מקובל במדינות רבות. הוועדה בחרה שילוב של אמצעים הפוגעים בדיוק בנקודה (רגישה) זו, והפחיתה מאוד את התמריץ להמשיך חיפושי נפט וגז טבעי בישראל.¹⁰ השילוב בין Ring Fencing (עליו ממליצה הוועדה) לביטול ניכוי האזילה (המוצע גם הוא בטיטות ההמלצות) מביא לכך שיזם יתקשה למצוא דרך להיוותר בענף. בכך אובד יתרון משמעותי של גורמים קיימים בענף אשר צברו ידע ומיומנות חשובים, והשוק כולו יוצא נפסד.

6.2. ניכוי האזילה נתפס על ידי הוועדה כפיצוי על משאב שאינו בבעלות היזם. אולם ניכוי האזילה הוא תמריץ ליזמים להמשיך וליטול על עצמם את הסיכונים הכרוכים בחיפוש ובפיתוח מאגרי נפט וגז טבעי. בניגוד לנטען בטיטות ההמלצות, המדובר בתמריץ מקובל במדינות רבות, במיוחד בשלבים ראשוניים של פיתוח המשק (כדוגמת מצבו של משק הגז הישראלי). מאידך, ביטול ניכוי האזילה לשדות קיימים הוא גם רטרואקטיבי ורגרסיבי במהותו, שכן שדה גז מפותח בהתאם לתכנית מימון ארוכת טווח, וביטול ניכוי האזילה פוגע מיידית בתזרים, ביכולת המימון של פרויקטים קיימים וביחסי הכיסוי לבעל החוב (לרבות מממנים שהשקיעו זה מכבר מכספם בהסתמך על ניכוי האזילה). גם ביחס לרישיונות שטרם הוענקו חשוב לשמר את ניכוי האזילה לעשר (10) שנות ההפקה הראשונות (לפחות) ביחס לכל פרויקט, על מנת לאפשר את מימון הפרויקט בתקופת שירות החוב. כפי שניתן לראות מהתרשים שלהלן, ניכוי אזילה הינו מנגנון המקובל במספר מדינות OECD, והלה מתבצע כנמוך מבין שיעור מההכנסות או שיעור מהרווח הנקי. לפירוט נוסף על ניכוי האזילה, ראה עמוד 38 בחוות דעתו של פרופסור סוארי המצ"ב, וכן ראה חוות דעתו של פרופ' ברנע

ניכוי האזילה –
תמריץ נכון
כלכלית ומקובל
בעולם

¹⁰ למדיניות בלתי-תמריצית כדוגמת זו המוצעת בידי הוועדה ישנו מקום - אולי - בשוקים בהם אין ספק לגבי התגליות וההסתברות לקידוחים יבשים נמוכה. אין זה המצב, כמובן, בשוק הישראלי.



6.3 **Ring Fencing - Ring Fencing** : Ring Fencing אמצעי לפיזור סיכונים
 אזורים, חלקם מצליחים חלקם כושלים. זהו, הלכה למעשה, אמצעי לפיזור סיכונים היוזם (כפי שתואר יפה בחוות דעתו של פרופ' פינדיק). אמצעי זה מקובל במדינות רבות, לרבות ארה"ב, נורווגיה, אירלנד, איטליה, בריטניה, דנמרק ואוסטרליה. יחד עם זאת, אין זה יעיל ואין זה נכון להציב את הטבעות סביב כל פרויקט בנפרד; ולמצער, יש לאפשר את הצבת הטבעות סביב כלל פעילות החיפוש והפיתוח בישראל. רק הרחבתן של טבעות הגידור (הרבה מעבר למוצע בטיוטת ההמלצות) תעודד המשך השקעה בפרויקטים בישראל ותאפשר פיזור (הגם מוגבל) של סיכונים המשקיעים. הדבר הינו נהוג בבריטניה אשר ה - Ring Fencing הינו מדינתי, מאפשר לקזז הפסדים מפרויקטים כושלים בגבולות המדינה.

7 **התאמות חשבונאיות והבהרות**

משטר פיסקאלי למשק הנפט והגז הטבעי צריך שיתחשב, נוסף על כל האמור לעיל, במספר אלמנטים נוספים:

7.1 **פחת** - רשמנו לפנינו את הודעת הוועדה לגבי הפחת המואץ. יש לוודא כי הפחת ניתן להעברה משנה ולשנה גם בשותפויות הקידוחים, וכי הפחת יהיה מואץ בתחילת הפרויקט, כדי לשקף את ההשקעות המהותיות של שלבי החיפוש וההפקה.
 בעניין זה יודגש, כי שיטות מיסוי מתקדמות נותנות, באמצעות הפחת, משקל יתר לשנים הראשונות, על מנת לאפשר ליזם לממן את הפרויקט ולקבל תשואה ראויה בגינו. כך, למשל, באנגליה עומד שיעור התמלוגים על 0%, שיעור המס המרבי (כולל מס חברות) עומד על 50% וניתן ליזמים פחת מואץ של 100% העולה ב-6% בכל שנה (ככל שלא נוצל במלואו); העלייה ב-6% מוגבלת ל-6 שנים). משמעות הדבר הוא שבשיטה האנגלית היזם פטור מתשלומי מס בשנים הראשונות, דבר המאפשר לו לממן ולקבל החזר הוגן.

7.2 **הוצאות בנות ניכוי** - הוועדה מחריגה מההכרה בהוצאות שורה ארוכה של הוצאות והלכה

יש להתאים את חישוב הפחת למקובל בעולם

יש להכיר בהוצאות במהלך עסקים רגיל לרבות הוצאות מפעיל

למעשה מטילה "אות קין" על כל העוסקים בתעשייה. טוב תעשה הועדה אם תחזור בה ותמליץ על הכרה בהוצאות בהתאם לדיני המס הקיימים. כך כדוגמה: אין שום הצדקה להחריג הוצאות מפעיל מההוצאות המותרות בניכוי. מדובר בהוצאות מקובלות ומוכרות בתעשייה; ולכל היותר ניתן להעלות על הדעת "תקרה" הוגנת - בהתאם למקובל בתעשייה - להוצאות מפעיל אלה.

8. המשטר הפיסקאלי המוצע משמעותו מעין-הלאמה של הפרויקטים הקיימים

8.1 החלת המדיניות הפיסקאלית המוצעת על בעלי זכויות קיימות ושינוי התמריצים הקיימים היא בבחינת החלה רטרואקטיבית פסולה, באשר היא מהווה פגיעה בזכויות קניין מוקנות שרכשו הזימים על פי דין. הדברים מקבלים משנה תוקף שעה שמדובר בהיטל ייעודי (סקטוריאלי) ובשליטה בדיעבד של תמריצים שניתנו ליזמים על מנת לפתותם להשקיע הון עתק בחיפושים. שלילת ההטבות בתוך תקופת התמריצים מנוגדת לחוקי היסוד ולחוקי העידוד וכאמור מהווה רטרואקטיביות פסולה.

8.2 הועדה עצמה עומדת על ההבחנה בין פעילות המדינה כריבון (המטיל מס) לבין פעילותה כבעלים - ציטוט מטיטת המלצות הועדה (עמוד 30): **"ראשית, במישור העקרוני, את מס החברות מטילה הממשלה כריבון בעוד שאת היטל רווחי הנפט מטילה הממשלה גם מתוקף היותה הבעלים של נכס הגז והנפט"**. ברם, אם הממשלה נוהגת כאן "מנהג בעלים", כמאמר הועדה, עולה חשש שהיא משתמשת בכוחה כריבון כדי לשנות את ההסדר המעין חוזי בינה ובין שותפויות הקידוחים מתוקף היותה בעלים ולא ריבון. נטל ההוכחה שאין כך הדבר הוא על הממשלה. זהו נטל כבד - אם לא יוחרגו תגליות העבר ורישיונות שהוענקו, לווה תמיד עולו של הנטל הזה את התנהלותה של הממשלה מול המשקיעים, ובפרט מול משקיעים זרים.

8.3 וכבר עמדנו בהרחבה בנייר העמדה המשפטי על הפסול שבחקיקה רטרואקטיבית ובמיוחד כשנוגע הדבר לחקיקה סקטוריאלי ובראשו כי המחוקק הקפיד להחיל מכאן ואילך (Ex Ante) שינויי חקיקה בחוקי עידוד סקטוריאליים, אשר עשויים להרע את מצבם של משקיעים קיימים, והוציא מגדר השינוי משקיעים ואוכלוסיות שביצעו השקעות על פי תנאי החקיקה הסקטוריאלי, ערב השינויים. חלק נכבד בדו"ח הביניים של הועדה עוסק בבחינה בדיעבד (Ex Post) של שיקולי היזם בביצוע ההשקעה; אך קורא הדו"ח תוהה מה טעם מצאה הועדה לבחון נכסי נפשו ושיקוליו של משקיע בדיעבד (Ex Post) - שעה שהחלטותיו גלויות ממעשיו. נראה כי מאמץ זה של הועדה מעיד על אי נוחות מהמלצותיה, שאינן משקפות נוהג עסקי מקובל. לעניין זה ראו בהרחבה בחוות דעתנו של פרופ' סוארי.

8.4 הוועדה ממליצה להחיל את מסקנותיה גם על הפרויקטים הקיימים, ובכלל זאת על פרויקט ים-תטיס (המפיק גז מזה שנים רבות) ופרויקט תמר (הנמצא בעיצומו של שלב הפיתוח), לאחר שהשותפים בפרויקטים אלה לקחו על עצמם התחייבויות כספיות בהיקף של 1.3

מיליארד דולר (סכום הגבוה יותר מעלות פרויקט התשתית הגדול ביותר שנעשה עד כה בישראל).

8.5 מדיניות המס שהוחלה על תגליות העבר שיקפה את התנאים הכלכליים המקומיים דאז והועדה לא הראתה שהם יצרו כל עיוות כלכלי בעבר.

לכל כלכלן ברור, כי התוצאה של שיעור מס נמוך מדי היא תופעה נגזרת של "השקעת יתר" (Overinvestment). אם שיעור המס שנגבה בעבר אכן היה נמוך מדי הרי שהיינו רואים בתחום זה בישראל השקעת יתר. אך ההיפך הוא הנכון - גם לאחר תגליות "דליות" ו - "תמר", לא נצפה זרם משקיעים בענף משאבי הטבע בישראל. בנוסף, מחקר הבנק העולמי מורה בבירור שבחינת שיעור ה - GT לא יכולה להיות רטרואקטיבית, אלא כזו שנסמכת על:

*"the perception of the risk associated with the field development at the time the contract was written"*¹¹

כאשר הועדה מצהירה ששיקול איזון התמריצים וחוסר הרצון להשפיע על שיקול היזמים (tax efficiency) הוא מוטיב עיקרי ומוביל במסקנותיה, הרי שהכללת הפרויקטים שכבר בוצעו והתגליות שהתגלו (לא כל שכן אלו שכבר מפיקים) באותו סד שיקולים על מנת לשנות את מבנה ורמת ההיטלים המושגים עליהם, הוא שגיאה לוגית שיש וראוי לייטר מהמלצות הועדה בדרך של החרגת פרויקטים אלו.

8.6 בניסיון להצדיק החלתו של המשטר המוצע על פרויקטים קיימים בשלבי פיתוח (על הפגיעה הקשה בשותפים בפרויקטים אלה), מבקשת הוועדה, בין היתר, להסתמך על טבלה שהוכנה על ידי Wood Mackenzie, המונה שורה של מדינות שפעלו, על פי הטענה, באופן דומה (עו 77 לטיוטת המלצות הוועדה). לאור זאת, פנינו לחברת הייעוץ Wood Mackenzie וביקשנו אותה לבצע עבורנו ניתוח פרטני של השינויים שבוצעו בכל אחת מן המדינות הכלולות בטבלה האמורה, ולהשוות הן את המניעים לשינוי והן את השפעת השינוי על שווי הפרויקט במונחי NPV. הדוח של Wood Mackenzie מצורף כנספח למסמך מרכז זה, ותמציתו היא, כי מניעיהן של מדינות שונות בהחלת שינויים פיסקאליים (מחמירים) על פרויקטים קיימים נחלקים לשתי קטגוריות:

8.6.1 ניסיון לקבל נתח של רווחי-יתר בלתי צפויים מראש מהם נהנים היזמים (בד"כ כתוצאה מהעלייה החדה במחירי הנפט);

8.6.2 מעין-הלאמה של פרויקטים קיימים (זאת, למעשה, בהעדר "תירוץ" לגיטימי).

8.7 אפילו אליבא דוועדה, אימוץ מיידי של הצעותיה - גם ביחס לפרויקטים קיימים דוגמת ים-תטיס ותמר - משמעו פגיעה משמעותית בערכם (בישראל, הפגיעה בפרויקט "גדול" כמו תמר עולה כדי 60%, וזאת על פי חישובי הוועדה בנספח ד' לטיוטת המלצות הוועדה).

¹¹ שם (הערת שוליים 1), עמוד 19.

8.8. מבלי להידרש כרגע לחוקיותם של מניעים אלה בראי הדין בישראל (ולמיטב הבנתנו, מניעים אלה אינם יכולים לצלוח את מבחן בג"ץ, בהיותם לא-חוקיים ולא חוקתיים), ראוי להעיר, כי טיוטת המלצות הועדה קוראת להנהגת שינוי קיצוני בהרבה משינויים פיסקאליים (אפילו מחמירים) שהונהגו ברחבי העולם. כך, במדינות מערביות (ארה"ב, קנדה, אנגליה) עמד שיעור הפגיעה ב - NPV של הפרויקטים עליהם הוחל השינוי הרטרואקטיבי על -3% 18%, ואילו במדינות אמריקה הלטינית (בוליביה, אקוודור, ונצואלה) הגיע שיעור הפגיעה לכ- 40%-70%. במדינות אמריקה הלטינית, המניע לשינוי הפיסקאלי מלכתחילה היה ביסודו מהלך של מעין-הלאמה (אקוודור, ונצואלה).

8.9. לאחר בחינה מדוקדקת והשוואה של המניעים שמאחורי השינויים הפיסקאליים ותוצאותיהם, בישראל ובמדינות אחרות, **המסקנה של Wood Mackenzie היא, כי השינוי הפיסקאלי שמבקשת הוועדה לבצע הוא במהותו מהלך של מעין-הלאמה מן הסוג שבוצע במספר מדינות באמריקה הלטינית** (אשר ספק רב אם ישראל מעוניינת להידמות להן).

8.10. בהחלט המשטר הפיסקאלי בדרך זו, שאיננה מקובלת במדינות המערב, אף חרגה הוועדה מן המנדט שהוגדר לה בדבר מאפייני המדינות אליהן יש להתייחס בבחינת השינויים הפיסקאליים בישראל תוך ביצוע ההתאמות הנדרשות בגין המאפיינים הייחודיים של ישראל.

8.11. לסיכום: מאימוץ התפישה (הצודקת ביסודה) לפיה משאבי הארץ שייכים לאזרחיה, ביצעה הוועדה מעבר תמוה, בלתי-מוסבר ובעיקר בלתי-ראוי ובלתי הוגן, עד לאימוץ מדיניות של מעין-הלאמה של הפרויקטים הקיימים, לאחר שהושקעו בהם מאות מיליוני דולרים בסיכון אדיר ותוך הסתמכות על הגינותה ועל מסרים מפורשים של המדינה וגורמיה המוסמכים שלא להחיל שינויים פיסקאליים על פרויקטים אלו.

גדעון תדמור, עו"ד

ד"ר יורם טורבוביץ

10 December 2010

Delek Drilling L.P.
14 Shenkar St.,
PO Box 12837,
Herzlia,
46733,
Israel

Dear Sirs,

Review of certain aspects related to the Israeli Fiscal Proposals

I am attaching our report covering the above for your attention.

As you are aware Wood Mackenzie is the most comprehensive source of knowledge about the world's energy and metals industries. We analyse and advise on every stage along the value chain - from discovery to delivery, and beyond - to provide clients with the commercial insight that makes them stronger.

With more than 600 professionals in over 20 offices worldwide, we analyse the assets, markets and companies operating upstream and downstream; in oil, gas, coal, carbon, metals and power generation.

I joined Wood Mackenzie in 1984 and have over 25 years energy industry experience. I have advised companies, governments and industry associations across the world on a wide range of energy related topics.

These have included numerous fair market valuations and advice to central and regional governments on the development of fiscal regimes.

Yours faithfully,

David A. Barrowman

David Barrowman
Vice-President – Energy Consulting

Review of certain aspects related to the Israeli Fiscal Proposals

Introduction

The Israeli Government is currently proposing changes to the upstream fiscal system applying to oil and gas developments. These changes are likely to result in a significant increase in the level of taxes payable by companies involved in Israeli upstream oil and gas production.

We have been requested by Delek Drilling, L.P. to provide a short report covering two specific areas:

- A discussion of the economic thresholds, specifically IRR that oil and gas companies use in making investment decisions.
- A review of changes to oil and gas fiscal regimes that have occurred between 2002 and 2008 elsewhere, identifying the underlying drivers for the change to the regime.

Due to the limited timeframe available to provide this report we have limited the scope. Should additional information be required then this would be the subject of an additional report.

We address each of the two areas covered in this report separately below. We have not been asked to review the terms or the economics of the changes.

Economic Thresholds

We have been provided with a report prepared by Professor Robert Pindyck that forms Appendix C of the Sheshinski Report. In Professor Pindyck's report he calculates the Weighted Average Cost of Capital for oil and gas companies.

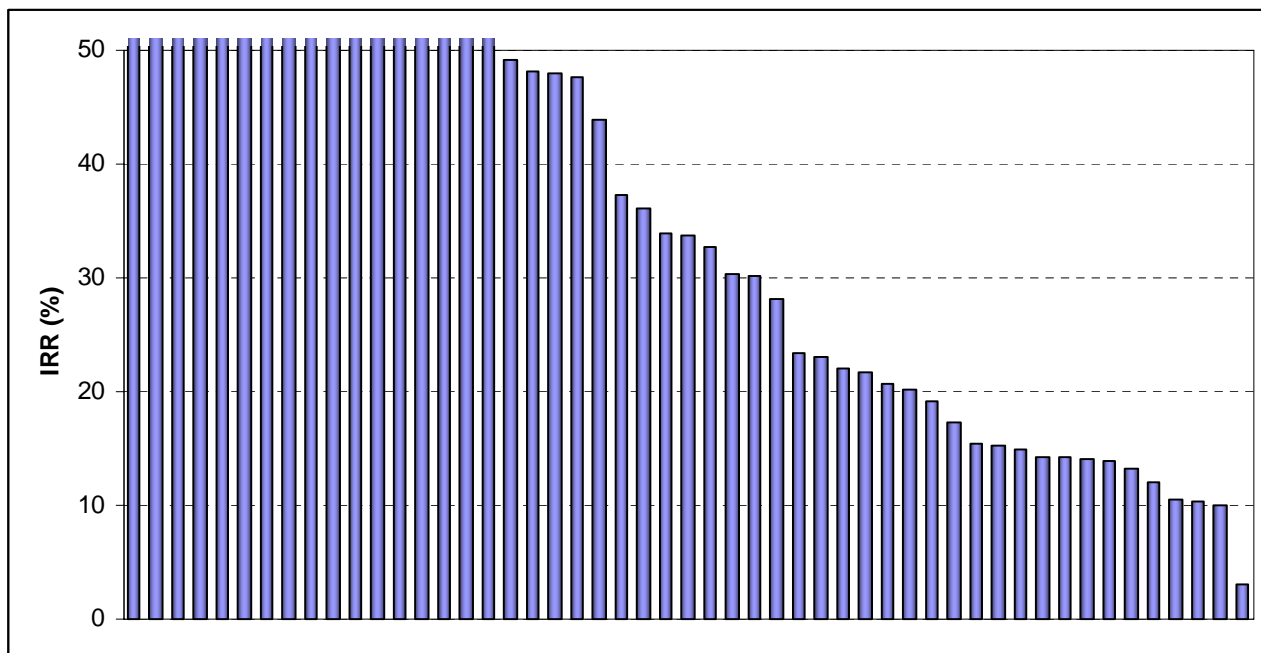
As a conclusion to his report, Professor Pindyck states that "my estimated range of 8% to 10% for the correct nominal discount rate would not need any adjustment for the fact that the oil and gas investments under consideration are in Israel. Furthermore, for the reasons discussed above, one can have considerable confidence that the correct discount rate is in this 8% to 10% range."

Oil and gas companies will have a number of different opportunities in which they are able to invest. The companies will seek to prioritise these opportunities to identify those they should proceed with and in which order. In running economic metrics for the different opportunities, companies will typically select a 'hurdle rate' that must be achieved before a project will be selected for development.

Companies generally do not publicise the hurdle rate that they use to make decisions on whether to proceed. However, based upon our experience of working with companies, Wood Mackenzie is aware that the majority of companies use hurdle rates when making investment decisions significantly in excess of 10%. Typically such discount rates are around the mid-teens, for example around 15%. Therefore, if the internal rate of return for a project fails to achieve the company's hurdle rate it will not proceed with that development at that point in time.

Using Wood Mackenzie's Pathfinder tool we have identified 51 international oil and gas projects where a development decision to proceed has either been made in 2009 and 2010 or is still expected in 2010. The following chart shows the IRRs based upon Wood Mackenzie's field assumptions for those assets and macro-economic assumptions, which use a long term oil price assumption of \$75/bbl flat real.

Chart 1 –IRR of new field developments in 2009 and 2010



Of the 51 fields, 17 show IRRs of greater than 50%. All but 5 fields show IRRs of above 13%. Of these, two Gulf of Mexico deepwater fields show IRRs of 10% to 11%. In these fields there are strategic reasons for the investments, but more importantly recovery factors are expected to increase from the conservative levels used in our analysis, which could materially increase each field's IRR. Another field is a small UK gas field where economics appear marginal, although we understand the operator has a more optimistic view than that of Wood Mackenzie. A 10% IRR is generated by a Canadian Oil Sands project where long lead times and high costs reduce returns and make comparisons challenging with conventional fields.

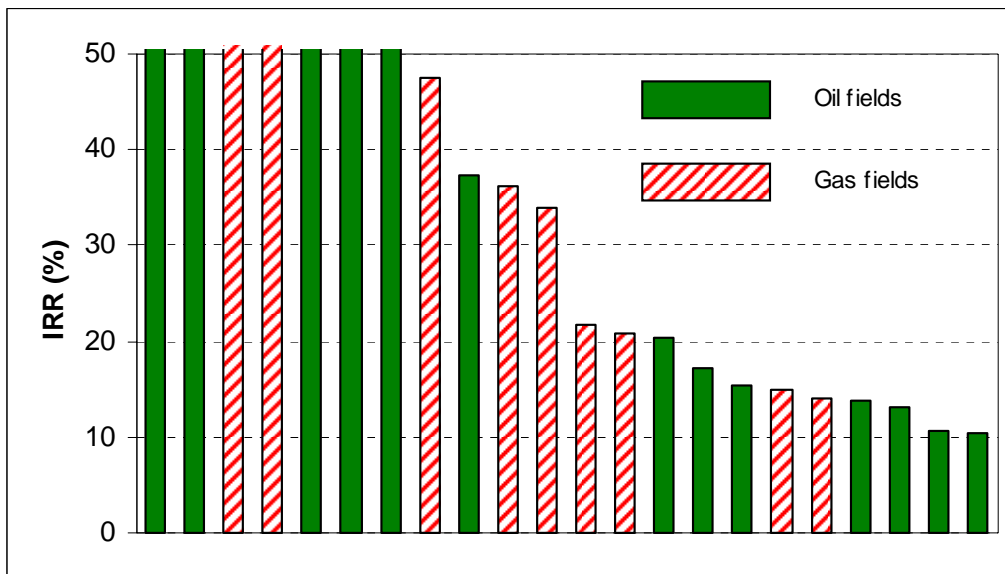
Six fields show IRRs of between 13% and 15%, of which three have commercial recoverable reserves of over 1.5 billion barrels of oil equivalent.

The evidence from the above is that on a development basis, companies are not developing projects where the IRR is less than around 13% to 14%, supporting our understanding that companies are using hurdle rates for such investments close to 15%. Any returns below this level would therefore not be viewed as windfall profits.

Tamar is an Ultra Deepwater (greater than 1,500 metres) gas development. The expected returns from both new deepwater and new gas developments projects in 2009-2010 are charted below.

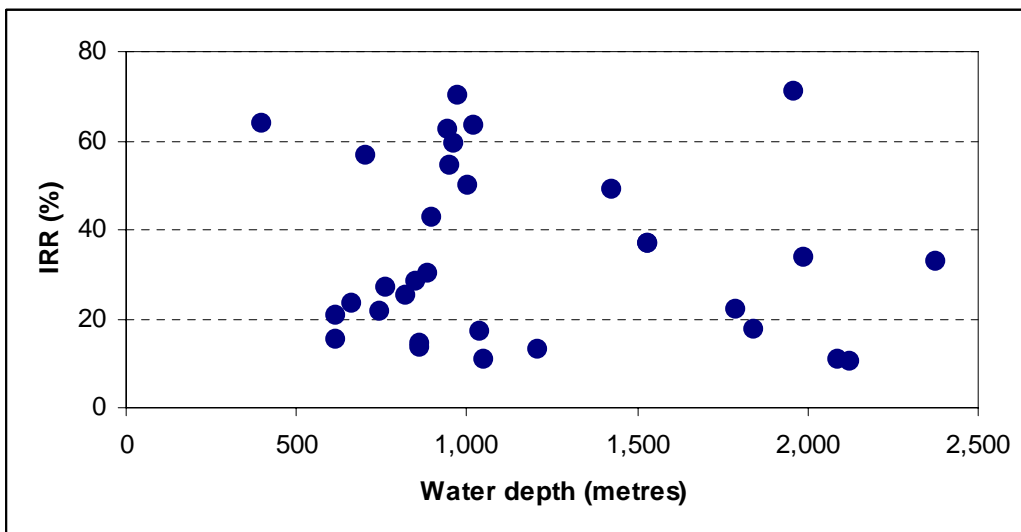
The following two charts show the IRRs for both deepwater and gas developments. Both show a range of discount rates for the new developments.

Chart 2 – Comparison of IRRs of Oil and Gas Developments during 2010



The lowest IRR for a gas development is 14.9% with five oil developments showing lower IRRs.

Chart 3 – Returns from Deepwater Developments



The above chart plots the IRR for 32 international deepwater oil and gas developments, with deepwater defined as over 400 metres. All but three of the fields have IRRs greater than 13%, with two of those developments already discussed above. The average IRR for the 32 projects is 34.5%, whilst the median (a more meaningful measure) is 29.2%.

In conclusion, based on Wood-Mackenzie’s database, companies who have made a development decision to proceed with the project have gone ahead on projects with expected discount rates under Wood Mackenzie base case prices as follows:

Median IRR in Gas fields – 34%

Median IRR in Deepwater (both oil and gas projects) – 29% with 33% for ultra deepwater

Changes to Oil and Gas Fiscal Regimes

Analysis of the proposed changes in the Israeli fiscal regime is outwith the scope of this paper, however we have been informed that changes proposed could see the levels of government take rise from the current levels of the order of 30% to between 67% (for corporations subject to corporate Tax) to 80% (for individuals subject to personal income Tax). Such changes will materially affect the economics of projects and the suggested changes are amongst the most significant changes that have taken place to a set of fiscal terms. Such changes are more in line with changes made in Bolivia and Venezuela where a form of quasi-nationalisation has taken place, rather than the smaller changes seen recently in Albert and the United Kingdom.

For a project such as Tamar (as well as Yam-Tethys and Leviathan), where development spending has already commenced, the risk reward balance on which companies have made their exploration and development investment decisions will be significantly altered.

We have been provided with a translation of the November 2010 draft report prepared by the Committee chaired by Professor Eytan Sheshinski that is examining the fiscal policy on oil and gas resources in Israel, ("the Sheshinski Report").

In reviewing changes to fiscal regimes that have occurred around the world, the Report makes mention on analysis undertaken by Wood Mackenzie showing changes to fiscal regimes between 2002 and 2008 that affected existing production.

Table 1 of this paper includes the details of the fiscal regimes where existing investors were affected and also includes a more recent change that is due to take place in Australia. We identify the drivers for the changes to the fiscal terms that occurred. In many examples, the reason for the increase may not be specified by the host Government. Where this occurs we base our views on Wood Mackenzie's in-house opinions on the drivers for the change.

Concession regimes are generally more prone to fiscal instability than PSC regimes which typically would have fiscal stability clauses, ensuring from the investor's viewpoint that there will be no changes to the fiscal regime. However, even with PSCs there have been a number of examples where changes have been made.

Review of certain aspects related to the Israeli Fiscal Proposals

Table 1 – Changes to fiscal regimes and drivers for change

Country	Year	Regime	Change	Scope	Driver
Algeria	2006	PSC	Windfall profits tax introduced	All PSCs primarily targeted at those with profit-sharing linked only to production levels	Capture upside from rising oil prices in contracts mainly targeted at PSCs where increased government take from increasing prices is not included
Argentina	2002	Concession	Crude oil export duty introduced	All fields/companies	Economic crisis drove the need for cash generation, with changes that were initially designed to be temporary. The introduction of the export duty also acted as a disincentive to export crude in a situation where internal prices were lower than international prices
Argentina	2004	Concession	Crude oil export duty increased and gas export duty introduced	All fields/companies	Funding initiatives continued to drive the need for extra cash, with gas export duty a disincentive to export gas
Argentina	2006	Concession	Gas export duty rate increased	All fields/companies	Continuation of above changes
Australia	2008	Concession	Condensate liable to excise duty	NWS gas projects, onshore fields	A general tax review resulted in the removal of a tax holiday meaning that there was a more consistent approach to the treatment of condensate and oil
Australia	2010	Concession	Introduction of PRRT on fields where it does not already apply	Areas under State Govt control - mainly onshore (not yet liable to PRRT)	Initial driver is to capture additional tax from mining industry rather than upstream oil and gas, but for the upstream industry this change was targeted at standardising fiscal systems
Bolivia	2005	Concession	Royalty rates increased	All PSCs	The start of the 'Nationalisation process' that saw power going back to the Bolivia
Bolivia	2006/7	Concession	Contracts overhauled	All PSCs	Continuation of the 'Nationalisation process'
Canada (Alberta)	2007	Concession	Increased royalty rates	All fields/companies	Primarily increasing prices failed to give Province what was perceived to be a 'fair share'. This covered both Oil Sands and Conventional production, although for Conventional production there has been some reversal of these terms
China	2006	PSC	Windfall profits tax introduced	All PSCs	Capture upside from rising oil prices
Ecuador	2006	PSC	Windfall profits tax introduced	All PSCs	Capture upside from rising oil prices
Ecuador	2007	PSC	Windfall profits tax increased	All PSCs	Some undertones of a 'Nationalisation process' - denied by Ecuador - but also driven by capturing upside from oil price increases
India	2006	Concession	Increased cess payments	All fields/companies	Part of ongoing increases going to State Government - partly capturing upside in oil prices
Italy	2008	Concession	Increased tax rate	All fields/companies	General change to corporate tax rate - not restricted to upstream oil and gas
Kazakhstan	2009	Concession	Revisions to standardise existing contracts	Most existing assets	Increasing Kazakh control over the industry as well as capturing the upside from rising oil prices. Kazakhstan was in a stronger position than it had been when many of these transactions had been signed and therefore was able to impose harsher terms.
Nigeria	2008	PSC	1993 PSC terms under review	1993 PSC (deepwater) contract areas	Changes which are part of a larger restructuring of the oil and gas industry are still not implemented - 1993 terms allowed for renegotiation after 15 years - Government wanted a larger share of revenues and higher oil price are arguably the main driver for this
Papua New Guinea	2008	Concession	Additional Profits Tax re-introduced	PNG LNG Project	On Wood Mackenzie's assumptions APT is unlikely to be paid, however its reintroduction was an insurance that the PNG Government would receive revenues from APT in the event that project profitability was higher than expected.
Russia	2002	Concession	Royalty/tax terms overhauled	All fields/companies	Simplification of complex existing fiscal system and avoiding transfer pricing issues
Russia	2003	Concession	MET(royalty) and export duty rates increased	All fields/companies	Seeking to increase government take
United Kingdom	2002	Concession	Supplementary Charge (increase in Corporation Tax) introduced	All fields/companies	Capture upside from rising oil prices - proposed rise from 1997 had been cancelled due to fall in prices at that time
United Kingdom	2005	Concession	Supplementary Charge increased	All fields/companies	Capture further upside from rising oil prices
United States (Alaska)	2005	Concession	Production tax rules changed	Prudhoe Bay satellite fields	Addresses budget deficit - changes treatment of field groupings where tax treatment meant smaller satellites were not paying severance tax
United States (Alaska)	2006	Concession	Production tax replaced with Profits Tax (PPT)	All fields/companies	Capturing upside from rising oil prices
United States (Alaska)	2007	Concession	PPT rates increased	All fields/companies	Capturing further increases in oil price and introducing more transparency
Venezuela	2002-06	PSC(E&P)	Contracts converted to 'empresas mixtas' concessions	All fields/companies	Capture upside from rising oil prices, but 'Nationalisation' also played an important role
Venezuela	2002-06	Service Contract (Marginal Fields)	Contracts converted to 'empresas mixtas' concessions	All fields/companies	Capture upside from rising oil prices, but 'Nationalisation' also played an important role
Venezuela	2002-07	Concession (Heavy Oil)	Contracts converted to 'empresas mixtas' concessions	All fields/companies	Capture upside from rising oil prices, but 'Nationalisation' also played an important role
Venezuela	2008	Concessions	Windfall profits tax introduced	All 'empresas mixtas'	Capture upside from rising oil prices, but 'Nationalisation' also played an important role
Vietnam	2008	PSCs	Export duty rate increased (twice)	All post 1993 PSCs	Capture upside from rising oil prices

To conclude, from reviewing the above table, there are two main categories of drivers for changes to the fiscal terms.

1 Capture windfall profits, not expected before, usually as a result of rising oil prices

Most common was the desire of governments to increase their share of revenues as oil prices have risen. This commonly occurs when a fiscal regime is not progressive and does not increase the rate of government take as a result of a significant increase of the project's profitability (usually as a result of the increasing prices), which was not foreseen in advance

2 Quasi-Nationalisation

The other common driver for increased levels of government take is 'quasi-nationalisation' that has occurred in some countries in Latin America. This has been most notable in Bolivia, Venezuela and to a lesser extent Ecuador, where NOCs with broader mandates are taking a higher profile role.

A special case in this category is Argentina, where the financial crisis in the early part of the decade drove it to increase its share from projects to fund infrastructure and also to introduce mechanisms that would reduce the attractiveness of exporting oil and gas from Argentina, where the domestic price tended to be lower than the internationally prevailing price.

Included in the following section are extracts from the analyses undertaken by Wood Mackenzie at the time of the announcement of the change quantifying the effect of the revised terms.

Summary of changes from Wood Mackenzie Published Reports

Country	Effect of fiscal changes Reduction in Value (PV10)
Argentina	~15%
Bolivia	40% - 65%
Canada – Alberta	3% - 18%
Ecuador	15% - 40%
United Kingdom	10% - 15%
USA (Alaska) 2005 - 2007 combined – base price case	~ 10%
Venezuela	30% - 70%

Conclusion

The fiscal changes impact, in terms of project NPV, in UK, Canada & Alaska using the base case pricing assumptions at the time of the reports is in on average around 10% - 15%. By contrast, in Bolivia and Venezuela the average impact is 40% - 50%. According to Appendix D of the Sheshinski Report, the impact of the proposed changes is to reduce values by around 60%. Therefore the changes proposed by the Committee are more in line with changes made in countries where a form of quasi-nationalisation has taken place, rather than the smaller changes seen recently in Alberta and the United Kingdom.

Wood Mackenzie published analysis on fiscal changes

Algeria

We have modelled the Anadarko-operated Hassi Berkine development under two price scenarios in order to assess the impact of the changes. The first scenario is Wood Mackenzie's price assumption as at May 1998, when Hassi Berkine came onstream, and the second is Wood Mackenzie's current price assumption. We have also assumed that the new windfall tax will be applied to the full investor net cash flow, although this has yet to be verified by the Algerian Ministry.

Without the application of the windfall tax, higher oil prices increased the total investor cash flow for Hassi Berkine by 173%. Even with the application of a 50% windfall tax the remaining investor PV remains higher than expected at first production (albeit only by 15%).

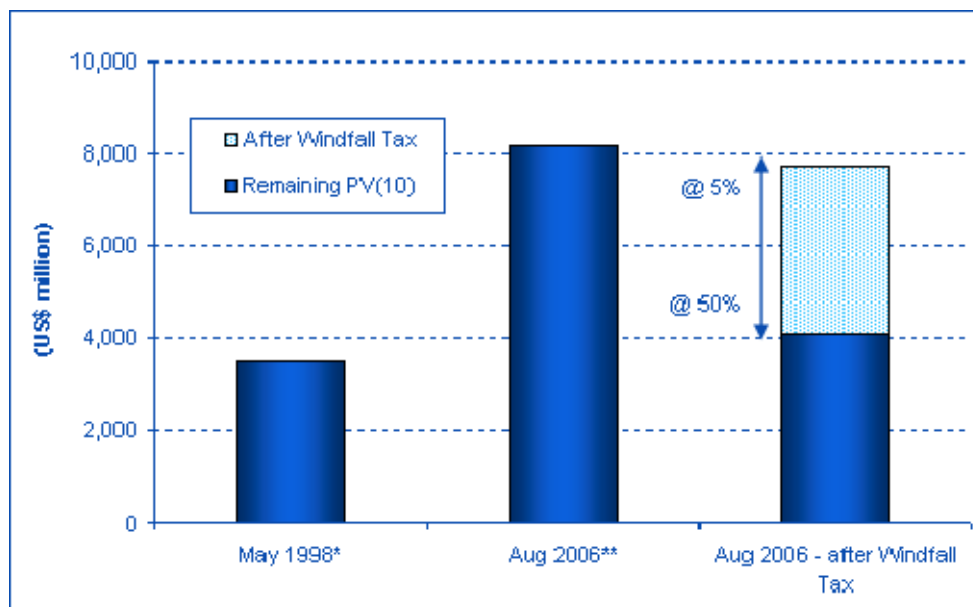
Block 404 – Investor Economics Table

Price Scenario	Initial Reserves (mmbbl)	Remaining Reserves at 1/1/07 (mmbbl)	Investor Total PV (US\$ million)	Investor Rem PV (US\$ million)
May 1998*	1,639	1,070	4,718	3,530
Aug 2006**	1,639	1,070	12,894	8,148
Aug 2006 - after Windfall Tax	1,639	1,070	12,487	7,741
Aug 2006 - after Windfall Tax @ 50%	1,639	1,070	8,820	4,074

* Wood Mackenzie's May 1998 Brent price scenario was US\$19/bbl, escalating at 2.5% thereafter

** Our current Brent price scenario is US\$66.50/bbl in 2006, US\$60/bbl in 2007, US\$53/bbl in 2008, US\$43.80/bbl in 2009, escalating at 2.5% thereafter

Block 404 – Investor Economics Chart



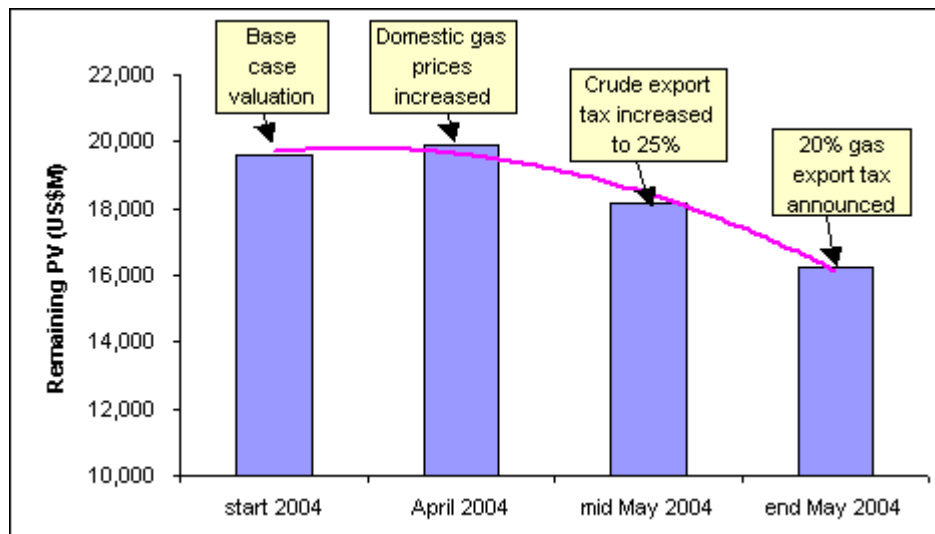
* Our May 1998 Brent price scenario was US\$19/bbl in 1998, escalating at 2.5% thereafter

** Our current Brent price scenario is US\$66.50/bbl in 2006, US\$60/bbl in 2007, US\$53/bbl in 2008, US\$43.80/bbl in 2009, escalating at 2.5% thereafter

Source: Wood Mackenzie – Algeria Revises 2005 Hydrocarbon Law – August 2006

Argentina

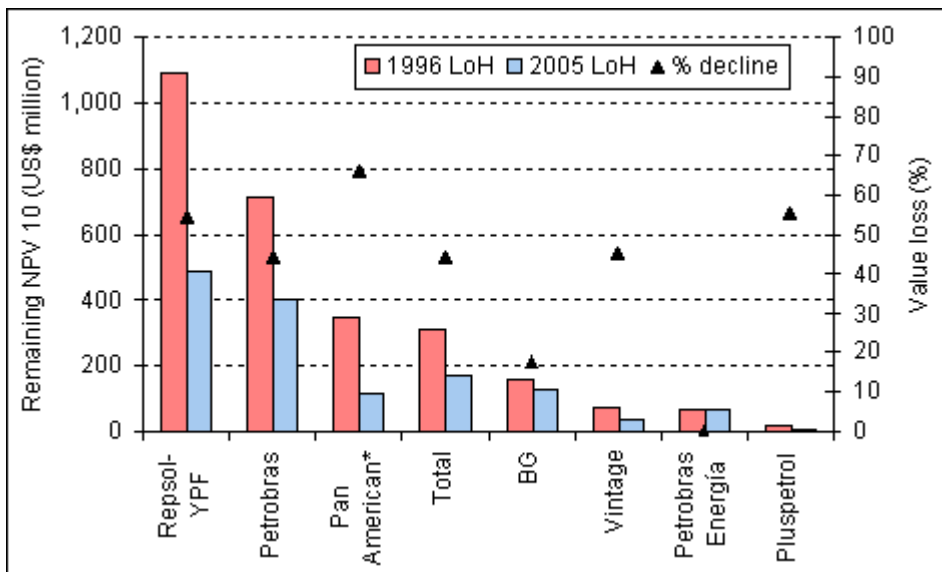
Changes in Argentina's Upstream Sector Value as a result of new Government Measures



Source: Wood Mackenzie – Argentina: On step forward, two steps back – May 2004

Bolivia

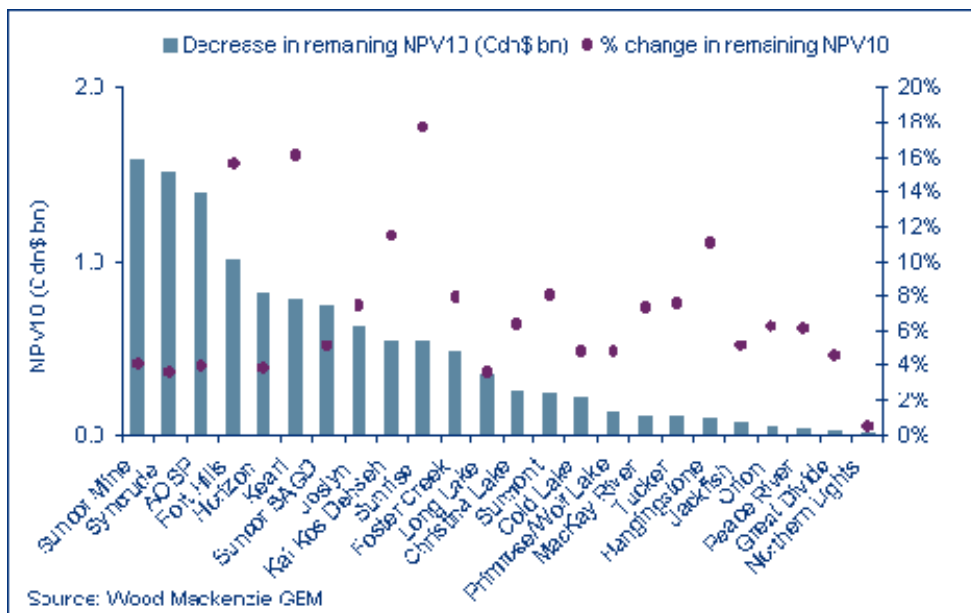
Chart 4. Pre- and post-2005 Law of Hydrocarbons NPV 10 values



Source: Wood Mackenzie – Bolivia’s new Hydrocarbon Law presents further challenges for stranded gas – May 2005

Canada

Chart 2: Decrease in value of oil sands projects under the new royalty framework

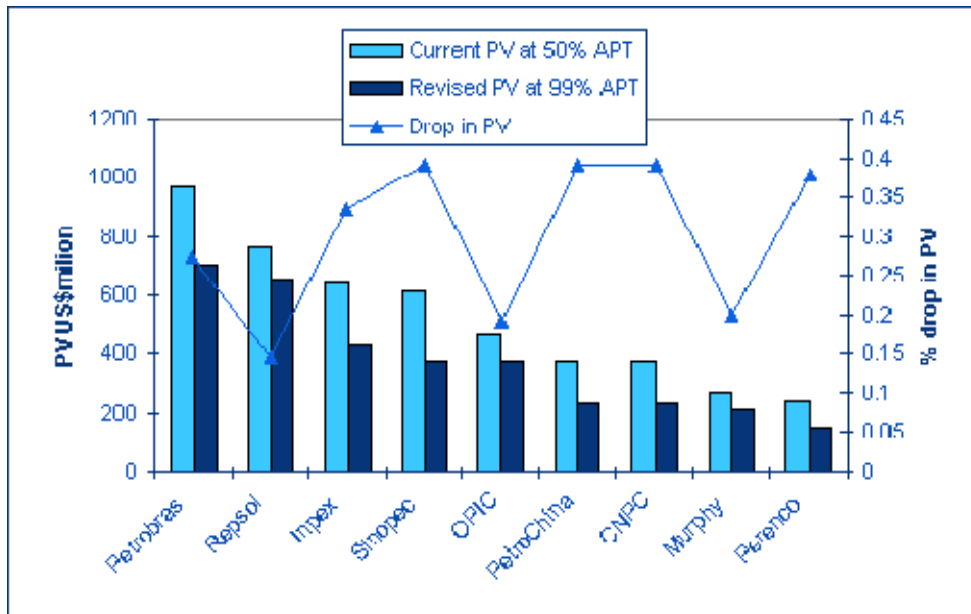


Base case Brent price assumption of US\$64.25/bbl in 2008, US\$56.00/bbl in 2009, US\$52.53/bbl in 2010, remaining flat in real terms thereafter (equivalent to US\$50.00/bbl long-term real).

Source: Wood Mackenzie – Oil sands: the fiscal impacts of the new Alberta royalty framework – November 2007

Ecuador

Chart One: NPVs and drop in NPVs for major foreign companies operating in Ecuador



Source: Wood Mackenzie – Increased tax leaves Ecuador at a crossroads – October 2007

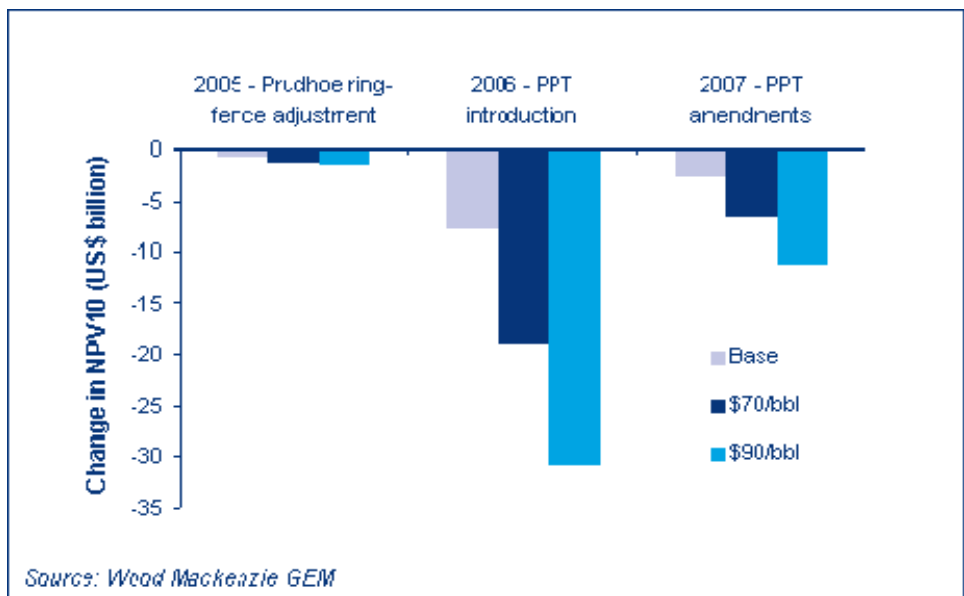
United Kingdom

NPV of Example Company Portfolios (£ million)*				
	UK (pre-budget)	UK (post-budget)	Value Change	% Change
BP	7,215	6,094	-1,121	-15.5
Shell	5,442	4,602	-840	-15.4
Total	3,994	3,426	-568	-14.2
BG	2,939	2,515	-424	-14.4
Canadian Natural Resources	1,265	1,084	-181	-14.2
Centrica	1,198	1,048	-150	-12.5
Apache	602	514	-88	-14.7
Venture Production	494	443	-51	-10.3
Dana Petroleum	236	206	-30	-12.9

Source: Wood Mackenzie – UK tax hike – Government acts on high oil price – December 2005

USA – Alaska

Change in remaining NPV10 of North Slope fields as a result of the 2005, 2006 and 2007 tax changes



Our base-case Brent assumption is US\$64.25/bbl in 2008, US\$56.00/bbl in 2009, US\$52.23/bbl in 2010, remaining flat in real terms thereafter (equivalent to US\$50.00/bbl long-term real). The cash flows are discounted at 10% from January 2008.

Source: Wood Mackenzie – Alaska enacts its third tax increase in three years – November 2007

Venezuela

Table 2: Value destruction by company at US\$80/barrel and US\$120/barrel Brent

Top Venezuelan upstream operators by value	No WT at US\$80/bbl	WT tax at US\$80/bbl	% value loss at US\$80/bbl	No WT at US\$120/bbl	WT at US\$120/bbl	% value loss at US\$120/bbl
PDVSA	99,094	76,738	23%	157,441	83,287	47%
Total	6,063	4,788	21%	9,380	5,593	40%
Chevron	5,725	4,096	28%	9,168	4,214	54%
StatoilHydro	1,932	1,523	21%	2,994	1,781	41%
BP	1,210	759	37%	1,957	597	70%
Eni	1,145	928	19%	1,779	1,046	41%
Petrobras Energia	948	790	17%	1,548	929	40%
Repsol YPF	681	602	11%	955	665	30%
Shell	711	595	16%	1,133	684	40%
Harvest	466	346	26%	820	404	51%
Source: Wood Mackenzie GEM (units in US\$ million)	WT = Windfall tax					

N.B. Data assumes a base price of US\$80/barrel flat real from 2008. This is not Wood Mackenzie's current base assumption. Assumes that 100% of production from the four Orinoco Heavy Oil Belt projects is exported, and 70% from all other fields is exported.

Source: Wood Mackenzie – Venezuela introduces windfall tax and targets slice of big earnings – April 2008

- סודי -

13 בדצמבר 2010

**תגובה לדו"ח הביניים של
הועדה לבחינת המדיניות הפיסקאלית
בנושא משאבי נפט וגז בישראל**

יצחק סוארי בע"מ

לכבוד	לכבוד
אבנר חיפוישי נפט וגז - שותפות מוגבלת	דלק קידוחים - שותפות מוגבלת
התע"ש 10	גיבורי ישראל 7
<u>רמת גן</u>	<u>נתניה</u>

א.ג.נ.,

הנדון: תגובה לדו"ח הביניים של הועדה לבחינת המדיניות הפיסקאלית בנושא משאבי נפט וגז בישראל

נתבקשנו על ידי דלק קידוחים - שותפות מוגבלת ואבנר חיפוישי נפט וגז - שותפות מוגבלת ("שותפויות הקידוחים") לחוות דעתנו על חלק מהנושאים הנדונים בדו"ח הביניים של הועדה לבחינת המדיניות הפיסקאלית בנושאי נפט וגז בישראל, בראשות פרופסור איתן ששינסקי ("הועדה").

חוות דעתנו בוחנת את ביסוס התוצאות והשלכות המלצות הועדה הנכבדה, בכללם, החלת ההמלצות על כל המאגרים, דרך קביעת היטל רווחי נפט וגז ואופן יישומו וביטול ניכוי האזילה. בחינתנו התמקדה בסוגיות הכלכליות ואופן יישומם של השינויים המוצעים.

להלן עיקרי טיעונינו לדו"ח הביניים של הועדה:

- א. בעיני היזם השקעה מתחילתה ועד סופה הינה "מקשה אחת" בבחינת כדאיות הפרויקט, כפי שעולה מבניית תחזית תזרימי מזומנים לכלל תקופת הפרויקט (חיפוש, קידוח, פיתוח והפקה) וחישוב NPV בהתאם. לפיכך, חיתוך תקופת ההשקעה ותקופת ההנבה על ידי מיסוי הכנסות עתידיות בשלב ההפקה מהווה פגיעה רטרואקטיבית ביזם.
- ב. ניתוח כדאיות השקעה מבוסס על היוון תוחלת תזרימי המזומנים העתידיים בתוחלת התשואה הנדרשת על ידי משקיע, בדומה למוצג בחוות דעת של פרופ' Pindyck (ערב קבלת החלטה על השקעה בחיפוישים ובקידוחי אקספלורציה). להערכתנו, תוחלת התשואה הנורמלית נאמדת בכ-13.5%, לפני השפעת המינוף התפעולי. אנו מציגים מודל המראה כי השפעת המינוף התפעולי, הגבוהה יחסית בישראל, עשויה להגדיל את תוחלת התשואה הנדרשת בכ- 2%-0.5% לתוחלת תשואה נדרשת בשיעור 15%-14%.
- ג. תוחלת תשואה זו משקללת תגליות/הצלחות, חיפוישים וקידוחים שכשלו והוצאות מטה. יוצא מכך, כי שיעור התשואה בפרויקטים מוכחים/מוצלחים גבוה מ-15%-14% על מנת לפצות על חיפוישים שכשלו והוצאות מטה. אינדיקציה לשיעור תשואה בפרויקטים מוכחים/מוצלחים ניתן למצוא במחקר של גולדמן זאקס, לפיו שיעור התשואה הממוצע (IRR) ב-68 פרויקטים במים עמוקים נאמד בכ-26% ושיעור התשואה הממוצע ב-52 פרויקטים של גז נאמד בכ-18%. חברת Wood Mackenzie מציגה 32 פרויקטים במים עמוקים בהם שיעור ה-IRR הממוצע נאמד בכ- 34.5% (החציון כ-29%).

ד. לטעמנו, ספק גדול באם הפרויקטים האמורים ("ים תטיס" ו"תמר") היו מתבצעים במערכת הפיסקאלית המוצעת על ידי הועדה. גם בשיקולי היזמים בזמן אמת, במערכת הפיסקאלית הנוכחית, ה"נוחה", לכאורה, הם היו גבוליים, ולפיכך, לא משכו משקיעים ולא הייתה תחרות על רישיונות.

במסגרת חוות הדעת התייחסנו, בין היתר, לביסוס ולנתונים אשר הוצגו במסקנות הועדה. לצורך הכנת חוות הדעת התבססנו על הבהרות נוספות אשר נתקבלו מהנהלת שותפויות הקידוחים וכן על נתונים פומביים וסקירות אשר פורסמו על הענף בישראל ובעולם.

מסמך זה מכיל נתונים פנימיים שהועברו לנו משותפויות הקידוחים ולפיכך עלולים להיחשב סודות מסחריים.

הואיל ופרק הזמן שעמד לרשות שותפויות הקידוחים היה קצר וטרם נתקבלו הבהרות מהועדה הנכבדה בנוגע לשאלות שנדרשו להם במסגרת עבודתנו, יתכן ונדרש להשלמות על מסמך זה בהתאם לנסיבות.

להלן חוות דעתנו.

בברכה,

יצחק סוארי בע"מ

עיקרי הדברים

רקע

1. ביום 16 בנובמבר 2010 פרסמה הועדה לבחינת המדיניות הפיסקאלית בנושא משאבי נפט וגז בישראל ("הועדה") דו"ח ביניים להערות הציבור, במסגרתו המליצה על: השארת שיעור התמלוגים הקיים, ביטול ניכוי האזילה וקביעת היטל על רווחי נפט וגז בכל מאגר בנפרד באמצעות מנגנון ה-R-Factor. הועדה הנכבדה הציעה להחיל את המלצותיה על ההכנסות העתידיות מכלל מאגרי הנפט והגז, לרבות תגליות מסחריות קיימות.
2. המלצות הועדה להחיל רטרואקטיבית (בדיעבד, Ex Post) וכן לעתיד (Ex Ante) היטל רווחי נפט וגז מתבססות על ארבע תובנות עיקריות:
 - א. חלק הממשלה בפירות תגליות הגז בישראל נמוך בהשוואה בינלאומית.
 - ב. אין מניעה משפטית להחלה רטרואקטיבית של ההיטל על תגליות גז בתהליך מתקדם בהתפתחותן (לרבות "ים תטיס", "תמר" ו"דלית") ופרוספקט לווייתן, לגבי הכנסותיהם בעתיד.
 - ג. ההיטל המוצע מחושב כך, שלכאורה, מבטיח בדיעבד תשואה כלכלית נורמלית לזימים. לטענת הועדה, לו ידעו הזימים במועד החלטת ההשקעה מהו המודל המוצע, עדיין היו מבצעים את ההשקעה (אף שמצבם הורע משמעותית).
 - ד. המודל המוצע מבטיח קיומם של קידוחים הכדאיים כלכלית גם בעתיד (Ex Ante) בכך שהוא דוחה את גביית המס עד להחזר ההשקעה, קובע מס פרוגרסיבי ותשואה נורמלית לזים.

במסגרת חוות הדעת, נתייחס לכל אחת מתובנות הועדה ונטען כי הן מתבססות על הנחות בלתי סבירות, הלוקות בחוסר עקביות ומובילות לתוצאה בלתי אפשרית לזימים.

מבנה ההתקשרות בין הזים לממשלה (השוואה בינלאומית)

3. בשנת 1999 ממשלת ישראל, באמצעות משרד התשתיות הלאומיות, הציגה במסמך בפני משקיעים פוטנציאליים בתחום חיפושי הנפט והגז מערכת שקופה של חלוקת התמורה בין הממשלה והזים. נדגיש, כי מסמך זה שיקף את המצב החוקי שחל באותו מועד והבהיר אותו במונחים אופרטיביים של כדאיות ההשקעה. בשנת 2006, לאחר בחינה מחדש (בת שש שנים) של המדיניות הפיסקאלית, החליטה הממשלה כי אין הצדקה להעלאת התמלוגים ו/או שינוי המערכת הפיסקאלית.
4. הועדה ממליצה להשתמש במעמד המדינה כריבון ולגבות את חלק הממשלה כבעלים במשאב טבע, הזכאי לתמלוגים, באמצעות היטל רווחים פרוגרסיבי, לרבות בתגליות קיימות. המדובר בתקדים בו ה"שופט" (הריבון) בוחר לשנות את כללי המשחק, בדיעבד, ולהשתתף באירוע "שחקן" (שותף במיזם) מבלי ליטול חלק בשלב ההכנות וההשקעות הראשוניות.
5. היטל רווחים פרוגרסיבי אינו מקובל בשיטת הזיכיונות, הנהוגה בישראל. חוות דעת של מר דניאל גונסטון ("חוות דעת ג'ונסטון"), מראה כי מנגנוני ROR/R-Factor מיושמים רק בשמונה משטרים פיסקאליים מתוך מדגם של 44 משטרים שנדגמו ברחבי העולם. שישה

משטרים, המיישמים את המנגנונים (למעט אוסטרליה וקולומביה), פועלים במסגרת התקשרות חוזית פרטנית בין הממשלה לזים (PSC), הנפוצה במדינות בעלות משטרים ברמת יציבות נמוכה. בהסכמי PSC, קיימת חלוקת השקעות, סיכונים, המעוגנת במסגרת חוזית בין הזים למדינה. במציאות, בישראל פועלת שיטת הזכינות ובהתאם אין השתתפות מצד המדינה בהשקעות בשלבי החיפוש והקידוח.

באוסטרליה ובקולומביה, הפועלות בשיטת הזכינות, קיימת חקיקה משלימה המקהה את השפעת מנגנון ה-ROR/R-Factor והכרחית לצורך השוואה מלאה.

השוואת חלק הממשלה בין מדינות

6. חישוב חלק הממשלה (Government Take) בקבוצת ההשוואה, כפי שמוצג על ידי הוועדה ובחוות דעת ג'ונסטון, מוביל למצג חלקי שעל בסיסו קיים קושי רב להסיק מסקנות באשר למיקום חלק הממשלה בישראל בהשוואה לעולם ונדרשות התאמות רבות.
- לטעמנו, הוועדה התעלמה משלושה מאפיינים מרכזיים, בגינם נדרשות התאמות:
- מערכת המיסוי הכללית - במרבית המדינות המערביות, חבות המס הכללי מהווה מרכיב עיקרי בחלק הממשלה. הואיל ונדרש לשמר את היתרון היחסי של ענף חיפושי הגז על פני השקעות אחרות במשק, הביטוי החשוב הינו מרכיבי ההטבה - ההפרשיות לעומת המס הכללי ולא גובה המס האבסולוטי¹.
 - הבדלים במאפייני הענף - הקלות בתנאי המיסוי/תמלוגי גז מול נפט, קידוח יבשתי לעומת קידוח במים עמוקים, שלב במחזור החיים של הענף.
 - הבדלים במאפייני פעילותן של מדינות (מאקרו-כלכליים ושיטות משטר) - חוות דעת ג'ונסטון מציגה שלוש מדינות OECD בלבד מתוך 16 מדינות בקבוצת ההשוואה. חלק הממשלה בישראל, בהינתן המודל המוצע על ידי הוועדה (כ-67%), גבוה בצורה משמעותית מעל ממוצע מדינות החברות ב-OECD, כפי שהוצג במסמך שהכין מרכז המחקר והמידע של הכנסת (כ-53%; כ-46%, בנטרול נורבגיה ודנמרק המשתתפות בסיכון).
- יתר על כן, הממשלה בעצמה שיווקה את אטרקטיביות ההשקעה בישראל, באמצעות הצגת חלק הממשלה בפועל ושיעור התמלוגים הנמוך (לשיטתה) בפנייתה למשקיעים פוטנציאליים בשנת 1999.

בחינת החקיקה הרטרואקטיבית

7. במסגרת טיוטת חוות דעתנו מיום 25 באוגוסט 2010 סקרנו את עמדת המחוקק ורשויות המס בנוגע לתחולת שינויי חקיקה וחקיקת משנה בתחומי המס הנוגעים להטבות ותמריצים למשקיעים ולאוכלוסיות ייחודיות בישראל. הממצאים מראים כי המחוקק הקפיד להחיל מכאן ואילך (Ex Ante) שינויי חקיקה בחוקי עידוד סקטוריאליים, אשר עשויים להרע את מצבם של משקיעים קיימים והוציא מגדר השינוי משקיעים ואוכלוסיות שביצעו השקעות על פי תנאי החקיקה הסקטוריאליים, ערב השינויים.

¹ נראה כי המודל המוצע בא, בין היתר, ל"תקן" ו"לפצות" את המדינה על הירידה בשיעור מס חברות. בנתוני הוועדה עולה כי במצב הקיים מס חברות 18%.

8. השימוש בחקיקה ייעודית מאפיין תחומים בהם ההשקעה ארוכת טווח וכרוכה בסיכון גבוה. מטרת החקיקה ליצור מערכת כללים מוגדרת ויציבה כדי למשוך השקעות. כך לדוגמה ניתן להתייחס לסעיף יציבות ההטבות (סעיף 72א) בחוק עידוד השקעות הון ופרויקט BOT. לא בכדי, משנדרשת הועדה לדוגמה של שינוי בדיעבד, היא מציינת שינויים בשיעורי המס הכללי לגביהם אין מן דפליג שזכות הריבון לבצעם, בהתאם למדיניות מאקרו-כלכלית.

9. בבחינת הכדאיות הכלכלית רואה היזם בהשקעות ובפירוטיהן "מקשה אחת" כפי שעולה בבניית תחזית תזרימי מזומנים וחישוב NPV כולל לתקופת ההשקעה (חיפוש, קידוח, פיתוח והפקה). לפיכך, ברור לכולא עלמא הצורך בשימור ההטבות שהיוו בסיס לכניסתנו למיזם, לאורך כל תקופת ההשקעה, בדומה למפעל מאושר. כעת, בוחר המחוקק לשנות את כללי המשחק בדיעבד בתגליות קיימות ולחתוך את תקופת ההשקעה ותקופת ההפקה על ידי מיסוי הכנסות עתידיות.

בחינת שיקולי היזם בעת ביצוע ההשקעה

10. מאמצי הועדה אינם מתמצתים בטיעון שנעשה "צדק" בהרעת תנאי המס, אלא בטיעון: "שאלו ידע המשקיע במועד ההתקשרות הראשוני את מה שנגזר עליו היום, עדיין היה פועל באותה צורה". הועדה מציעה מודל כלכלי תיאורטי, המתבסס על היטל רווחים פרוגרסיבי ומנסה להצדיק אותו בדיעבד על תגליות קיימות. **נראה כי הועדה טוענת שליזם תחת המערכת הפיסקאלית המוצעת נותר רווח כלכלי סביר בתגליות קיימות. במסגרת עבודתה, נסמכת הועדה על חוות דעת פרופ' פינדייק (Pindyk) בקביעת רווח כלכלי נורמלי/סביר. אולם, ניסיון הועדה להצדיק המודל בתגליות קיימות אינו עומד במבחן המציאות, שכן המצב המועדף אמור היה למשוך משקיעים רבים. על אף העידוד הפיסקאלי התקף באותה תקופה העדיף משמעותית על המלצות הועדה, לא הצליחה המדינה בעבר ואינה מצליחה היום לרתק משקיעים או ליצור תחרות משמעותית בהקצאת רישיונות.**

11. צא ולמד משינויים בהרכב הבעלות ברישיונות בתגלית "תמר". קידוח האקספלורציה ב"תמר" יצא לפועל רק בסוף שנת 2008, למעלה משש שנים ממועד הצעת בריטיש גז לבצעו, על רקע פרישת יזמים מהפרויקט (בריטיש גז, דור כימיקלים בע"מ, דור גז חיפושים שותפות מוגבלת, STX (2000) שותפות מוגבלת) ועל אף המערכת הפיסקאלית ה"נוחה", לטענת הועדה. מובן שהתנהגות זו מעידה שפרויקטים אלה היו בעלי כדאיות כלכלית גבולית, בהתחשב בסיכונים הספציפיים שעמדו בפני היזמים במועד ההחלטה.

מתודולוגיית הערכת שווי פרויקטים

12. לצורך ניתוח כדאיות ההשקעה יש לאמוד שני מרכיבים:
- תוחלת תזרימי המזומנים העתידיים המבטאת את מלוא הסיכונים העומדים בפני משקיע - סיכונים ספציפיים, הניתנים לפיזור (diversifiable) וסיכונים שיטתיים, שאינם ניתנים לפיזור (systematic, undiversifiable).
 - תוחלת התשואה הנדרשת על ידי משקיע (שיעור ההיוון).

בעיות ביישום המודל הכלכלי המוצע

13. לצורך הוכחת טענת הועדה כי "לו ידעו היזמים במועד החלטת ההשקעה מהו המודל המוצע, עדיין היו מבצעים את ההשקעה" מציגה הועדה תסריט, במסגרתו מוצגים מאגרים "דמיוניים" המדמים את מאגר "מארי B" ו"תמר" ערב ההחלטה על הקידוח.

במודל הכלכלי המוצע ישנן בעיות מתודולוגיות, שתיקונן מראה כי לא ברור כלל שפרויקטים אלה היו מתבצעים משיקולי חוסר כדאיות והחזר השקעה נמוך משיעור תשואה נורמלי. להלן פירוט התיקונים הנדרשים.

א. שיעור התשואה הנדרש על ידי משקיע - חוות דעת פינדייק אומדת את שיעור התשואה

הנורמלי בכ-9% בממוצע (במונחים נומינליים), הנגזר ממודל ה-CAPM (Capital Asset Pricing Model) לתשואה הנדרשת על נכסים תפעוליים (R_a).

להערכתנו, שיעור התשואה הנורמלי, כפי שנאמד בחוות דעת פינדייק, נשען על מספר הנחות בעיתיות בחישוב ביטא נכסים (β_a) ושיעור ריבית חסרת סיכון²:

- הביטא (הממונפת) נאמדה באמצעות רגרסיה על פני תקופת זמן ממושכת (עשר שנים) שאינה נהוגה.

- התעלמות מהביטא על החוב, המשפיע על חישוב ביטא נכסים.

- התעלמות מסיכון מדינה בחישוב ריבית חסרת סיכון.

- התעלמות משיעור המינוף התפעולי הגבוה בתעשיית ינוקא, (דוגמת ישראל) אשר מגדיל את הסיכון השיטתי, בהשוואה לחברות בשלות במדגם פינדייק.

תיקון הביטא לכ-1.25-1.35 וריבית חסרת סיכון לכ-4.4%, מביא לתוחלת תשואה נורמלית בשיעור כ-13.5% בממוצע, לפני השפעת המינוף התפעולי הגבוה המאפיין את הפעילות בישראל. **בנספח ג'** אנו מציגים מודל המראה כי השפעת המינוף התפעולי עשויה להגדיל את תוחלת התשואה הנדרשת בכ-2%-0.5%, ואף יותר. לפיכך, תוחלת התשואה נאמדת בכ-14%-15% (לרבות אומדן השפעת המינוף התפעולי).

ניתוח כדאיות ההשקעות, ובכלל זה משמעויות ההיטל ומנגנון ה-R-Factor אמורים להתבסס על תוחלת תשואה נורמלית נדרשת בשיעור כ-14%-15% (לרבות השפעת המינוף התפעולי), ועל תוחלת תזרימי המזומנים, לרבות הסיכונים הספציפיים שעמדו בפני משקיע. מובן שבפרויקטים מוכחים/מצליחים שיעור התשואה גבוה מ-14%-15%, כפי שנטען בהמשך.

ב. תוחלת תזרימי המזומנים - התוחלת מתבססת על התפלגות הסתברויות הצלחה,

כמויות ומחירים ומשקפת את כל הסיכונים, העומדים בפני משקיע (לרבות סיכונים הניתנים לפיזור). על פניו³ נראה כי חישוב התזרים בניתוחי הועדה בעייתי, שכן הועדה

² ראה נספח ב' לחוות הדעת.

³ נציין כי נכון לכתיבת חוות דעתנו, טרם נתקבלו הבהרות מהועדה בנוגע לאופן החישוב והשימוש בהסתברויות למציאת תגלית (אם בכלל) בעת יישום המודל המוצע על שלושה מאגרים לדוגמה (נספח ד' לדו"ח הביניים של הועדה).

(למיטב הבנתנו ובדיקתנו) משתמשת בתזרימי מזומנים בגין פרויקט קיים, ודאי ומוכת, בדיעבד (בהסתברות של 100%). לצורך ביצוע נכון של "הבדיקה" יש לאמוד את תוחלת תחזית תזרימי המזומנים, הנגזרת מהתפלגות הסתברויות הצלחה, כמויות, מחירים וכו', כפי שמוצג בחוות דעת פינדייק.

ג. כדאיות השקעה - התחשבות בהתפלגות ההסתברות להצלחת מאגרים המדמים את "מארי B" ו"תמר" מצביעה, כפי הנראה, על חוסר כדאיות בכניסה להשקעה בפרויקט, בהינתן המודל המוצע על ידי הועדה ותוך שימוש במקדם היוון בשיעור כ-15%-14% (לרבות השפעת המינוף התפעולי), המוצע על ידנו. תוחלת תשואה זו משקללת תגליות/הצלחות, חיפושים וקידוחים שכשלו והוצאות מטה. יוצא מכך, כי שיעור התשואה הנדרש מפרויקטים מוכחים/מוצלחים גבוה מכ-15%-14% ומפצה על חיפושים שכשלו והוצאות מטה. אינדיקציה לשיעור תשואה על פרויקטים מוכחים/מוצלחים ניתן למצוא במחקר של גולדמן זאקס, לפיו שיעור התשואה הממוצע ב-68 פרויקטים במים עמוקים נאמד בכ-26% ושיעור התשואה הממוצע ב-52 פרויקטי גז נאמד בכ-18%. חברת Wood Mackenzie מציגה 32 פרויקטים במים עמוקים בהם שיעור ה-IRR הממוצע הינו 34.5% (החציון כ-29%). שיעורי התשואה המתקבלים בדוגמאות של הועדה, לאחר יישום המלצותיה (כ-10.4% ב-BCM 35, כ-13.3% ב-100 BCM וכ-16.6% ב-250 BCM) נמוכים משמעותית מהתשואה הממוצעת בפרויקטים מוכחים, המשקפים ציפיות משקיעים.

זכות הקניין של היזם מבחינה כלכלית

14. זכות הקניין נוצרה עם ההבשלה ארוכת הטווח של ההשקעה בפרויקט. משמע, בשלב בו היזם ביצע פעולות חיפוש מהותיות והשקיע סכומים אשר משפיעים על רמת הוודאות והאפשרות ליצירת ערך כלכלי, בשטח בו בוצעו הפעולות. פעולות אלו כוללות, בין היתר, ביצוע סקרים סיסמיים (דו ותלת ממדיים) והתחייבות לקידוח אקספלורציה. יצירת ערך כלכלי נוצרת עם שינוי התפלגות ההסתברויות למציאת תגלית והכמויות המסחריות (שינוי בשיעור התשואה), שעמדה בפני היזם ערב ההשקעה הראשונית. מכאן, כי זכות הקניין נוצרה בתגליות מסחריות "ים תטיס", "תמר" ו"דלית" ובפרוספקט "לוויתן". המלצת הועדה משנה בדיעבד את מבנה ההתקשרות בין הממשלה והיזם, לאחר יצירת ערך כלכלי והבשלת תהליך ההשקעה ארוך הטווח.

15. הערות פרטניות למודל המוצע על ידי הועדה

- מנגנון אלטרנטיבי להתקשרות בין הממשלה והיזמים - מנגנון ה-R-Factor הינו מנגנון פשטני, המנסה לתת מענה בקירוב להחזר תשואה נורמלית למשקיע, אולם המנגנון מתעלם מערך הזמן שעשוי להוות גורם מרכזי בפיתוח תגליות, במידה ויתרחשו עיכובים ותקלות תפעוליות. לדעתנו, יש לבחון את מנגנון ה-ROR (Rate of Return) כאלטרנטיבה ראויה. המנגנון בוחן את שיעור החזר על ההשקעה בכל תקופת זמן,

בדומה למנגנון המיושם באוסטרליה ואשר הוצג בחוות דעת פינדייק⁴ ומתאים עצמו לאורך תקופת ההפקה בפועל.

- הכרה בהוצאות חיפוש וקידוחים שכשלו בעבר במנגנון המוצע - קביעת היטל רווחים על תגליות מסחריות קיימות ופרוספקט לויתן מהווה פגיעה בזכויות הקניין של היזם. עם זאת, באם תחליט הועדה הנכבדה לדבוק בעמדתה בנושא, ולמסות Ex Post את התגליות הקיימות, הרי שיש לתת ביטוי במכנה של מנגנון ה-R-Factor לכל הוצאות החיפוש והקידוחים שכשלו, לצורך חישוב ההיטל.

- התייחסות לכל מאגר בנפרד לצורך חישוב ההיטל - הועדה ממליצה לקבוע היטל רווחי נפט וגז על כל מאגר בנפרד. במסגרת הפרקטיקה המקובלת בעולם, משקיע פוטנציאלי חותר לקבל מארג רחב על מנת לגדר את סיכונים הרבים. ההמלצה מחדדת את התעלמות הועדה מהצורך בשימוש בתוחלת תזרימי המזומנים, בחישוב תוחלת התשואה הנדרשת או לחלופין להשוות התשואה הנדרשת לזו שבמאגרים מוכחים (על פי גולדמן זאקס כ-26% במים עמוקים; על פי Wood Mackenzie כ-34.5%).

- הוצאות חיפוש, פיתוח והקמה - המלצת הועדה לקבוע מקדם סיכון של 1.5 להוצאות החיפוש ול"נעול" את סך ההשקעות בסוף תקופת הפיתוח עשויה להוביל לאומדן בחסר של ההשקעה הכלכלית שבוצעה. כך לדוגמה, אם ההסתברות למציאת מאגר הינה 30% והוצאות החיפוש למאגר נאמדות בכ-200 מיליוני דולר, הרי שמקדם הסיכון 1.5 אינו מכסה את כל הוצאות החיפוש שהושקעו למציאת המאגר (כ-666 מיליוני דולר).

- השקעות במתקני ייצוא - החלטת הועדה להתעלם מהתשואה הנדרשת על ההשקעה במתקני הייצוא (מתקני Downstream) ומנגד, למסות מרכיב מהותי מהתמורה הסופית הצפויה מייצוא הגז (שווי הגז עם העברתו למתקן הייצוא) תמוהה בעינינו - הייצוא מהווה תחליף "נחות" לשוק המקומי וכרוך בהשקעות נכבדות ואי וודאות רבה. החלטת היטל על הכנסות הייצוא בגין מכירה "רעיונית" בישראל דורשת הכרה בהשקעה הנדרשת למכירה האמורה.

- הוצאות תפעוליות במהלך עסקים רגיל - לדעתנו, יש להכיר בהוצאות תפעוליות שונות, הנעשות בתנאי שוק ומקובלות בענף, דוגמת דמי מפעיל ודמי ניהול כלכליים.

- התאמות אינפלציוניות - מנוסח דו"ח הביניים עולה השאלה האם בכוונת הועדה לשקלל (להתאים) את ההשקעות בחיפוש ובהקמה, לצורך חישוב מנגנון ה-R-Factor, במחירים ריאליים, בדומה לחישוב ההכנסות וההוצאות. נבקש את התייחסות הועדה הנכבדה לסוגיה.

המלצות המיסוי של הועדה אמורות להיבחן, בסופו של דבר, על פי ניתוח כדאיות ההשקעה ובמבחן זה הן אינן נותנות מענה ראוי.

⁴ ראה נספח ג' לדו"ח הביניים של הועדה, חוות דעת כלכלית מימונית מאת פרופ' פינדייק, עמוד 17. נדגיש, כי חוות דעת פינדייק מתעלמת ממש חברות בחישוב תזרימי המזומנים התפעולי, נטו (בסיס ההיטל). לדעתנו, תיקון זה נדרש, כמקובל בחישוב תשואה נורמלית למשקיע ראה פרק ה' סעיף 3.

16. ביטול ניכוי האזילה - ניכוי האזילה ניתן כתמורה ל"רכישת" זכויות נפט וגז בחיפוש ובפיתוח מאגרי גז, שהרי מאמצי חיפוש ופיתוח אלה משביחים גם את נכסי המדינה. יתר על כן, ניכוי זה משמש כתמריץ לביצוע השקעה נמשכת בתעשייה עתירת סיכון מתוך ההנחה/דרישה שעם התכלותו של מאגר מסוים, יידרש המשקיע לבצע חיפושים למציאת מאגרים נוספים. כך שלמעשה ניכוי האזילה מיועד לעודד חיפושים נוספים ואינו קשור לתשלום בונוס עבור השימוש במאגר. מטרה זה עולה בדברי הבנק העולמי⁵. מתן ניכוי אזילה כתמריץ להשקעות עתידיות, ללא תשלום בונוס על המשאב, ניתן למצוא בצרפת, ספרד, יפן, פרגוואי וטורקיה.

⁵ Silvana Tordo, Fiscal System for Hydrocarbons, World Bank working paper, 2007.

תוכן עניינים

עמוד

1-2	<u>פרק א' - רקע ועיקרי ההמלצות</u>
1	1. מטרות הועדה
1	2. עיקרי המלצות הועדה
1	3. תובנות דו"ח הביניים של הועדה
3-9	<u>פרק ב' - מבנה ההתקשרות בין היזם לממשלה</u>
3	1. המערכת הפיסקאלית ומבנה ההתקשרות התקפים כפי שהוצגו על ידי הממשלה בשנת 1999 ואושררו בשנת 2006
3	2. הממשלה כבעלת המשאב במסגרת Joint Venture, וכריבון בקביעת מערכת המס
4	3. המערכת הפיסקאלית במדינות בהן מיושם מנגנון ה-R-Factor
4	א. מנגנוני ה-ROR/R-Factor ומבנה ההתקשרות במדינות השונות
5	ב. מנגנוני ה-ROR/R-Factor מאוזנים בהטבות משמעותיות במדינות הפועלות בשיטת זכיינות
5	4. הקושי בהשוואת חלק הממשלה בין מדינות
10-12	<u>פרק ג' - בחינת החקיקה הרטרואקטיבית</u>
10	1. חקיקת מס ייעודית לעומת חקיקת מס כללית
11	2. חקיקת מס ייעודית בתחום הגז הטבעי לעומת ענפים אחרים
12	3. שיקולים כלכליים בדיעבד כהצדקה לחקיקה רטרואקטיבית
13-21	<u>פרק ד' - בחינת שיקולי היזם בעת ביצוע השקעה</u>
13	1. רקע
14	2. המודל הכלכלי במבחן המציאות
14	3. מתודולוגיית הערכת שווי פרויקטים
15	א. תוחלת תזרימי המזומנים העתידיים
16	ב. תוחלת התשואה הנדרשת על ידי משקיע (שיעור ההיוון)
16	4. יישום המודל הכלכלי המוצע
16	א. שיעור התשואה הנדרש על ידי משקיע, כפי שנאמד בחוות דעת פינדייק
18	ב. תוחלת תזרימי המזומנים
19	5. ניתוק שלב ההשקעה משלב ההפקה
20	6. זכות הקניין של היזם ובחינת המדיניות הפיסקאלית מחדש

22-26

פרק ה' - הערות פרטניות למודל המוצע על ידי הועדה

- 22 .1. רקע
- 22 .2. מנגנון אלטרנטיבי להתקשרות בין הממשלה והיזמים
- 22 א. מנגנון ה-ROR כאלטרנטיבה למנגנון ה-R-Factor
- 23 ב. הכרה בהוצאות חיפוש וקידוח שכשלו בעבר
- 23 .3. התייחסות לכל מאגר בנפרד
- 24 .4. הוצאות חיפוש, פיתוח והקמה
- 24 .5. השקעות במתקני הייצוא
- 25 .6. הוצאות תפעוליות אחרות
- 25 .8. התאמות אינפלציוניות
- 25 .9. ביטול ניכוי האזילה

27-35

נספחים

- 28 א. עיקרי המערכת הפיסקאלית בענף הנפט והגז באוסטרליה וקולומביה
- 30 ב. השפעת התנהגות בענף ביחס להתנהגות השוק על ביטא נכסים (β_a)
- 34 ג. השפעת המינוף התפעולי על ביטא נכסים (β_a)

פרק א' - רקע ועיקרי ההמלצות

1. מטרות הועדה

ביום 12 באפריל 2010 מינה שר האוצר את הועדה לבחינת המדיניות הפיסקאלית בנושא משאבי נפט וגז בישראל ("הועדה"). במסגרת כתב המינוי הוגדרו מטרות עבודת הועדה:

1. "בחינת המערכת הפיסקאלית הנהוגה בישראל בנוגע למשאבי נפט וגז, על כלל מרכיביה, תוך השוואה למדינות בעלות מאפיינים מקרו כלכליים ודמוקרטיים דומים, תוך התחשבות בתנאים הכלכליים והגיאופוליטיים המיוחדים לישראל.
2. להציע מדיניות פיסקלית עדכנית, תוך התייחסות לשלבי הרישוי והגילוי השונים שבהם מצויים שטחי המשאבים במועד הקמת הועדה.
3. לבחון את ההשלכות האפשריות של הגילויים העכשוויים והגילויים העתידיים על הכלכלה הישראלית."

* ההדגשות אינן במקור.

2. עיקרי המלצות הועדה

ביום 16 בנובמבר 2010 פרסמה הועדה דו"ח ביניים להערות הציבור, במסגרתו המליצה על שינוי מבנה המערכת הפיסקאלית בענף הנפט והגז, כדלקמן:

- השארת שיעור התמלוגים הקיים.
- ביטול ניכוי האזילה.
- הנהגת היטל רווחי נפט וגז פרוגרסיבי על פי מנגנון ה-R-Factor, המחשב את היחס שבין ההכנסות המצטברות, נטו⁶ לבין ההשקעה הכוללת בחיפוש ופיתוח מאגר פוטנציאלי⁷. היטל רווחי הנפט והגז יגבה בשנים בהן ה-R-Factor יעמוד על 1.5 ומעלה מעלות ההשקעות בחיפוש ופיתוח, כאשר שיעור ההיטל הראשוני יעמוד על 20% ויעלה באופן לינארי עד לשיעור של 60%, כאשר ה-R-Factor יעמוד על 2.3 ומעלה.
- היטל רווח נפט וגז יחושב על כל מאגר בנפרד.
- המלצות הועדה יחולו על הכנסות עתידיות מכלל מאגרי הנפט והגז.
- מתן המלצות לפתרון בעיה מימונית להפקה ממאגרים הנמצאים בשלבי פיתוח, ככל שהדבר יידרש, במסגרת הערות הציבור לדו"ח הביניים של הועדה.

3. תובנות דו"ח הביניים של הועדה

בקליפת אגוז, המלצות הועדה להחיל בדיעבד (Ex Post) וכן לעתיד (Ex Ante) היטל רווחי נפט וגז מתבססות על ארבע תובנות עיקריות:

א. חלק הממשלה (Government Take) בתגליות הגז בישראל נמוך בהשוואה בינלאומית.

⁶ הכנסות מצטברות בניכוי הוצאות שוטפות, תמלוגים והיטל ששולם בשנים קודמות.
⁷ יינתן משקל יתר של 1.5 להוצאות החיפוש במסגרת סכימת ההשקעות, ובלבד שלא יעלו על 10% מסך ההשקעות בחיפוש ופיתוח מאגר פוטנציאלי.

- ב. אין מניעה משפטית להחלה רטרואקטיבית של ההיטל על תגליות גז בתהליך מתקדם בהתפתחותן (לרבות "ים תטיס", "תמר" ו"דלית") ופרוספקט לווייתן, על ידי מיסוי הכנסותיהם בעתיד.
- ג. ההיטל המוצע מחושב כך שלכאורה מבטיח, בדיעבד (Ex Post), תשואה כלכלית נורמלית ליזמים. לטענת הועדה, לו ידעו היזמים במועד החלטת ההשקעה מהו המודל המוצע, עדיין היו מבצעים את ההשקעה (אף שמצבם הורע משמעותית).
- ד. המודל המוצע מבטיח קיומם של קידוחים כדאיים למשק ולמשקיע גם בעתיד (Ex Ante) בכך שהוא דוחה את גביית המס עד להחזר ההשקעה, קובע מס פרוגרסיבי ומבטיח תשואה נורמלית ליזם.

המלצות הועדה "הכשירו", לכאורה, הטלת מס רטרואקטיבי על מיזמי העבר (Ex Post) ובנוסף הבטיחו, לכאורה, את השיקולים הכלכליים בבחינת מיזמים לעתיד (Ex Ante).

בהמשך תגובתנו, נתייחס לכל אחת מתובנות הועדה ונטען כי הן בעייתיות ולוקות בחוסר עקביות ומובילות לתוצאה בלתי אפשרית ליזמים. לטעמנו, בפרויקטים הכלולים בהמלצות הועדה, לא ברור כלל שהפרויקטים האמורים ("ים תטיס", "תמר", "דלית", "לווייתן") היו מתבצעים במערכת הפיסקאלית המוצעת על ידי הועדה ואף בשיקולי היזמים בזמן אמת, במערכת הפיסקאלית הנוכחית, ה"נוחה", לכאורה, הם היו גבוליים, בהשוואה לתשואות עולמיות (ראה מחקרים של גולדמן זאקס ו-Wood Mackenzie) ולפיכך, לא משכו משקיעים ולא הייתה תחרות בפועל.

פרק ב' - מבנה ההתקשרות בין היזם לממשלה

1. המערכת הפיסקאלית ומבנה ההתקשרות התקפים כפי שהוצגו על ידי הממשלה בשנת

1999 ואושרו בשנת 2006

משרד התשתיות הלאומיות פרסם בשנת 1999 מסמך המזמין משקיעים פוטנציאליים לחפש שדות נפט וגז טבעי. נדגיש כי מצג זה משקף את המצב החוקי הפיסקאלי שחל באותו מועד ומבהיר אותו במונחים אופרטיביים של כדאיות השקעה בתחום חיפושי הגז. בדברי הפתיחה של אותו מסמך ניתן לראות את תמצית הדברים שעיקרם⁸:

"The Government of Israel has spent large funds and great efforts in basic research to establish the hydrocarbon potential of the country, and has created the infrastructure necessary to conduct oil exploration.

Israel consumes 75 million barrels of oil yearly, all of it imported. The fast growing economy will further increase the need for crude oil and gas. The size of the Israeli market, its stability, its estimated positional and low state royalties make Israel attractive for investors in petroleum exploration.

This manual, which includes the Israeli Petroleum Law as well as an outline of legal economic and taxation aspects, may serve as an invitation to the potential investor to join efforts with us in order to discover more oil and gas in Israel."

* ההדגשות אינן במקור.

בראשית שנות האלפיים שקלה המדינה את האפשרות לשינוי המדיניות הפיסקאלית בענף הנפט והגז. ראשית המהלך בשנת 2000, עת החליטה הממשלה על הקפאת הענקת רישיונות והיתרים חדשים לחיפושי נפט וגז. החלטה זו נועדה לבחון העלאת תמלוגים על רקע תגלית ים תטיס, לרבות התייעצות עם גורמים בינלאומיים. ההחלטה שהתקבלה, על רקע כישלון קידוחים שבוצעו, הייתה כי אין הצדקה להעלאת התמלוגים ו/או לשינוי המערכת הפיסקאלית, כפי שהוצגה בשנת 1999. בשנת 2006 "נפתח הים" מחדש⁹ והוענקו רישיונות והיתרים חדשים.

2. הממשלה כבעלת המשאב במסגרת Joint Venture, וכריבון בקביעת מערכת המס

הועדה הנכבדה ממליצה להשתמש במעמד המדינה כריבון ולקבוע היטל רווחים פרוגרסיבי. מטרת היטל הרווחים לגבות את חלק הממשלה כבעלים במשאב טבע ובתגליות קיימות (כתחליף לתמלוגים). המדובר בתקדים מסוכן בו "שופט" (ריבון) בוחר לשנות את כללי

⁸ Oil Exploration In Israel: Legal And Fiscal Aspects", The Ministry of National Infrastructures, Earth Sciences Research Administration, Oil and Gas Unit, Report OG/7/99.

⁹ הודעה בדבר פתיחת שטח לחיפושי נפט ולהפקת. רשומה מספר 5515 מיום 5.4.2006.

המשחק בדיעבד ולהשתתף באירוע כ"שחקן" (שותף במיזם) מבלי ליטול חלק בשלב ההכנות וההשקעות הראשוניות, שלב המאופיין ברמת סיכון וחוסר וודאות גבוהים. כדברי הועדה בנוגע למנגנון המוצע¹⁰:

"... שהוא יאפשר למדינה לקבל חזרה חלק מהרווחים של פרויקטים שכדאיותם למשקיעים גבוהה מאוד..."

* ההדגשות אינן במקור.

על פי נוהג עסקי מקובל, זכאי בעל משאב, אשר מעדיף להעביר הזכות לחיפוש ולפיתוח לידי יזם, לחלקו בהיקף הפעילות ומחזור ההכנסות על ידי גביית תמלוגים בשיעור אחיד או בשיטה פרוגרסיבית, הנגזרת מהיקף ההכנסות (דוגמת קולומביה). מנגנונים אלו נהוגים, לדוגמא, במרכזים מסחריים, בהם גובה הבעלים שכר דירה קבוע ואחוז נוסף מהיקף הפדיון של החנויות, המייצגים את ה"משאב". בעל פטנט, יכול להעמידו לפיתוח בידי יזם, כשהוא נהנה מתמלוגים כשיעור מהמכירות.

היטל רווחים פרוגרסיבי אינו נהוג בשיטת הזיכיונות. יתר על כן, במרבית מדינות העולם בהן נהוג לגבות היטל באמצעות מנגנון ה-R-Factor או ה-ROR, המדינה והיזם מתקשרים במסגרת הסכם חוזי פרטני בנוגע לחלוקת הסיכון בשלב ההשקעה וחלוקת פירות ההשקעה בשלב ההפקה ("PSC" - Production Sharing Contracts)¹¹ (ראה הרחבה בסעיף 3 להלן).

3. המערכת הפיסקאלית במדינות בהן מיושם מנגנון ה-R-Factor

חוות דעתו של מר דניאל ג'ונסטון, שצורפה בנספח ב' להמלצות הועדה, מראה כי מנגנוני ה-R-Factor וה-ROR¹² מיושמים רק בשמונה מתוך מדגם של 44 משטרים פיסקאליים ברחבי העולם. בחנו את מבנה ההתקשרות בשמונת המשטרים האמורים ולהלן עיקרי מסקנותיו:

א. מנגנוני ה-ROR/R-Factor ומבנה התקשרות במדינות השונות

מבנה ההתקשרות במרבית מדינות הרלוונטיות הינו בשיטת ה-PSA/PSC או בהסכמים למתן שירותים ללא סיכון אקספלורציה (ונצואלה), כאשר במרבית המקרים המדינה משתתפת בהשקעות הראשוניות בשיעורים שונים¹³:

מנגנון מיסוי	סוג התקשרות	מדינה	מנגנון מיסוי	סוג התקשרות	מדינה
R-Factor	זכיינות/תמלוגים	קולומביה	ROR	זכיינות/תמלוגים	אוסטרליה
R-Factor	PSA	מלזיה	ROR	PSA	רוסיה Sakhalin II
R-Factor	PSA	אזרבייג'אן EDPSA	ROR	PSA	אזרבייג'אן AIOC
R-Factor	הסכם שירותים	ונצואלה	ROR	PSA	תימן

מקור: Israel Hydrocarbon Fiscal Analysis and Commentry, Daniel Johnston, 15.11.10.

¹⁰ ראה דו"ח ביניים של הועדה, עמוד 56.

¹¹ Center for Energy Economics, The University of Texas at Austin.

¹² Rate Of Return - מנגנון הנועד להבטיח ליזם חזר על ההשקעה, בדומה למנגנון ה-R-Factor. נכון לכתיבת חוות דעתנו, לא נתקבלה תשובה מהועדה בנוגע לאופן חישוב ה-Gvt. Participation, כפי שמוצג בעמוד 15 לחוות דעת ג'ונסטון.

התייחסות לסוגיית מבנה ההתקשרות מצאנו בדו"ח הביניים של הועדה¹⁴ :

"מערכות פיסקאליות המקובלות בענף חיפושי נפט וגז במדינות השונות פועלות בשני משטרים מרכזיים המגדירים באופן שונה את מערכת היחסים בין היזמים לבין המדינה - מערכת חוזית הנפוצה יותר במדינות בעלות משטרים המאופיינים ברמת יציבות נמוכה ומערכת של רישיונות/זיכיונות."

* ההדגשה אינה במקור.

במסגרת שיטת הזיכיונות, הנוהגת בישראל, נוטל היזם את מלוא ההשקעה והסיכון הכלכלי. לעומת זאת, בהסכמי PSC, קיימת חלוקת השקעות וסיכונים, המעוגנת במסגרת חוזית בין היזם למדינה. בישראל אין השתתפות של מדינה בהשקעות.

ב. מנגנוני ה-ROR/R-Factor מאוזנים בהטבות משמעותיות במדינות הפועלות בשיטת הזכיונות

חוות דעת ג'ונסטון מראה כי מבין המשטרים בהם מיושם מנגנון ה-ROR/R-Factor, רק קולומביה ואוסטרליה פועלות בשיטת הזכיונות, הנהוגה בישראל. מסקירת המדיניות הפיסקאלית באוסטרליה וקולומביה עולה כי קיימות מספר הטבות משמעותיות ליזם שאינן באות לידי ביטוי במודל המוצע על ידי הועדה :

- (1) מנגנון ROR לפיצוי ההשקעה בחיפוש - העברת הוצאות חיפוש לשנה הבאה בתשואת אג"ח ממשלתי לזמן ארוך בתוספת מרווח של 15% על והוצאות פיתוח והפקה בתשואת אג"ח ממשלתי לזמן ארוך בתוספת מרווח של 5% (התייחסות לערך הזמן).
- (2) יכולת קיזוז הוצאות חיפוש בין פרויקט שנכשל לפרויקט רווחי לצורך חישוב התשואה הנורמטיבית בקביעת חבות היטל הרווחים (בשיעור 40%).
- (3) התייחסות מקלה לגז טבעי לעומת נפט (60% משיעור תמלוגי הנפט).
- (4) תנאים מקלים למתקני LNG (בקולומביה היטל על מחירי יתר חל כשמחיר הגז הטבעי גבוה מ-9.3 \$/mmbtu בפרויקטי LNG לעומת 6.98 \$/mmbtu בפרויקטים אחרים).

סקירת עיקרי המדיניות הפיסקאלית באוסטרליה ובקולומביה מוצגת בנספח א'.

4. הקושי בהשוואת חלק הממשלה בין מדינות

כאמור, חלק הממשלה (Government Take) במיזם המשותף לקידוחי נפט וגז כולל שלושה מרכיבים: מערכת המיסוי הכללית, חוקי עידוד ייחודיים ותמלוגים/או היטלים ייעודיים.

בתעשיית הנפט מקובל השימוש במדד חלק הממשלה בין מערכות פיסקאליות שונות. חשיבות בחירת קבוצת השוואה רלוונטית מודגשת בחוות דעת ג'ונסטון¹⁵ :

¹⁴ ראה דו"ח ביניים של הועדה, עמוד 32.

"One of the most common tools for fiscal system analysis and design is peer group analysis. The challenge with this approach is to find comparable countries or provinces."

השוואת חלק הממשלה בין פרויקטים או בין מדינות עלולה להיות מטעה הואיל וחלק הממשלה מושפע ממספר מרכיבים המחייבים התאמות:

א. מערכת המיסוי הכללית

שיטת המס הכללית הנהוגה בכל מדינה משפיעה על כלל ענפי המשק ואינה ייחודית לענף הנפט והגז. יתר על כן, נדרש לשמר את היתרון היחסי של ענף חיפושי הגז על פני השקעות אחרות במשק, כך שהביטוי החשוב הינו ההפרשות לעומת המס הכללי ולא גובה המס האבסולוטי. על כן שוני במערכת המס הכללית בין המדינות עלול לעוות את השוואת תוצאות חלק הממשלה, כפי שניתן להבחין במדינות הבאות¹⁶.

מדינה	התקשרות ⁽¹⁾	חלק ממשלה ממוצע ⁽¹⁾	שיעור מס חברות ⁽²⁾
נורבגיה	זכיינות	77.0%	28.0%
מצרים ⁽³⁾	PSA	75.5%	40.5%
דנמרק	זכיינות	69.0%	25.0%
מאוריטניה	PSA	67.5%	40.0%
ישראל - מודל מוצע⁽⁵⁾	זכיינות	67.0%	18.0%
אינדונזיה ⁽⁴⁾	PSA	65.0%	40.0%
קנדה ⁽⁶⁾	זכיינות	55.0%	28.0%
אוסטרליה	זכיינות	54.5%	30.0%
ארה"ב	זכיינות	51.0%	35.0%
בריטניה	זכיינות	50.0%	30.0%
הולנד	זכיינות	49.0%	25.5%
ניו זילנד	זכיינות	45.0%	30.0%
אירלנד	זכיינות	26.0%	25.0%

⁽¹⁾ מקור: מרכז המחקר והכנסת, ניתוח חלק הממשלה מהכנסות נפט וגז בישראל ובמדינות שנות, יולי 2010.

D.Johnston Israel Hydrocarbon Fiscal Analysis, 2010. IHS Cera, 2010

⁽²⁾ מקור: E&Y Global Oil and Gas Tax Guide, 2010.

⁽³⁾ שיעור מס 40.5% החל במצרים הינו מס לתעשית הנפט והגז. שיעור מס חברות במצרים הינו 20%.

⁽⁴⁾ שיעור מס החברות באינדונזיה מורכב ממס חברות 25% וממס רווחים 20% (40% משוקלל), המשתנה בהתאם לשנה לה שייך הסכם השיתוף (PSA).

⁽⁵⁾ ועדת ששינסקי, מצגת עיקרי טיוטת מסקנות הועדה. שיעור מס חברות החל משנת 2016.

⁽⁶⁾ שיעור מס החברות צפוי לרדת ל-25% בשנת 2012.

נדגיש, כי בשל מבנה ההתאגדות כשותפות בישראל ושיעור המס החל על יחידים, חלק הממשלה, לאחר המלצות הועדה יהיה גבוה מ-67% ויציב את ישראל בחלק

¹⁵ Daniel Johnston, Israel Hydrocarbon Fiscal Analysis. Nov 2010. pg. 25.

¹⁶ המדינות המופיעות בטבלה נלקחו ממדינות השוואה שהציג מר דניאל ג'ונסטון בעבודתו (נספח ב' לדוח הועדה, עמוד 27) וממדינות השוואה שנלקחו בעבודת מרכז המחקר והמידע של הכנסת, ניתוח חלק הממשלה מהכנסות נפט וגז בישראל ובמדינות שונות, 2010.

העליון של טבלת השוואה. כפי שנמסר לנו משותפויות הקידוחים, חלק הממשלה צפוי להיות כ-80% במקרה של יחידים.

כמו כן, כפי שנטען בחוות דעת ג'ונסטון¹⁷, חלק הממשלה בנורבגיה ובדנמרק נובע, בין היתר, מהשתתפות הממשלה בסיכונים (נורבגיה: החזר בשיעור כ-72% בגין חיפושים לא מוצלחים; דנמרק: השתתפות ממוצעת בשיעור כ-20% מסיכונים היזם¹⁸). בהתאם לאמור, קיים קושי בהשוואת חלק הממשלה בנורבגיה ובדנמרק לישראל בשל העובדה כי במדינות אלו המדינה משתתפת בסיכון וככזאת מצפה לתמורה גבוהה יותר מהרווחים.

מהנתונים עולה כי במרבית המדינות המערביות, חבות המס הכללי מהווה מרכיב עיקרי בחלק הממשלה הממוצע בהשוואה למודל המוצע בישראל בו חבות המס הכללי מהווה מרכיב שולי בחלק הממשלה. זוהי עדות להרעה המשמעותית בשינוי במרכיבי ה"עידוד" הפיסיקאליים. יתר על כן, נראה כי המודל המוצע בא "ליתקן" ו"לפצות" את המדינה, בין היתר, על הירידה בשיעור מס חברות לאורך השנים¹⁹.

ב. מאפייני אוצר הטבע (גז או נפט, מים עמוקים, שלב במחזור החיים, וכד')

השוואה נכונה של חלק הממשלה בין מדינות בעולם דורשת התייחסות למאפייני המשאב ולסביבת הפעילות. נתמקד בשלושה מאפיינים עיקריים, אשר לטעמנו, הועדה לא נתנה להם דגש בהשוואה בין המדינות:

(1) **נפט מול גז** - חוות דעת ג'ונסטון מציגה את חלק המדינה בגילוי **נפט**. אולם, במדינות שונות קיימת הבחנה במרכיבי העידוד הפיסיקאלי בין נפט לגז טבעי, שאינו commodity ומחירו נקבע בהתאם למאפייני השוק האזורי.

כך לדוגמא, משולם מס פרוגרסיבי **ברוסיה** על ייצוא נפט בשיעור מקסימאלי של 65%²⁰, לעומת מס קבוע בשיעור 30% על ייצוא גז טבעי (פטור במקרה של ייצוא גז נוזלי). **בקולומביה** שיעור התמלוגים על הפקת גז טבעי בשדה ימי בעומק של יותר מ-1,000 רגל מהווה כ-60% משיעור תמלוגים על הפקת נפט.

(2) **מים עמוקים** - מדינות רבות הבחינו בין פרויקט ימי ליבשתי וחלקן העניקו הקלות פיסקאליות לקידוחים במים עמוקים (דוגמת קנדה, קולומביה, ברזיל). כך לדוגמא, הפקה בפרויקטים ימיים **בהולנד** פטורה מתשלום תמלוגים. באנגליה הוחלט על מענק עד 800 מיליון פאונד לפרויקטים חדשים במים עמוקים²¹.

¹⁷ Daniel Johnston, Israel Hydrocarbon Fiscal Analysis. Nov 2010. pg. 28.

¹⁸ IHS CERA, Government Take for OECD and Other Selected Countries with Upstream Operations. Nov 2010.

¹⁹ ראה דו"ח ביניים של הועדה, עמ' 75 פסקה שניה.

²⁰ שיעור מקסימאלי חל על מחיר חבית הגבוה מ-25 דולר.

²¹ Draft statutory instruments. Oil Taxation - The Field Allowance for New Oil Fields Order 2010.

במסגרת הערכת שינויים עתידיים במערכת הפיסקאלית בארה"ב על תעשיית הנפט והגז, מתייחס Wood Mackenzie להשלכת השינויים על פרויקטים במים עמוקים בארה"ב²²:

"Long lead times between initial investment and first production make these projects more sensitive to tax changes and subsequent higher breakeven."

* ההדגשה אינה במקור.

מן האמור עולה, כי למשך הזמן החולף בין ההשקעה הראשונית למועד הפקת הגז, משמעות חשובה בפרויקטים במים עמוקים אשר לא באה לידי ביטוי במדד חלק הממשלה. על כן, קיים קושי רב להסיק מחלק הממשלה על פרויקטים במים עמוקים.

(3) שלב במחזור החיים של הענף - ענף הגז הטבעי בישראל הינו "ענף ינוקא", הנמצא בשלבי צמיחה ראשוניים הן מבחינת היקף התגליות והן מבחינת התשתית הקיימת (הפקת גז מתבצעת רק מ"ים תטיס", החל משנת 2004). לטעמנו, קיים קושי רב להשוות בין ישראל למדינות הנמצאות בשלבי גרות בענף, דוגמת נורבגיה, מצרים ואינדונזיה, שהינן בעלות רזרבות גז מוכחות בהיקף כולל של 7,420 BCM (אחראיות יחד על כ-17% מהייצוא בעולם²³) וחלקן אף פועלות בשיטות התקשרות שונות מישראל ומשתתפות בסיכונים. בהתאם, במדינות עם מאגרים משמעותיים מוכחים סיכוי מציאת הגז עולה ומאידך, אינטרס המדינה לעודד חיפוש/קידוחים יורד.

(4) היעדר תשתיות.

ג. מאפייני פעילותן של מדינות ההשוואה (מאקרו-כלכליים)

כתב מינוי הועדה קובע כי אחת ממשימות הועדה:

" לבחון את המערכת הפיסקאלית הנהוגה בישראל כיום בנוגע למשאבי נפט וגז, על כלל מרכיביה, תוך השוואה למדינות בעלות מאפיינים מקרו-כלכליים ודמוקרטיים דומים, תוך התחשבות בתנאים הכלכליים והגיאופוליטיים והמיוחדים לישראל. "

* ההדגשה אינה במקור.

מדינת ישראל חברה בארגון ה-OECD²⁴ של המדינות המפותחות. חוות דעת ג'ונסטון מציגה שלוש מדינות OECD בלבד מתוך 16 מדינות בקבוצת ההשוואה²⁵.

²² Wood Mackenzie, Evaluation of Proposed Tax Changes on the Oil & Gas Industry. August 2010.

²³ BP Global, Reports and Publications, Statistical Review of World Energy 2010, Natural Gas.

²⁴ Organization for Economic Co-operation and Development.

²⁵ Daniel Johnston, Israel Hydrocarbon Fiscal Analysis. Nov 2010. pg. 27.

לעומת זאת, מסמך שהכין מרכז המחקר והמידע של הכנסת²⁶ משווה בין ישראל למדינות השוואה, החברות ב-OECD. חלק הממשלה הממוצע במדינות אלו, כפי שמופיע במסמך הכנסת, הינו 53% בלבד וכ-46%, בנטרול נורבגיה ודנמרק המשתתפות בסיכון²⁷, לעומת כ-67% בקבוצת ההשוואה בחוות דעת ג'ונסטון (שמרביתה, כאמור, כוללת חברות שאינן חברות ב-OECD).

במסמך משרד התשתיות הלאומיות משנת 1999, שר התשתיות דאז, מדגיש את התנאים האטרקטיביים המוצעים במדינת ישראל למשקיע פוטנציאלי בחיפושי נפט וגז. במסמך האמור, כחלק מהצגת התנאים הפיסקאליים, הוצג תחשיב חלק הממשלה. בהנחה שהמחזיק הוא חברה (בדומה לחוות דעת ג'ונסטון), שיעור חלק הממשלה הינו כ-51.5% ("תחשיב פרלמוטרי"), לרבות מיסוי חלוקת הרווחים כדיבידנד. למרות התנאים האטרקטיביים, לכאורה, שהציעה מדינת ישראל, אין חברה בינלאומית משמעותית ולו אחת אשר נענתה להזמנה והשקיעה בחיפושי נפט בישראל, גם לאחר תגליות "תמר" ו"דלית", כפי שנרחיב על כך בפרק הבא.

לסיכום, חלק הממשלה בישראל, בהינתן המודל המוצע על ידי הועדה (כ-67%), גבוה בצורה משמעותית מעל ממוצע מדינות ה-OECD (כ-53% ; כ-46%, בנטרול נורבגיה ודנמרק המשתתפות בסיכון) ומחלק הממשלה, כפי שהוצג על ידה בשנת 1999.

לטעמנו, הועדה התעלמה מהתאמות הנדרשות בהשוואה בינלאומית, תוך מתן משקל לגורמים הבאים:

- **פערים במרכיב המס הכללי;**
- **הבדלים במאפייני הענף (גז מול נפט, מים עמוקים, שלב במחזור החיים);**
- **הבדלים במאפייני פעילותן של מדינות (מאקרו-כלכליים ושיטות משטר).**

לפיכך, קיים הכרח בהשוואת חלק הממשלה בישראל למדינות הרלבנטיות, תוך מתן ביטוי להתאמות הנדרשות, על פי האמור.

²⁶ ניתוח חלק הממשלה מהכנסות נפט וגז בישראל ובמדינות שונות.

²⁷ IHS CERA, Government Take for OECD and Other Selected Countries with Upstream Operations. Nov 2010.

פרק ג' - בחינת החקיקה הרטרואקטיבית

1. חקיקת מס ייעודית לעומת חקיקת מס כללית

תחום קידוחי הגז הטבעי הינו מושא לטיפול נפרד וייחודי במרבית ארצות העולם, כביטוי לחשיבות האסטרטגית והלאומית של תחום זה. ניתן לחלק את הטיפול לשלושה מרכיבים עיקריים:

- מערכת המס הכללית הנהוגה בכל מדינה;
- חקיקה ייחודית להשגת מטרות משקיות בתחומים אלה;
- מערך תמלוגים ו/או היטל רווחים ייעודי אשר נועדו להבטיח למדינה תמורה ראויה לשימוש באוצרות המדינה מחד, ומימוש היזמות הפרטית להשגת יעדים לאומיים, מאידך²⁸.

שלושת המרכיבים הללו מציגים תמונת מצב בפני המשקיע, ערב החלטת ההשקעה.

לדעתנו, אין לקשור את שלושת המרכיבים כ"חבילת" הטבות אחת. שונה מרכיב המס הכללי המשותף על כלל המשק ממרכיבי העידוד הפיסיקליים ותמלוגים הייעודיים עבור משקיע ייחודי, הן מנקודת מבט המשקיע והן מנקודת מבטה של המדינה.

מערכת המס הכללית הינה נדבך בסיסי בתקציב הלאומי ומהווה איזון בין מערכות שיקולים מורכבות כמו: עידוד ופיתוח הפעילות העסקית, עידוד תעסוקה בפריפריה, מימון תקציב המדינה, אי השוויון בחלוקת הכנסות, עידוד השקעות תושבי חוץ וכן הלאה.

מרכיב עידוד פיסקאלי ייעודי נועד להשגת מטרות משקיות מוגדרות תוך עידוד תחומים או פעילויות ספציפיות. בתחום הגז הטבעי נעשתה חקיקה ספציפית נרחבת לנוכח משך ההשקעה, אי הודאות והסיכון המאפיינים תחום זה מחד, וההעדפה הלאומית, מאידך. חקיקה ייעודית זו הינה בעלת חשיבות רבה בעידוד משקיעים להשקעה בתחום זה והיא תמקד את עיקר הדיון בהמשך²⁹.

במשק הישראלי ניתן למנות: עידוד השקעות הון, פעילות מו"פ, השכרת דירות, ענף הסרטים וענף קידוחי הנפט והגז הטבעי כענפים ופעילויות אשר בפרק זמן מסוים נהנו מעידוד ממשלתי במסגרת חקיקה פיסקאלית.

השימוש בחקיקה ייעודית מאפיין תחומים בהם ההשקעה ארוכת טווח וכרוכה בסיכון גבוה. מטרת החקיקה, בדרך כלל, ליצור מערכת כללים מוגדרת ויציבה כדי למשוך השקעות. יציבות ההטבות הכרחית לאורך כל תקופת ההשקעה וההבשלה, כדי להבטיח קבלת החלטות ראויה. כך לדוגמא ניתן להתייחס לחוק עידוד השקעות הון ("מפעל מאושר")

²⁸ בעבר ישראל השתמשה גם במענקים לצורך חיפושי נפט. בשנת 1985 נחתם בין הממשלה לבין HEI Oil and Gas Limited Partnership ("HEI") הסכם לפיו תעניק הממשלה על כל דולר שתשקיע HEI בפעילות חיפושי נפט, 0.4434 דולר, כך שמכל דולר מושקע הממשלה מממנת 30 סנט (כ-30%) עד לסכום מקסימאלי של 4.434 מיליוני דולר.

²⁹ בהערת אגב נציין ויכוח עקרוני אשר נמשך על פני שנים רבות הן בתיאוריה והן בפרקטיקה במידת היעילות והאפקטיביות של שימוש במערכת המס להשגת יעדים כלכליים. באופן טבעי, דיון מסוג זה הינו מעבר למסגרת עבודה זו.

ופרויקטי BOT. מובן ששינוי חקיקה המרע עם המשקיעים במהלך תקופת ההשקעה, אחרי שהסיכון קטן משמעותית, עומד בסתירה למטרות החקיקה.

נקדים ונאמר, כי על אף העידוד הפיסקאלי, ושיעור התמלוגים הנמוך (לטענת המדינה), לא הצליחה המדינה בעבר ואינה מצליחה גם כיום לרתק השקעות בינלאומיות משמעותיות ותחרות על רישיונות.

2. חקיקת מס ייעודית בתחום הגז הטבעי לעומת ענפים אחרים

הוועדה מבקשת להחיל את המלצותיה, המרעות את מצב היזמים בענף הגז הטבעי, לרבות על תגליות "ים תטיס", "תמר" ו"דלית" ("תגליות") לגבי הכנסות מכאן ואילך. **ההשקעה מתחילתה ועד סופה הינה "מקשה אחת" בעיני היזם בבחינת כדאיות הפרויקט, כפי שעולה בבניית תחזית תזרימי מזומנים לכלל תקופת ההשקעה והפירות וחישוב NPV בהתאם (חיפוש, קידוח, פיתוח והפקה). לפיכך, חיתוך תקופת ההשקעה ותקופת ההנבה על ידי מיסוי הכנסות עתידיות בשלב ההפקה מהווה פגיעה רטרואקטיבית ביזם.**

במסגרת טיוטת חוות דעתנו מיום 25 באוגוסט 2010 סקרנו שינויי חקיקה וחקיקת משנה בתחומי המס הנוגעים להטבות ותמריצים למשקיעים ולאוכלוסיות ייחודיות בישראל, ובכללם:

- חוק לעידוד השקעות הון, תשי"ט - 1959 ("חוק לעידוד השקעות הון");
 - חוק לעידוד מחקר ופיתוח בתעשייה, התשמ"ד-1984 ("חוק המו"פ") ותקנות לעידוד מחקר ופיתוח בתעשייה (שיעור תמלוגים וכללים לתשלום), התשנ"ו-1996 ("תקנות תמלוגים במו"פ"), שתוקנו מכוח סעיף 21(ג) לחוק המו"פ.
 - ביטולו של סעיף 11 לפקודת מס הכנסה בנושא הנחות ממס על הכנסות תושבי אילת ויישובי הערבה.
 - היבטי מיסוי מקרקעין בדירות נופש.
 - הלכת סאיטקס בנוגע לקיום התחייבות רשות ציבורית לסיוע מיוחד בייצוא (1974).
- בנוסף, בחנו את גישת המדינה בהסכמי הזיכיון להפעלת מתקני התפלה, בשיטת BOT, לשינויי חקיקה המפלים את הזכיון באופן ספציפי. לשם הדוגמא, הסכמי זיכיון בשיטת ה-BOT כוללים סעיפים בנוגע לזכות הזכיון לפיצוי מהמדינה, במקרה של שינויים מפלים כלפיו, תוך הבחנה בין שינוי בחוקי המס החלים על כלל המשק לבין שינוי בשיעורי המס החלים באופן ייחודי על הזכיון /או תוצרי מתקן ההתפלה:

במקרים האמורים הקפיד המחוקק להחיל מכאן ואילך (Ex Ante), לגבי מיזמים חדשים, שינויי חקיקה בחוקי עידוד סקטוריאליים, אשר עשויים להרע את מצבם של משקיעים קיימים והוציא מגדר השינוי קבוצות משקיעים ואוכלוסיות שפעלו על פי תנאי החקיקה הסקטוריאלי, ערב השינויים (Ex Post). (להרחבה, ראה "טיוטת חוות דעת בנושא בחינת המדיניות הפיסקאלית בענף הגז הטבעי בישראל", יצחק סוארי בע"מ, 25 באוגוסט 2010).

לא מצאנו התייחסות בדו"ח הביניים של הועדה לשוני בין ענף קידוחי הגז הטבעי לבין חוקי עידוד ייחודיים בתעשיות אחרות, ככל שהדברים אמורים בשינויים למפרע בתקופת המיזם. כך לדוגמא, קובע חוק לעידוד השקעות הון את עקרון "יציבות ההטבות" (סעיף 72א)³⁰:

"מי שניתן לו אישור או מי שבחר בהטבות מס בשל מפעל מוטב כאמור בסימן ב' לפרק שביעי, יהיה זכאי להטבות שהיו קבועות בחוק זה כתקפו ביום מתן האישור או בשנת הבחירה, לפי העניין, בהתאם לתנאים ולמגבלות שהיו קבועים כאמור."

משמע, נדרש לראות בכל תקופת ההשקעה "מקשה אחת" ולהבטיח יציבות ההטבות. אין עוררין כי קיימים תשלומי חובה מיוחדים על ענפים מסוימים, דוגמת התמלוגים בענף הגז הטבעי. אולם, עמדת המחוקק ורשות המיסים, כפי שבאה לידי ביטוי באופן עקבי, הינה כי אין לפגוע ביזמים בדיעבד (Ex Post), אשר בחנו כדאיות השקעתם וקיבלו החלטות בהתבסס על החקיקה, ערב כניסתם להשקעה. הדברים מקבלים משנה תוקף בהשקעות בתנאי אי וודאות, הנמשכות על פני שנים רבות, בדומה לענף חיפושי הגז הטבעי.

לא בכדי, משנדרשת הועדה לדוגמא של שינוי רטרואקטיבי, היא מציינת שינויים בשיעורי המס הכללי לגביהם אין מן דפליג שזכות הריבון לבצעם, בהתאם למדיניות מאקר-כלכלית. אך הועדה בוחרת להתעלם משינויים במסגרת חקיקה סקטוריאלית ייעודית, שהינם מורכבים, עד בלתי אפשריים.

3. שיקולים כלכליים בדיעבד כהצדקה לחקיקה רטרואקטיבית

המלצת הועדה לשינוי חלוקת התמורה בין הממשלה ליזם, לרבות, בתגליות קיימות, הינה בבחינת מיסוי רטרואקטיבי. הועדה מרעה, בדיעבד, מצבו של היזם, לאחר שרוב המידע גלוי וידוע בחלק משמעותי מהמאגרים ואין כל משמעות להתפלגות הכמויות וההסתברויות. הועדה מציינת בדו"ח הביניים³¹:

"אין הצדק לוותר על רווחים בהיקף כה משמעותי בלי שנמצא הכרח כלכלי, משפטי או אחר. העובדה כי בעת כתיבת שורות אלו מאגר תמר הוא מקור הגז הטבעי היחיד העומד ברמת וודאות גבוהה, לשימוש המשק הישראלי בשנים הקרובות, רק ממחישה את הצורך לוודא כי מרווחיו יהנה הציבור כולו."

* ההדגשה אינה במקור.

החלטת הריבון לשנות את כללי המשחק בדיעבד, לאחר היוודע התוצאות בתגליות, אינה תוצאה רצויה ופוגעת באמינות הממשל וביציבות במרכיבי העידוד הייעודיים.

³⁰ הסעיף נוסף בשנת תשנ"א ותוקן לאחרונה בתשס"ה במסגרת תיקון 60.
³¹ ראה דו"ח ביניים של הועדה, עמוד 76.

1. רקע

חלק נכבד בדו"ח הביניים של הועדה עוסק בבחינת שיקולי היזם בעת ביצוע השקעה ומסתייע בניתוח כלכלי של מומחה בעל שם בינלאומי בתחום המימון. מאמצי עבודת הועדה אינם מתמצים בטיעון שנעשה "צדק" בהרעת תנאי המס, אלא בטיעון: "שאיילו ידע במועד ההתקשרות הראשוני את מה שנגזר עליו היום, עדיין היה פועל באותה צורה". טיעון זה אינו עומד במבחן המציאות, שכן התנאים העדיפים משמעותית, אשר עמדו בפני משקיעים בעת ביצוע ההשקעה, אמורים היו למשוך, בשוק תחרותי, מספר רב של משקיעים, ולא כן הוא.

הועדה מציעה מודל כלכלי תיאורטי, המתבסס על היטל רווחים פרוגרסיבי ומנסה להצדיק אותו בדיעבד על תגליות קיימות³²:

"טענה נוספת שאפשר ותועלה על ידי המשקיעים היא שאילו היו עומדים בפני ההחלטה באם להשקיע בפרויקט בהינתן התנאים הפיסקאליים המוצעים ובהינתן המידע באשר להיקף המאגר, כי אז היו בוחרים שלא לבצע השקעה זו... על אף האמור ועל אף העובדה שדעת חברי הועדה בנושא ההחלה נחה גם ללא התייחסות לנושא זה, ניתחנו את הסוגיה ובעקבות ניתוח זה אנו סבורים כי אף מהפך הכלכלי טענה זו אינה סבירה... נתבונן אפוא מה היו הציפיות לרווח של המשקיעים על פי תמונת עולם זו בהשוואה לרווח שהיו עשויים להשיג ממאגר תמר במאפייניו הנוכחים ובמערכת הפיסקאלית המוצעת. בנספח ד' לדו"ח מוצג תזרים מזומנים של מאגר בינוני, הדומה בסדר הגודל למאגר אותו ציפו המשקיעים למצוא. לצידו מוצג מאגר גדול, הדומה בסדר הגודל למאגר תמר. מהשוואה בין תשואת היזמים על מאגר בינוני במערכת הפיסקאלית הקיימת, לבין תשואתם על מאגר גדול במערכת הפיסקאלית המוצעת, אנו למדים כי תשואתם של המשקיעים על המאגר הגדול במערכת המוצעת אינה נופלת מתשואתם על מאגר בינוני במערכת הפיסקאלית הקיימת."

* ההדגשה אינה במקור.

נראה כי הועדה מציעה מודל, במסגרתו תראה ליזם כי תחת המערכת הפיסקאלית המוצעת נשאר בידו, בדיעבד (Ex Post), רווח כלכלי סביר בתגליות הקיימות, מאחר שבחישוב הכולל ההרעה בתנאים הפיסקאליים מקוזזת כנגד שיפור התנאים בפועל (כמויות, מחירים).

³² ראה דו"ח ביניים של הועדה, עמוד 74.

2. המודל הכלכלי במבחן המציאות

כפי שהרחבנו בפרק ב', בשנת 1999 פרסמה ממשלת ישראל, באמצעות משרד התשתיות הלאומיות, מסמך למשקיעים פוטנציאליים, במסגרתו הבהירה, תוך הסתמכות על החקיקה הפיסקאלית, את חלק הממשלה (Government Take) בתגליות, ככל שיהיו³³.

היזם הפוטנציאלי, אשר שקל צעדיו בעשור האחרון, בחן את כדאיות ההשקעה והחזר התשואה הנדרשת על ידו, בהתייחס למספר פרמטרים עיקריים:

- התפלגות הכמויות וההסתברויות למציאת תגליות גז;
- סיכונים הטמונים ברישיונות המוצעים (סיכונים גיאו-פוליטיים, גודל המשאב, מחזור החיים של ענף חיפושי הגז הטבעי, מים עמוקים לעומת מים רדודים ועוד);
- חוקי עידוד סקטוריאליים התקפים באותה עת.

היעדר התחרות על רישיונות במשך התקופה מעידים שבפרמטרים אשר היו ידועים בזמנו, כדאיות הפרויקטים הייתה גבולית ולפיכך לא משכה משקיעים ורישיונות ניתנו ללא מכרזים.

צא ולמד משינויים בהרכב הבעלות ברישיונות בתגלית "תמר". בשנת 2002 הציעה בריטיש גז (British Gas) לבצע קידוח אקספלורציה ברישיון "מתן" (לימים, תגלית "תמר"). על אף הפוטנציאל הטמון ב"תמר" והתנאים הפיסקאליים האטרקטיביים (לטענת המדינה) באותה תקופה, הודיעו בריטיש גז, דור כימיקלים בע"מ ודור גז חיפושים שותפות מוגבלת על פרישתם מרישיונות "מתן" ו"מיכל", המהווים חלק מתגלית "תמר" בשנת 2005³⁴. רק כעבור שנה, ביולי 2006, התקשרו שותפויות הקידוחים וישראל מקו נגב 2, שותפות מוגבלת, עם נובל אנרגי למינויה כמפעילה ובעלת זכויות ברישיונות "מתן" ו"מיכל". כמו כן, STX (2000) שותפות מוגבלת, אשר החזיקה ב-5% מהזכויות ברישיונות "מיכל" ו"מתן" העבירה את זכויותיה, ללא תמורה, לשותפות האחרות בנובמבר 2008³⁵. קידוח האקספלורציה ב"תמר" יצא לפועל רק בסוף שנת 2008, למעלה משש שנים ממועד הצעת בריטיש גז לבצעו, על רקע פרישת יזמים מהפרויקט, על אף המערכת הפיסקאלית ה"נוחה", לטענת המדינה. מובן שהתנהגות זו מעידה שפרויקטים אלה היו בעלי כדאיות כלכלית גבולית.

3. מתודולוגיית הערכת שווי פרויקטים

כפי שהוצע בחוות דעת פינדייק, ניתוח כדאיות ההשקעה מבוסס על היוון תוחלת תחזית תזרימי המזומנים. לצורך כך יש לאמוד שני מרכיבים:

- תוחלת תזרימי המזומנים העתידיים;
- תוחלת התשואה הנדרשת על ידי משקיע (שיעור ההיוון).

³³ Oil Exploration In Israel: Legal And Fiscal Aspects", The Ministry of National Infrastructures, Earth Sciences Research Administration, Oil and Gas Unit, Report OG/7/99.

³⁴ דוחות מיידיים של ישראל מקו נגב 2, שותפות מוגבלת, 3.3.05, 4.5.05.

³⁵ זאת בעקבות הפרה של הסכם התפעול המשותף.

א. תוחלת תזרימי המזומנים העתידיים

תוחלת תזרימי המזומנים העתידיים מבטאת את מלוא הסיכונים העומדים בפני משקיע - סיכונים ספציפיים, הניתנים לפיזור (diversifiable) וסיכונים שיטתיים, שאינם ניתנים לפיזור (systematic, undiversifiable).

כך נהג פרופ' פינדייק בחוות דעתו ואף אמר בנושא זה³⁶:

"Suppose a project requires a \$1 million investment up front, and then in 5 years will yield a risky net cash flow that has an expected value of \$2 million, including inflation over the 5 years. The expected value is the average value that would result from many independent repetitions of the hypothetical investment."

* ההדגשות אינן במקור.

מנגד, עמדת הועדה³⁷:

"על מנת שתוחלת הרווח תהיה חיובית, הפיזוי הדרוש במקרה של הצלחה בקידוח מסוג זה צריך להיות גדול לפחות כגודל ההשקעה חלקי סיכויי ההצלחה בקידוח. אולם, כפי שמוסבר ביתר פירוט בנספח המימון המצורף לדוח, הסיכון בחיפוש הינו בחלקו סיכון הניתן לפיזור."

* ההדגשות אינן במקור.

בכך עולה כי הועדה מתעלמת, בדיעבד, באומדן תוחלת תזרימי המזומנים מהסיכון הספציפי שעמד בפני משקיע בעת בחינת ההשקעה. כאמור, הנחה זו אינה עקבית עם הגישה בחוות דעת פינדייק. ניתן לפזר את הסיכון הספציפי על ידי השקעה במספר פרויקטים. אולם, במסגרת בחינת כדאיות כלכלית של פרויקט נדרש להתבסס על התפלגות ההסתברויות והכמויות לקביעת תוחלת תזרימי המזומנים, למרות שאין להם רלבנטיות לקביעת התשואה הנורמלית הנדרשת.

תוחלת תזרימי המזומנים מבטאת, בין היתר, את הסיכונים הבאים:

- סיכון למציאת גז, כמויות והתפלגות מחירים.
- סיכון משולב, פוליטי ופיסקאלי - בדוח שהוציאה חברת IHS CERA³⁸, קיימת התייחסות לסיכון הכולל של מדינות שונות. במסגרת ההשוואה לכלל 119 המדינות אשר נבחנו בהכנת הדוח, ישראל דורגה במקום ה-114 מבחינת הסיכון הפוליטי ובמקום ה-113 מבחינת הסיכון הפיסקאלי (נתונים לשנת 2009). גורם זה

³⁶ ראה נספח ג' לדו"ח הביניים של הועדה, חוות דעת כלכלית מימונית מאת פרופ' פינדייק, עמודים 17, 5.

³⁷ ראה דו"ח הביניים של הועדה, עמוד 18.

³⁸ IHS CERA, A Comparison of Fiscal Regimes, Offshore Natural Gas in Israel, 2010.

משפיע על תוחלת תזרימי המזומנים, אף כי בניתוחנו נכלל על ידי תיקון התשואה הנדרשת, לשם הנוחות.

- הבחנה בין פעילות onshore/offshore/deep-water - מדינות רבות ביצעו את ההבחנה בין קידוח במים רדודים לקידוח במים עמוקים והעניקו הקלות פסקאליות לקידוחים אשר מתבצעים במים עמוקים (אנגולה, אוסטרליה, בנגלדש, ברזיל, ברוני, קנדה, קולומביה, קונגו, הודו, אינדונזיה, ג'מייקה, מלטה, מרוקו, ניגריה, פקיסטן, פורטוגל, רומניה, תאילנד, ארה"ב ועוד).

ב. תוחלת התשואה הנדרשת על ידי משקיע (שיעור ההיוון)

תוחלת התשואה הנדרשת על ידי משקיע משקפת את הסיכון השיטתי בלבד, הנגזר מרגישות התנהגות הענף להתנהגות השוק בכללותו. המודל המקובל בעניין זה, אשר שימש גם בחוות דעת פינדייק, הינו ה-CAPM (Capital Asset Pricing Model).

4. יישום המודל הכלכלי המוצע

נקדים ונאמר כי נכון לכתובת חוות דעתנו, טרם נתקבלו הבהרות מהועדה בנוגע לאופן החישוב והשימוש בהסתברויות למציאת תגלית (אם בכלל) בעת יישום המודל המוצע על שלושה מאגרים לדוגמא (נספח ד' לדו"ח הביניים של הועדה).

מצאנו בעיתיות ביישום המודל המוצע על ידי הועדה, שתיקונן מראה, כפי הנראה, כי לא ברור כלל שהפרויקטים הכלולים בהמלצות הועדה ("ים תטיס" ו"תמר") היו מתבצעים במערכת הפיסקאלית המוצעת על ידי הועדה. להלן פירוט הבעיות המתודולוגיות במודל המוצע על ידי הועדה.

א. שיעור התשואה הנדרש על ידי משקיע, כפי שנאמד בחוות דעת פינדייק

חווות דעת פינדייק משתמשת במודל ה-CAPM לאמוד את התשואה הנדרשת על נכסים תפעוליים (Ra) בכ-9%, בממוצע (במונחים נומינליים). שיעור תשואה נורמלי זה משקף את הסיכון העסקי של חברה ונקבע על ידי שני גורמים:

(1) התנהגות הענף ביחס להתנהגות הכלכלה (השוק בכללו)

חווות דעת פינדייק מתייחסת לשינוי התנהגות הענף ביחס להתנהגות הכלכלה באמצעות מודל ה-CAPM.

להערכתנו, בהתבסס על מתודולוגיית העבודה בחוות דעת פינדייק, שיעור התשואה הנורמלי, נשען על מספר הנחות לא סבירות בחישוב ביטא נכסים (β_0) ושיעור ריבית חסרת סיכון (להרחבה ראה נספח ב'):

- הביטא הממונת נאמדה באמצעות רגרסיה על פני תקופת זמן ממושכת (עשר שנים) שאינה נהוגה, שכן אינה משקפת בהכרח את הביטא העדכנית והרלוונטית (הפרקטיקה המקובלת שנתיים ולכל היותר חמש שנים);
- התעלמות מהביטא על החוב, המשפיע על חישוב ביטא נכסים.

- התעלמות מסיכון מדינה - סיכון המדינה אמור להשפיע על תוחלת תזרימי המזומנים מהפרויקט, אך מקובל, כאלטרנטיבה, לצורך הנוחות, לתרגם השפעה זו על ידי תיקון מקדם ההיוון או התשואה הנורמלית.

תיקון המתודולוגיה בחוות דעת פינדייק, בכל הנוגע להתנהגות הענף ביחס להתנהגות הכלכלה, באמצעות תיקון הביטא לכ-1.25-1.35 וריבית חסרת סיכון לכ-4.4%, מביא לתוחלת תשואה נורמלית נדרשת בשיעור כ- 13.5% בממוצע, לפני השפעת המינוף התפעולי, כדלקמן:

חוות דעת פינדייק	חישובנו	
3.0%	4.4% - 4.4%	ריבית חסרת סיכון (Rf)
0.88	1.25 - 1.35	β_a
<u>7.0%</u>	<u>7.0%</u> - <u>7.0%</u>	פרמיית סיכון (Rm-Rf)
9.16%	13.15% - 13.85%	Ra

נקדים ונאמר, כי בהתחשב בהשפעת המינוף התפעולי הגבוה, המאפיין את הפעילות בישראל, תוחלת התשואה נאמדת בכ- 14%-15%, כפי שנרחיב להלן.

(2) המינוף התפעולי - מבנה ההוצאות של פירמות או פרויקטים שונים בענף

הגורם השני, שלא מצא ביטוי בחוות דעת פינדייק, הינו מבנה ההוצאות של פירמות או פרויקטים שונים בענף כפי שמתבטא בשיעור ההוצאות הקבועות לעומת שיעור ההוצאות המשתנות מסך הוצאות הפירמה. גורם זה מכונה המינוף התפעולי. ככל שהמינוף התפעולי גבוה יותר (דהיינו ככל ששיעור ההוצאות הקבועות גבוה יותר), β_a גבוהה יותר וכתוצאה מכך שיעור התשואה הנדרש אף הוא גבוה יותר. ההסבר לכך היא שככל שהפרופורציה של ההוצאות הקבועות של פרויקט עולה, רגישות תזרימי המזומנים לשינויים בפעילות העסקית של הכלכלה (β_a) עולה, כלומר הסיכון השיטתי עולה. במילים אחרות, לחברות הפועלות באותה התעשייה והינן בעלות מינוף תפעולי שונה יהיה β_a ושיעורי תשואה נורמלית שונים, כאשר מינוף תפעולי גבוה יותר יתבטא ב- β_a ושיעור תשואה נדרשת גבוהה יותר.

המינוף תפעולי של חברות מושפע מהפרמטרים הבאים:

- מבנה ההוצאות של פרויקט מייצג - פרויקטים של חיפוש גז במים עמוקים מתאפיינים בעלויות פיתוח הגבוהות משמעותית מפרויקטים של חיפוש גז במים רדודים או ביבשה. מכאן שלפרויקטים של חיפוש גז במים עמוקים יהיה מינוף תפעולי גבוה יותר.

- תמהיל הפרויקטים - פרויקטים בענף חיפושי וקידוחי גז הינם רב שלביים. חוות דעת פינדייק מספקת דוגמאות בהן סך ההוצאות מורכב מהוצאות קבועות בשלב החיפוש והפיתוח - development cost 1 and 2 - ומהוצאות תפעוליות שרובן משתנות בשלב השני - operating expenses. ניתן לראות בחברות הפועלות בענף אוסף פרויקטים בשלבים שונים לחייהם. חשוב

להבחין בין מבנה ההוצאות של חברה ותיקה, שבבעלותה פרויקטים רבים בשלבי פעילות שונים לבין חברה צעירה שרוב הפרויקטים שבבעלותה נמצאים בשלב החיפוש והפיתוח בו ההוצאות הקבועות גבוהות. בחברה ותיקה לה פרויקטים רבים שסיימו את שלב הפיתוח משקל ההוצאות הקבועות מסך ההוצאות נמוך יחסית, דהיינו לחברה ותיקה מינוף תפעולי נמוך. לעומת זאת, בפרויקט בשלב הפיתוח משקל ההוצאות הקבועות מסך ההוצאות גבוה יחסית, דהיינו לפרויקט צעיר מינוף תפעולי גבוה.

β_a הנאמדת בחוות דעת פינדייק משקפת את המינוף התפעולי של חברות המדגם. כפי הנראה, הפרויקטים שבפנינו הינן בעלי מינוף תפעולי גבוה יותר, ולכן נדרשת התאמה ב- β_a . **בנספח ג'** אנו מציגים מודל המראה כי השפעת המינוף התפעולי עשויה להגדיל את תוחלת התשואה הנדרשת בכ- **2%-0.5%**, ואף יותר. לפיכך, תוחלת התשואה נאמדת בכ- **15%-14%** (לרבות אומדן השפעת המינוף התפעולי).

ניתוח כדאיות ההשקעות, ובכלל זה משמעויות ההיטל ומנגנון ה-R-Factor אמורים להתבסס על תוחלת תשואה נורמלית נדרשת בשיעור כ-15%-14% (לרבות השפעת המינוף התפעולי), ועל תוחלת תזרימי המזומנים, לרבות הסיכונים הספציפיים שעמדו בפני המשקיע (התפלגות הסתברויות הצלחה, כמויות, מחירים וכד'). תוחלת תשואה זו משקללת תגליות/הצלחות, חיפושים וקידוחים שכשלו והוצאות מטה. יוצא מכך, כי שיעור התשואה הנדרש מפרויקטים מוכחים/מוצלחים גבוה משמעותית מכ-15%-14% ומפצה על חיפושים שכשלו והוצאות מטה. אינדיקציה לשיעור תשואה על פרויקטים מוכחים/מוצלחים ניתן למצוא במחקרים של גולדמן זאקס ו-Wood Mackenzie, המציגים את שיעור תשואה בפרויקטים מוכחים/מצליחים (כשאין משמעות להסתברות למציאת המאגר וגודלו):

- על פי מחלקת המחקר של גולדמן זאקס³⁹, **שיעור ה-IRR** הממוצע ב-68 פרויקטים מוכחים במים עמוקים וב-52 פרויקטים מוכחים של גז נאמדים **בכ-26% ובכ-18%**, בהתאמה.
- חברת הייעוץ Wood Mackenzie מציינת כי במדגם של 32 פרויקטים במים עמוקים נאמד שיעור ה-IRR הממוצע **בכ-34.5%** (החציון כ-29%)⁴⁰.

ב. תוחלת תזרימי המזומנים

לצורך חישוב שווי פרויקט יש להוון את תוחלת תזרימי המזומנים, הכוללת את כל סיכוני הפרויקט⁴¹ (דוגמת גודל המאגר) בתוחלת התשואה הנאמדת על ידנו בכ-15%-14% (לרבות אומדן השפעת המינוף התפעולי). דרך נוספת לבחינת כדאיות השקעה הינה השוואת שיעור התשואה הפנימי (IRR) הנגזר מתוחלת תזרימי המזומנים לתוחלת התשואה הנדרשת על ידי משקיע.

³⁹ The Goldman Sachs Group, Inc, Global Investment Research. Global: Energy. 15.1.10

⁴⁰ Wood Mackenzie, Review of certain aspects related to the Israeli Fiscal Proposals. Dec 2010.

⁴¹ למעט סיכון מדינה הבא לידי ביטוי בשיעור ההיוון.

על פניו נראה כי הועדה התעלמה מההסתברויות למציאת המאגר וגודלו והיוונה תחזית תזרימי המזומנים בגין פרויקט מוכת, בדיעבד, בהסתברות של 100% (Ex Post) בתחלת תשואה נורמלית הנדרשת על ידי היזם.

התחשבות בהתפלגות ההסתברות באומדן תחלת תזרימי המזומנים במאגרים המדמים את "מארי B", "תמר" מקורי ו"תמר" Ex Post, מצביעה, כפי הנראה, על חוסר כדאיות בכניסה להשקעה בפרויקט, בהינתן המודל המוצע על ידי הועדה⁴².

ראוי לשים לב כי אנו עשויים להידרש למלוא התפלגות ההסתברויות והכמויות, שכן עקב חוסר לינאריות של היטל רווחי הגז, יתכנו מצבים בהם לא ניתן להסתפק בתחלת התשואה אלא נדרשת מלוא ההתפלגות בחישוב התשואה וכדאיות הפרויקט.

שיעור ה-IRR על פרויקט מוכת של מאגרים בהיקף 35 BCM ובהיקף 100 BCM נאמד על ידי הועדה בכ-10.4%, ובכ-13.3%, בהתאמה (Ex Post). מובן כי התחשבות בהתפלגות ההסתברויות תקטין את שיעור ה-IRR הצפוי. שיעורים אלו, עוד לפני הכנסת התפלגות ההסתברות למודל, נמוכים מתוחלת התשואה הנדרשת על ידי משקיע בשיעור כ-14%-15% (לרבות השפעת המינוף התפעולי) ובהכרח משיעור התשואה בפועל על פרויקטים מוכחים, כאמור להלן.

לחלופין, ניתן ל"התעלם" מהתפלגות ההסתברויות למציאת מאגר והיקפו בחישוב תחזית תזרימי המזומנים, כפי שנהגה הועדה (Ex Post) ולהשוות את ה-IRR הצפוי לשיעור תשואה מפרויקטים מוכחים (מידע על היקף המאגר), כפי שנאמד בכ-26% על ידי גולדמן זאקס בפרויקטים במים עמוקים ובכ-18% בפרויקטי גז. חברת Wood Mackenzie אומדת את שיעור התשואה במדגם של 32 פרויקטים במים עמוקים בכ-34.5% (חציון כ-29%). שיעורי התשואה המתקבלים בדוגמאות של הועדה, לאחר יישום המלצותיה (כ-10.4% ב-35 BCM, כ-13.3% ב-100 BCM וכ-16.6% ב-250 BCM) נמוכים משמעותית מהתשואה הממוצעת בפרויקטים מוכחים ומצביעים על חוסר כדאיות, בהינתן המערכת הפיסקאלית המוצעת.

5. ניתוק שלב ההשקעה משלב ההפקה

הוועדה ממליצה להחיל את מסקנותיה על תגליות הגז הטבעי, הואיל ולשיטתה מדובר "במיסוי רווחים עתידיים". ניסיון הועדה לנתק בין השקעות היזם בשלב החיפוש לבין התקבולים הצפויים בשלב ההפקה תמוה בעינינו. יזם חיפושי גז טבעי נושא בהשקעות בסך מאות מיליוני דולרים, לאור רמת אי הוודאות הגבוהה בתעשייה עתירת סיכון. זאת, מתוך ציפייה ליהנות מפירות ההשקעה, בכפוף להתפלגות ההסתברויות למציאת מאגרים פוטנציאליים ולתנאי החקיקה הייעודית שהוצגו בפניו ערב כניסתו להשקעה. חיתוך התקופה על ידי קביעת היטל על הכנסות עתידיות הינו בבחינת פגיעה ביסודות חוקי עידוד

⁴² נדגיש, כי טרם נתקבלו המודלים המפורטים של המאגרים לדוגמא, כפי שמופיעים בדו"ח הביניים של הועדה. לפיכך, נאלצנו לנסות לשחזר את תחזית תזרימי המזומנים של המאגרים לדוגמא, על בסיס העקרונות שבהנחות המודל, כפי שהציגה הועדה.

ייעודיים, אשר אמורים להגן על מלוא תקופת ההשקעה (ראה לדוגמה, עקרון יציבות ההטבות בחוק עידוד השקעות הון).

ב-14 במאי 2008 העריכה נובל אנרג'י כי קיימת הסתברות בשיעור כ-35% להימצאות הידרוקרבונים בקידוח "תמר" בהיקף BCM 109⁴³. בשלב זה "שתק" המחוקק ולא ביקש לבחון מחדש את מדיניותו בענף הגז. עובר להשקעה בסך כ-273 מיליוני דולר במהלך שנת 2009 ויצירת ערך כלכלי הודיעו שותפויות הקידוחים על מציאת תגליות "תמר" ו"דלית" בהיקף כ-BCM 184 (רזרבות מוכחות)⁴⁴. בעקבות התגליות החליטה ממשלת ישראל לבחון מחדש את מדיניותה הפיסקאלית בענף.

בכתב המינוי לוועדה מיום 12 באפריל 2010 נאמר:

"לאור התגליות המשמעותיות של גז בישראל ובמרחב הימי לחופיה, מורגשת לאחרונה התעוררות בשוק חיפושי הגז והנפט בישראל, וקיימת ככל הנראה אפשרות לגילויים משמעותיים בעתיד. מכאן שלנושא זה עשויות להיות השפעות כלכליות משמעותיות על המשק הישראלי..."

* ההדגשה אינה במקור.

הועדה מציינת כי המכון הגיאולוגי האמריקני (USGS) מעריך את עתודות הגז הצפויות בכל אגן הים התיכון המזרחי בכ-BCM 3,400, מתוכן כשני שלישים נמצאים בשטח הימי הכלכלי של ישראל (כ-BCM 2,266)⁴⁵. מנגד, מציינת הועדה כי היקף עתודות הגז בתגליות "ים תטיס", "תמר", "דלית" ובפרוספקט "לוויתן" נאמדו בכ-BCM 668⁴⁶ - כ-29% בלבד מפוטנציאל עתודות הגז בישראל.

6. זכות הקניין של היזם ובחינת המדיניות הפיסקאלית מחדש

תהליך חיפוש נפט וגז ארוך ומורכב. ככל שהתהליך מתקדם ומתקבל מידע נוסף על אזור החיפוש, גדלה רמת הוודאות הכרוכה בחיפוש הן ביחס להסתברות מציאת גז, הכמות והסיכוי להפוך אותו לתגלית מסחרית.

לדעתנו, זכות הקניין נוצרת עם ההבשלה, משמע, בשלב בו היזם ביצע פעולות חיפוש מהותיות והשקיע סכומים אשר משפיעים על רמת הוודאות והאפשרות ליצירת ערך כלכלי (ליזם ולמדינה), בשטח בו בוצעו הפעולות. פעולות אלו כוללות, בין היתר, ביצוע סקרים סיסמיים (דו ותלת ממדיים) והתחייבות לקידוח אקספלורציה. יצירת ערך כלכלי נוצרת עם שינוי התפלגות ההסתברויות למציאת תגלית והכמויות המסחריות (שינוי תוחלת תזרימי המזומנים), שעמדו בפני היזם ערב ההשקעה הראשונית. מכאן, כי זכות הקניין נוצרה

43 דו"ח מיידי של דלק קידוחים - שותפות מוגבלת, 15.5.08.

44 דו"ח מיידי של דלק קידוחים - שותפות מוגבלת, 3.6.10.

45 ראה דו"ח ביניים של הועדה, עמוד 11.

46 הנתונים מתבססים על דוח הועדה - מאגר מארי בי: כ-BCM 13; מאגר נועה: כ-BCM 6; מאגר תמר: כ-BCM 184; מאגר דלית: כ-BCM 15; פרוספקט לויתן: כ-BCM 450.

בתגליות מסחריות "ים תטיס", "תמר" ו"דלית" ובפרוספקט "לוויתן"⁴⁷. המלצת הועדה לשנות בדיעבד את מבנה ההתקשרות במיזם המשותף לממשלה וליזם, לאחר יצירת ערך כלכלי והבשלת תהליך ההשקעה ארוך הטווח, מהווה פגיעה לא סבירה בזכות הקניין של היזם.

⁴⁷ כפי שנמסר לנו מנובל אנרג'י, התחייבות לאסדת קידוח "לוויתן" נעשתה כבר באוגוסט 2009.

פרק ה' - הערות פרטניות למודל המוצע על ידי הועדה

1. רקע

הועדה ממליצה לקבוע היטל על רווחי הנפט והגז מכל מאגר בנפרד באמצעות יישום מנגנון R-Factor, כדלקמן:

$$R - Factor = \frac{\sum_1^t (Income - Opex - Royalties - I_{production}) - \sum_1^{t-1} Levy}{I_{exploration} \times 1.5 + I_{development}}$$

כאשר:

Income = הכנסות;

Opex = הוצאות תפעול שוטפות;

Royalties = תמלוגים;

Levy = היטל רווחי נפט וגז;

$I_{exploration}$ = הוצאות חיפוש;

$I_{development}$ = הוצאות פיתוח;

$I_{production}$ = הוצאות במהלך תקופת ההפקה.

היטל רווחי הנפט והגז יגבה בשנים בהן ה-R-Factor יעמוד על 1.5 ומעלה, כאשר שיעור ההיטל הראשוני יעמוד על 20% ויעלה באופן ליניארי עד לשיעור של 60%, כאשר ה-R-Factor יעמוד על 2.3.

במסגרת עבודתה, בחנה הועדה את השפעת המלצותיה על שיעור התשואה הפנימי של הפרויקטים (IRR), בהשוואה לתשואה נומינאלית נורמלית, הנדרשת על ידי משקיע לפיצוי על הסיכון בענף חיפושי הנפט והגז. שיעור התשואה הנורמלית נאמד בכ-10%-8% על ידי פרופ' פינדייק (Robert S. Pindyck, "חוות דעת פינדייק").

להערכתנו, המודל המוצע מכיל בעיות מתודולוגיות ומספר הנחות בלתי סבירות לאור מאפייני ענף הנפט והגז. המלצות המיסוי של הועדה אמורות להיבחן, בסופו של דבר, על פי ניתוח כדאיות ההשקעה ובמבחן זה הן אינן נותנות מענה ראוי.

2. מנגנון אלטרנטיבי להתקשרות בין הממשלה והיזמים

א. מנגנון ה-ROR כאלטרנטיבה למנגנון ה-R-Factor

מנגנון ה-R-Factor הינו מנגנון פשטני, המנסה לתת מענה בקירוב לחישוב החזר תשואה נורמלית למשקיע. אולם, המנגנון מתעלם מערך הזמן שעשוי להוות גורם מרכזי בפיתוח תגליות, במידה ויתרחשו עיכובים, תקלות תפעוליות והכנסות נמוכות מהצפוי.

לפיכך, באם מחליטה הועדה הנכבדה לפעול כריבון ולא כבעל משאב ולמסות רווח מעל הנורמלי ("רנטה כלכלית"), לדעתנו, יש לבחון את מנגנון ה-ROR (Rate of Return) כאלטרנטיבה ראויה. המנגנון בוחן את שיעור החזר על ההשקעה בכל תקופת זמן, בדומה למנגנון המיושם באוסטרליה. נציין, כי המתודולוגיה בבסיס המנגנון המוצע על ידנו הוצגה כבר בחוות דעת פינדייק⁴⁸.

ב. הוצאות חיפוש וקידוח שכשלו בעבר

כפי שהרחבנו בפרקים קודמים, קביעת היטל רווחים על תגליות מסחריות קיימות ופרוספקט לויתן מהווה פגיעה חמורה בזכויות הקניין של היזם. עם זאת, באם תחליט הועדה הנכבדה לדבוק בעמדתה בנושא, ולמסות Ex Post את התגליות הקיימות, הרי שיש לתת ביטוי לכל הוצאות החיפוש והקידוחים שכשלו, לצורך חישוב ההיטל.

כמו כן, ניתוח כדאיות השקעות, ובכלל זה משמעויות ההיטל ומנגנון ה-R-Factor אמורים להתבסס על תוחלת תשואה נורמלית נדרשת בשיעור כ-15%-14% (לרבות אומדן השפעת המינוף התפעולי), כאשר ניתוח השקעה בדיעבד (Ex Post) של פרויקט מצליח תעשה בהשוואה לשיעור תשואה גבוה יותר, כפי שהרחבנו בפרק ד'.

3. התייחסות לכל מאגר בנפרד

כאמור, ממליצה הועדה לקבוע היטל רווחי נפט וגז לפי מנגנון ה-R-Factor על כל מאגר בנפרד ולא לאפשר "הסטת" הכנסות או הוצאות בין המאגרים השונים. מנימוקי הועדה⁴⁹:

"היטל אוצרות הנפט שונה במהותו ובאופן חישובו ממש רווח מסוג מס חברות ומס הכנסה, מכיוון שמטרתו גביית נתח מהרנטה הכלכלית הנובעת מכל מאגר בפני עצמו. לכן, בחישוב בסיס ההיטל ומדד ההיטל, לא ניתן יהיה להסיט הכנסות ו/או הוצאות מפעילויות אחרות ואליהן, ובכלל זה פעילויות אחרות בתחום הנפט, כגון פיתוח מאגרים אחרים, הוצאות חיפוש ברשיונות אחרים וכדומה."

במסגרת הפרקטיקה המקובלת בעולם, משקיע פוטנציאלי חותר לקבל מארג רחב של זכויות לחיפוש נפט וגז טבעי במקומות שונים בעולם. זאת, במטרה ליהנות מפירות השקעתו, הכוללת, בין היתר, סקרים סיסמיים דו ותלת ממדיים וקידוחי אקספלורציה. יתר על כן, קבלת מארג רחב נועדה לגדר את סיכונים הרבים של היזם, על ידי סבסוד מאגרים בעלי רווחיות נמוכה וכישלונות בחיפוש באמצעות מקורות פנויים ממאגרים רווחיים⁵⁰. לפיכך, קיימת חשיבות רבה בבחינת רווחיות המשקיע מכלל התגליות המוצלחות והשקעותיו בחיפוש שכשלו.

⁴⁸ ראה נספח ג' לדו"ח הביניים של הועדה, חוות דעת כלכלית מימונית מאת פרופ' פינדייק, עמוד 17. נדגיש, כי חוות דעת פינדייק מתעלמת ממש חברות בחישוב תזרים המזומנים התפעולי, נטו (בסיס ההיטל). לדעתנו, תיקון זה נדרש, כמקובל בחישוב תשואה נורמלית למשקיע ראה פרק ה' סעיף 3.

⁴⁹ ראה דו"ח ביניים של הועדה, עמוד 62.

⁵⁰ סבסוד מאגרים פחות רווחיים על ידי מאגרים רווחיים עולה בעניין ניכרי האזילה. ראה: Silvana Tordo, Fiscal System for Hydrocarbons, World Bank working paper, 2007.

הועדה נותנת חשיבות לקידוחים באתרי חיפוש שונים, מתוך כוונה לפזר סיכונים⁵¹:

” חברה יכולה לפזר את הסיכונים שלה על ידי ביצוע מספר רב של קידוחים באתרים שונים, והמשקיעים של החברה, אשר למענם היא פועלת, יכולים לפזר את השקעותיהם על ידי החזקה בתיק ניירות ערך מגוון.”

נציין, כי המדיניות הפיסקאלית באוסטרליה מאפשרת להעביר הוצאות חיפוש בפרויקטים שכשלו לפרויקטים רווחים לצורך חישוב היטל על הרווחים בשיעור 40%⁵².

לדעתנו, התייחסות לכל מאגר בנפרד אינה עולה בקנה אחד עם דרך פעולתו של יזם ואינה עקבית עם הצורך לחשב תוחלת תשואה בחישוב כדאיות ההשקעה. המלצות הועדה לקביעת היטל על כל מאגר בנפרד ואופן חישוב ההיטל עלולות להביא למצב שהיזם ישלם מס מעבר לכל רווחיו והמדינה, מאידך, תהנה מכלל פירות ההשקעה ויותר.

4. הוצאות חיפוש, פיתוח והקמה

הועדה ממליצה כי לצורך חישוב מדד ההיטל יכללו הוצאות חיפוש עם מקדם סיכון ל-1.5, כביטוי לרמת הסיכון והחזר עלויות מימון נורמטיביות, לשיטתה. מנגד, הוצאות החיפוש יוגבלו עד ל-10% מסך ההוצאות במכנה של מדד ההיטל. כמו כן, ממליצה הועדה כי המכנה במדד ההיטל "יינעל" לאחר סיום ההשקעות בשלב החיפוש, הפיתוח וההקמה.

לדעתנו, המלצה זו עשויה, במקרים מסוימים, להוביל לאומדן בחסר של ההשקעה הכלכלית ולמנוע החזר השקעה ראוי. כך לדוגמא, אם ההסתברות למציאת מאגר הינה 30% והוצאות החיפוש למאגר נאמדות בכ-200 מיליוני דולר, הרי שמקדם הסיכון 1.5 אינו מכסה את כל הוצאות החיפוש שהושקעו למציאת המאגר (כ-666 מיליוני דולר), בדומה למוצג בחוות דעת פינדייק.

5. השקעות במתקני ייצוא

הועדה ממליצה כי השקעות בגין הקמת מתקני Downstream, ובכללם מתקני ייצור חשמל, תשתיות לייצוא גז טבעי נוזלי (LNG) וצינורות לייצוא גז לא תוכרנה כניכוי במנגנון ה-R-Factor. עם זאת, היטל הרווחים יגבה על ערך הגז עם העברתו למתקן הייצוא.

כפי שעולה מנתוני הצריכה הצפויים של המשק הישראלי⁵³ והיקף הרזרבות המוכחות והמשוערות, היקף התגליות ב"תמר" ו"דלית" וההסכם לייבוא גז ממצרים אמורים יחדיו לענות על מלוא הביקוש המקומי לשלושת העשורים הקרובים. תגליות עתידיות יופנו, כפי

ראה דו"ח ביניים של הועדה, עמוד 18.

תקנה 4 לתקנות הניכויים מאפשרת לנישום להקדים ניכוי הוצאה מהכנסה - אפשרות לנכות הוצאות חיפוש בקידוח שנכשל כנגד הכנסות אחרות לצורכי מס. המדובר בהקדמת ההכרה בהוצאה לצרכי מס. אולם, ההשקעה הכושלת אינה נלקחת חשבון לצורך חישוב ההיטל.

גידול שנתי בצריכת הגז הטבעי מכ-4.5 BCM בשנת 2009 לכ-15.5 BCM בשנת 2029. מקור: משרד התשתיות הלאומיות, רשות הגז הטבעי.

הנראה לייצוא ותשרתנה חלק מהצריכה הגדלה והולכת של גז טבעי בעולם. העלויות להקמת מתקן לקבלת 5 טונות של גז נוזלי בשנה מוערכות בכ-6-4 מיליארדי דולר⁵⁴.

החלטת הועדה להתעלם מהתשואה הנדרשת וההשקעה במתקני הייצוא ומנגד, למסות מרכיב מהותי מהתמורה הסופית הצפויה מייצוא הגז (שווי הגז עם העברתו למתקן הייצוא), תמוהה בעינינו, שכן הייצור מהווה תחליף "נחות" לשוק המקומי וכרוך בהשקעות נכבדות ואי וודאות רבה. החלת היטל על הכנסות הייצוא בגין מכירה "רעיונית" בישראל דורשת הכרה בהשקעה הנדרשת למכירה האמורה.

6. הוצאות תפעוליות אחרות

הועדה מסרבת להכיר בדמי ניהול ותשלומים לצדדים קשורים לצורך חישוב ההיטל, על אף שתשלומים אלו מקובלים בענף ונעשים בתנאי שוק.

להערכתנו, לצורך חישוב ההיטל יש להתחשב בכל הוצאות/השקעות תפעוליות המשמשות בייצור ההכנסה ונעשות במסגרת תנאים מסחריים, דוגמת דמי מפעיל⁵⁵ ודמי ניהול כלכליים.

7. התאמות אינפלציוניות

מנוסח דו"ח הביניים של הועדה עולה השאלה האם בכוונת הועדה לשקלל (להתאים) את ההשקעות בחיפוש ובהקמה, לצורך חישוב המכנה במנגנון ה-R-Factor, במחירים ריאליים, בדומה לחישוב ההכנסות וההוצאות⁵⁶. נבקש את התייחסות הועדה הנכבדה לסוגיה.

8. ביטול ניכוי האזילה

הועדה ממליצה לבטל את ניכוי האזילה, הואיל ולשיטתה:

"ניכוי האזילה אמור לתת ביטוי לאזילת המשאב במאגר ועל כן לירידה בשווי של הנכס. אלא מכיוון שלא התבצע כל תשלום עבור המשאב במאגר, והנכס שאוזל הוא בבעלות המדינה, אין זו יכולה להיות הצדקה לניכוי זה, ועל כן מדובר בתמיכה שניתנת לפעילות בענף בדרך של הטבת מס".

לדעתנו, קביעה זו אינה נכונה. ניכוי האזילה ניתן כתמורה ל"רכישת" זכויות נפט וגז בחיפוש ובפיתוח מאגרי גז, שהרי מאמצי חיפוש ופיתוח אלה משביחים גם את נכסי המדינה. יתר על כן, ניכוי זה משמש כתמריץ לביצוע השקעה נמשכת בתעשייה עתירת סיכון מתוך ההנחה/דרישה שעם התכלותו של מאגר מסוים, יידרש המשקיע לבצע חיפושים למציאת מאגרים נוספים. כך שלמעשה ניכוי האזילה מיועד לעודד חיפושים נוספים.

⁵⁴ Deutsche Bank, Oil & Gas Israeli Energy Sector, 24 June 2010, pg. 43.

⁵⁵ פעולות חיפושים והפקה של נפט וגז טבעי מבוצעות, בדרך כלל, במסגרת עסקאות משותפות בין מספר שותפים החותמים על הסכם תפעול משותף על פיו מתמנה אחד השותפים כמפעיל העסקה המשותפת. למפעיל כאמור משולם סכום עבור היותו מפעיל העסקה המשותפת.

⁵⁶ ראה דו"ח ביניים של הועדה, עמוד 56 פסקה 2 ועמוד 64 סעיף 3.5.2. נכון לכתיבת חוות דעתנו, לא נתקבלה תשובה מהועדה בנוגע לבקשתנו להבהיר את עמדתה בסוגיה.

מטרה זו עולה בסקירת הבנק העולמי⁵⁷:

"The theory behind the allowance is that an incentive is necessary to stimulate in the high-risk industry: as the reservoir depletes, the company will need to undertake more exploration to find new reservoirs. The depletion allowance is meant to subsidize further exploration. Since the industry is global one, it is quite likely that the depletion allowance may be used to subsidize exploration in competing countries."

* ההדגשות אינן במקור.

מתן ניכוי אזילה כתמריץ להשקעות עתידיות, ללא תשלום בונוס ישיר על המשאב (להבדיל מתשלום עקיף, על דרך ההשקעה ההונית בחיפוש ובפיתוח מאגרי גז), ניתן למצוא במדינות הבאות⁵⁸:

א. צרפת

ניכוי אזילה בשיעור 23.5% מההכנסות או 50% מהרווח הנקי (הנמוך מביניהם), המותנה בהשקעה של דמי ניכוי האזילה בענף הנפט והגז תוך שנתיים משנת התרת הניכוי.

ב. ספרד

ניכוי אזילה בשיעור 25% מההכנסות, עד תקרה של 40% מהרווח לפני מס, מותנה בהשקעה בפעילות חיפוש בספרד במהלך עשר השנים הבאות לאחר שנת הניכוי.

ג. יפן

ניכוי אזילה בשיעור 13% מההכנסות עד לתקרה של 50% מהרווח הנקי.

ד. פרגוואי

ניכוי אזילה בשיעור של 15% מההכנסות או 50% מהרווח הנקי, כנמוך מביניהם.

⁵⁷ Silvana Tordo, Fiscal System for Hydrocarbons, World Bank working paper, 2007.

⁵⁸ Silvana Tordo, Fiscal System for Hydrocarbons, World Bank working paper no. 123 pp. 37-45. IHS Cera Depletion allowance examples. E&Y Oil and Gas Tax guide, 2010.

נספחים

נספח א' - עיקרי המערכת הפיסקאלית בענף הנפט והגז באוסטרליה וקולומביה

1. אוסטרליה⁵⁹

המדיניות הפיסקאלית הנהוגה באוסטרליה מטילה על פרויקט נפט וגז אחת משתי שיטות מס: תמלוגים או מנגנון ROR המטיל מס בשיעור קבוע של 40% על הרווחים (Petroleum Resource Rent Tax).

מנגנון ה-ROR להטלת מס על רווחים חל רק על פרויקטים במים עמוקים, כאשר ההכנסות מהפרויקט גבוהות מ"הוצאות הפרויקט הניתנות להפחתה"⁶⁰.

על מנת להבטיח תשואה ראוייה למשקיע על השקעתו קובע מנגנון ה-ROR כי:

- הוצאות חיפוש ניתנות להעברה בין פרויקטים ומקוזזות מהפרויקט אליו הועברו לפני החלת "מס הרווחים";
- הוצאות חיפוש⁶¹ שלא הופחתו מועברות לשנה הבאה ונושאות תשואה של אג"ח ממשלתי ארוך טווח בתוספת מרווח של 15%. והוצאות פרויקט כלליות (בעיקר פיתוח והפקה) מועברות לשנה הבאה ונושאות תשואה של אג"ח ממשלתי ארוך טווח בתוספת מרווח של 5%.

2. קולומביה⁶²

עיקרי מרכיבי המדיניות הפיסקאלית בקולומביה הינם:

- תשלום תמלוגים בשיטה הפרוגרסיבית, הנגזרת מתפוקה חודשית ממוצעת. שיעור התמלוגים נע בין 8% ל-25% מההכנסות הנפט המופקות.
- תמלוגים המשולמים בגין גז, המופק בעומק של יותר מ-1,000 רגל הינם בשיעור של 60% מהתמלוגים החלים על נפט (כ-15%-5%).
- תשלום חודשי הנגזר מגודל שטח החיפוש, כאשר קיים הבדל בין שדה ימי לשדה יבשתי⁶³.
- "היטל על מחירי יתר" - גובה ההיטל נקבע כשיעור מההכנסות בניכוי תמלוגים בגין עלייה במחירי הגז מעבר למחיר "נורמטיבי". ההיטל יחול, אם בכלל, לאחר חמש שנות הפקת גז ושיעורו יקבע על פי הנוסחה הבאה:

$$\frac{P - P_0}{P} \times S$$

כאשר:

P - מחיר ממוצע של גז טבעי בארה"ב (US Gulf Coast Henry Hub) בדולר ל-Mmbtu.

P₀ - מחיר בסיס המופיע בחוזה (6.98-9.3 דולר ל-Mmbtu).

S - שיעור השתתפות המדינה בעליית המחירים (30%-50%).

⁵⁹ E&Y Oil and Gas Tax guide, 2010.

⁶⁰ הוצאות ניתנות להפחתה - הוצאות חיפוש (סקרים סיסמיים, קידוחי אקספלורציה וכו'), הוצאות פרויקט כלליות (הוצאות פיתוח, הוצאות הפקה וכו') והוצאות סגירת מאגר.

⁶¹ הוצאות חיפוש - סקרים סיסמיים, קידוחי אקספלורציה וכו'.

⁶² E&Y Oil and Gas Tax guide, 2010. And Colombia ANH, Model of Exploration and production Contract, E&P, Annex D.

⁶³ 0.81 דולר ל-0.01 קמ"ר שדה ימי בהשוואה לכ-1.63-4.88 דולר ל-0.01 קמ"ר בשדה יבשתי.

תשלום בגין מחירי יתר, יחול אם מחיר הגז הטבעי יעלה על 6.98 דולר ל-Mmbtu או מעל 9.3 דולר ל-Mmbtu במקרה של מתקן לגז טבעי נוזלי (LNG). שיעור ההשתתפות של המדינה בעליית המחירים גדל בהדרגה מ-30% ל-50% (כך לדוגמא שיעור ההשתתפות גדל ל-35% כאשר מחיר הגז יהיה פי 2 ממחיר הבסיס ו-40% כאשר מחיר הגז יהיה פי 3 ממחיר הבסיס).

שיעור השתתפות הממשלה המקסימלי בעליית המחירים (50%) מיושם רק שהמחיר הממוצע גבוה יותר מפי 5 ממחיר הבסיס (כ-34.9-46.5 דולר ל-Mmbtu). נדגיש, כי ההיטל הפרוגרסיבי בקולומביה חל על ההכנסות ולא על הרווחים ומושת על היזם רק לאחר חמש שנים.

נספח ב' - השפעת התנהגות הענף ביחס להתנהגות השוק על ביטא נכסים (β_a)

חוות דעת פינדייק אומדת את הביטא הממוצעת של הנכסים בענף חיפושי נפט וגז (β_a) בכ-0.88. מתודולוגיית העבודה בחוות דעת פינדייק התבססה על שלושה שלבים עיקריים:

א. אמידת הביטא הממונת (β_e) עבור כל חברה במדגם באמצעות הרצת רגרסיה לינארית של תשואת המניה השבועית כנגד תשואת השוק השבועית בעשר השנים האחרונות.

ב. חישוב הביטא על הנכסים (β_a) הנגזרת מהנוסחה.

ג. שימוש במודל ה-CAPM לחישוב התשואה הנדרשת על ידי משקיע (R_e).

לדעתנו, בהתבסס על מתודולוגיית העבודה בחוות דעת פינדייק, נשענת על שלוש הנחות לא מקובלות:

א. תקופת זמן ממושכת לחישוב הביטא הממונת

כאמור, חוות דעת פינדייק אומדת את הביטא הממונת (β_e) באמצעות הרצת רגרסיה לינארית של תצפיות שבועיות בעשר השנים האחרונות.

לטעמנו, הרצת רגרסיה לחישוב ביטא על פני עשר שנים אינה סבירה ואינה משקפת את המקובל, לפיו הרגרסיה נעשית על פני שנתיים או חמש שנים. הביטא משקפת את הסיכון הסיסטמטי של חברה והינה קבועה יחסית. שינוי ב- β יתרחש רק בעת שינויים פונדמנטליים:

"Betas change because firms change. Firms change their type of business, their leverage, and their asset turnover risk"⁶⁴.

בחינת הביטא על פני תקופת זמן ממושכת עשויה להיות מוטה בשל שינויים טכנולוגיים בענף חיפושי הגז, תנודתיות במחירי המכירה, שינויים במבנה ההון ובאסטרטגיית הפעילות על פני תקופת זמן ארוכה.

בעניין זה כותב פרופ' Damodaran⁶⁵:

"Most estimates of betas, including those by Value Line and Standard and Poors, use five years of data, while Bloomberg uses two years of data. The trade-off is simple: A longer estimation period provides more data, but the firm itself might have changed in its risk characteristics over the time period. For instance, using data from 1985 to 1994 to estimate betas for Microsoft might increase the amount of data available, but it will lead to a beta estimate that is much higher than the true beta, since Microsoft was a smaller and riskier firm in 1985 than it was in 1994."

* ההדגשה אינה במקור.

Stephen H. Penman, Financial Statement Analysis and Security Valuation, , Third edition, 703, (2007).
http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/AppldCF/derivn/ch4deriv.html

64
65

חברת הייעוץ העולמית מקינזי (McKinsey) מציינת כי הפרקטיקה המקובלת הינה מדידת הביטא על פני תקופה של חמש שנים או שנתיים⁶⁶.

בשולי הדברים נציין כי חוות דעת פינדייק מתייחסת לסוגיה זו וקובעת כי שימוש בתקופות זמן של שנתיים וחמש שנים מביא לביטא גבוהה יותר⁶⁷.

ב. התעלמות מהביטא על החוב

חישוב ביטא על הנכסים (β_a) נגזרת מהנוסחה:

$$(1) \quad \beta_a = \frac{\beta_e + \beta_d \times (1 - T_c) \times \frac{D}{E}}{\left[1 + (1 - T_c) \times \frac{D}{E} \right]}$$

כאשר:

T_c = מס חברות בארה"ב (35%);

D = חוב הנושא ריבית במאזן;

E = שווי שוק;

β_d = הביטא על החוב.

לעומת זאת, חוות דעת פינדייק אומדת את β_a על פי הנוסחה:

$$(2) \quad \beta_a = \frac{\beta_e}{\left[1 + (1 - T_c) \times \frac{D}{E} \right]}$$

כלומר, חוות דעת פינדייק מניחה, הלכה למעשה, כי הביטא על החוב (β_d) בחברות ההשוואה שווה לאפס. מנגד, אומדת חוות דעת פינדייק את התשואה הנדרשת על החוב (R_d) עבור כל אחת מחברות ההשוואה בשיעורי תשואה לפדיון הגבוהים משיעור ריבית חסרת סיכון⁶⁸. שתי הנחות אלו סותרות האחת את השנייה, על פי מודל ה-CAPM, המקיים את הקשר:

$$R_d = R_f + \beta_d \times (R_m - R_f)$$

לכן, חילצנו את הביטא על החוב (β_d) בהתבסס על נתונים מחוות דעת פינדייק (ריבית חסרת סיכון בשיעור 3%, פרמיית סיכון בשיעור 7% ותשואה נדרשת על החוב עבור כל חברה במדגם), בכפוף לנתונים והנחות ששימשו בחוות דעת פינדייק (טבלה 7 בחוות דעת פינדייק).

⁶⁶ Valuation, Measuring and managing the value of companies, Tim Koller, Marc Goedhart, David Wessles, McKinsey & Company, Fourth Edition, 2005. pg. 306-310.

⁶⁷ ראה נספח ג' לדו"ח הביניים של הועדה, חוות דעת כלכלית מימונית מאת פרופ' פינדייק, עמוד 18, הערכת שוליים 8.

⁶⁸ נעיר כי בשימוש התשואה לפדיון, חוות דעת פינדייק עושה קירוב לתוחלת התשואה, הנדרשת על ידי בעלי החוב.

להלן השוואת ה- β_a כפי שחושבה בחוות דעת פינדייק ולאחר תיקון שתי הבעיות המצוינות לעיל:

β_a		$\beta_d^{(3)}$	β_e		חוות דעת פינדייק				חברה
⁽⁴⁾ 2 שנים	⁽⁴⁾ 5 שנים		⁽³⁾ 2 שנים	⁽³⁾ 5 שנים	$\beta_a^{(2)}$	⁽¹⁾ Rd	חוב להון ⁽¹⁾	β_e ל-10 שנים ⁽¹⁾	
1.34	1.19	0.27	1.66	1.47	0.87	4.9%	0.47	1.13	Anadarko Petroleum Corp.
1.35	1.19	0.14	1.46	1.28	0.79	4.0%	0.14	1.03	Apache Corp.
.נ.א.	.נ.א.	.נ.א.	1.55	1.39	0.90	.נ.א.	0.31	1.17	Cabot Oil & Gas Corp.
1.30	1.11	0.53	1.67	1.39	0.90	6.7%	0.74	1.18	Chesapeake Energy Corp.
1.64	1.43	0.53	1.93	1.67	0.98	6.7%	0.41	1.28	Dendury Resources Inc.
1.15	1.04	0.17	1.27	1.15	0.71	4.2%	0.20	0.92	Devon Energy Corp.
1.24	1.11	0.14	1.35	1.20	0.77	4.0%	0.14	1.01	EOG Resources Inc.
1.89	1.64	0.66	2.34	1.99	1.16	7.6%	0.56	1.51	Forest Oil Corp.
1.42	1.24	0.27	1.64	1.43	0.83	4.9%	0.30	1.09	Newfield Exploration Company
1.33	1.21	0.19	1.49	1.35	0.82	4.3%	0.21	1.07	Noble Energy
1.53	1.36	0.66	1.82	1.59	0.88	7.6%	0.50	1.15	Petrohawk Energy Corporation
1.60	1.36	0.50	1.86	1.56	0.94	6.5%	0.36	1.22	Pioneer Natural Resources Company
1.28	1.19	0.53	1.43	1.32	0.82	6.7%	0.30	1.07	Range Resources Corp.
1.43	1.36	0.27	1.50	1.42	0.89	4.9%	0.09	1.17	Southwestern Energy Company
1.42	1.26				0.88				ממוצע
1.35	1.21				0.87				חציון

⁽¹⁾ מקור: חוות דעת פינדייק.

⁽²⁾ נגזר מנוסחה (2) בעמוד הקודם.

⁽²⁾ מקור: בלומברג, 2 בספטמבר 2010.

⁽³⁾ נגזר מנתוני חוות דעת פינדייק על פי מודל ה-CAPM, לפי הנוסחה:

$$\beta_d = (R_d - R_f) / (R_m - R_f) = (R_d - 3\%) / 7\%$$

⁽⁴⁾ נגזר מנוסחה (1) בעמוד הקודם.

לאחר תיקון הנחות לעיל, נאמדת ה- β_a בכ-1.25-1.35.

ג. סיכון מדינה

בנוסף, חוות דעת פינדייק אומדת את שיעור ריבית חסרת סיכון (R_f) בכ-3%, הנגזרת מתשואה ממוצעת של אג"ח ממשלת ארה"ב לעשרים שנה בחמש שנים האחרונות בשיעור 4.3%, בניכוי כ-1.5%, המשקף את הפער בין ממוצע תשואות לפדיון של אג"ח של ממשלת ארה"ב ארוכות טווח לאג"ח קצרות טווח בשנים 1947-2009.

בחישוב ערך נוכחי נקי (NPV) מפרויקט יש להוון את תוחלת תזרימי המזומנים הצפויים בשיעור היוון הנדרש על ידי משקיע, כאשר תוחלת תזרימי המזומנים אמורה לתת ביטוי, בין היתר, לסיכונים מדינה. הואיל וקיים קושי להעריך את ההסתברויות וההשפעות של סיכונים מדינה על תזרימי המזומנים, מקובל לתת ביטוי לפרמיית הסיכון של המדינה על ידי הגדלת שיעור ההיוון⁶⁹. להערכתנו, פרמיית הסיכון של ישראל נאמדת בכ-1.4% בהתבסס על המקורות הבאים:

- הפער בין התשואה לפדיון אג"ח דולריות של ממשלת ישראל הנסחרות בארה"ב לאג"ח של ממשלת ארה"ב בזמן הארוך (מועד פדיון דצמבר 2028) הינו כ-1.54%⁷⁰;
- פרופ' Damodaran אומד את פרמיית הסיכון של ישראל בכ-1.35%⁷¹.

⁶⁹ נדגיש כי "תיקון" שומר על ההנחה כי מדובר במשקיע גלובאלי. בדומה, משקיע הקונה אגרות חוב של ממשלת ישראל מהוון את התשלומים המובטחים (הגבוהים מתוחלת תזרימי המזומנים) בשיעור תשואה לפדיון (הגבוה מתוחלת התשואה הנדרשת)

⁷⁰ מקור: בלומברג, 9.12.2010.

⁷¹ http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

לאחר תיקון הבעיות בכל הנוגע להשפעת התנהגות הענף ביחס להתנהגות השוק, נאמדת תוחלת התשואה הנורמלית בממוצע בכ-13.5%, כדלקמן:

חוות דעת פינדייק	חישובנו	
3.0%	4.4% - 4.4%	ריבית חסרת סיכון (Rf)
0.88	1.25 - 1.35	β_a
7.0%	7.0% - 7.0%	פרמיית סיכון (Rm-Rf)
9.16%	13.15% - 13.85%	Ra

כפי שנדגים בנספח ג', השפעת המינוף התפעולי הגבוה בפרויקטי גז הנדונים בוועדה, בהשוואה לחברות המדגם בחוות דעת פינדייק, עשויה להגדיל את תוחלת התשואה הנדרשת בכ-2%-0.5%.

נספח ג' - השפעת המינוף התפעולי על ביטא נכסים (β_a)

חוות דעת פינדייק דגמה ארבע עשרה חברות אנרגיה הנסחרות בבורסות שונות בעולם וחישבה עבורן את ה- β_a . מדגם זה שימש בבסיס אומדן התשואה הנדרשת על ידי משקיע.

לדעתנו, אומדן זה לוקה בחסר הואיל ופרויקטי חיפוש הגז בישראל שונים ברמת המינוף התפעולי שלהן באופן מהותי מחברות המדגם, כתוצאה מהגורמים הבאים:

- פעילות חיפושי הגז בישראל נעשית במים עמוקים מאד;
- הפרויקטים צעירים ונמצאים ברובם בשלבי החיפוש (או לפחות אם היו נבחנים בשלב החלטת ההשקעה).

בכדי לבחון את השפעת המינוף התפעולי על התשואה הנדרשת ביצענו סימולציה של רגישות התשואה הנדרשת ושווי הפרויקט לשינויים במינוף תפעולי.

להלן ההנחות הבסיסיות בהן השתמשנו בסימולציה⁷²:

- הכנסות שנתיות - 1,500
- הוצאות שנתיות - 500.
- המינוף התפעולי המייצג את החברות במדגם פינדייק - 20% (ההוצאות הקבועות השנתיות נאמדות ב- 100).
- התשואה הנדרשת מפרויקט המייצג את החברות במדגם פינדייק - 9%.
- ריבית חסרת סיכון - 3%.
- הפרויקט נצחי (perpetuity).
- הנתונים במיליוני דולרים.
- החישוב מתעלם ממס חברות.

תחת הנחות אלו שוויו של פרויקט המאופיין לעיל הינו $11,111 = (1,500-500)/0.09$

להלן ניתוח השפעת המנוף התפעולי על התשואה הנדרשת ושווי החברה בסימולציה שערכנו כתוצאה מתקנון אומדני פרופסור פינדייק לרמות שונות של מנוף תפעולי.

מנוף תפעולי	20%	25%	30%	35%	40%
הכנסות	1,500	1,500	1,500	1,500	1,500
סך הוצאות	500	500	500	500	500
הוצאות קבועות	100	125	150	175	200
הוצאות משתנות	400	375	350	325	300
תשואה נדרשת	9%*	9.43%	9.90%	10.42%	11.00%
שווי החברה	11,111	10,606	10,101	9,596	9,091

* תשואה נדרשת, כפי שנאמדה בחוות דעת פינדייק.

לסיכום, התשואה הנדרשת והערכת השווי רגישים מאוד לשינויים במינוף התפעולי. בהינתן מתודולוגית חוות דעת פינדייק, התחשבות בשוני מבנה ההוצאות של פרויקטי חיפוש הגז

⁷² מבנה ההוצאות והפדיון השנתיים הוא קרוב ראשוני למבנה ההוצאות והפדיון בממוצע שנתי במאגר הגדול של 250 BCM במוצג בנספח ד' לדו"ח הביניים של הוועדה. התשואה הנדרשת והריבית חסרת הסיכון נלקחו מחוות דעת פינדייק.

בישראל ביחס לחברות במדגם פינדייק מביא להעלאת התשואה הנדרשת בין מחצית האחוז לשני אחוז.

הנחות עבודה והגדרת משתנים

- R_a^U - שיעור התשואה על נכסים ללא מנוף תפעולי (אין הוצאות קבועות, רק הוצאות משתנות). שיעור תשואה זה ישים הן להכנסות והן להוצאות המשתנות.
- R_a^L - שיעור התשואה על נכסים עם מנוף תפעולי (דהיינו יש הוצאות קבועות והוצאות משתנות)
- R_f - שיעור ריבית חסר הסיכון.
- REV - סך הכנסות שנתיות לאינסוף.
- VC - הוצאות משתנות שנתיות, לאינסוף.
- FC - הוצאות קבועות שנתיות, לאינסוף.
- TC - סך ההוצאות השנתיות, לאינסוף ($TC = FC + VC$).
- V - שווי הפרויקט.

1. אמידת R_a^L (חברות מדגם פינדייק)

- א. על סמך מדגם של חברות דומות בענף ותיקון עבור מינוף פיננסי מוצאים β_a .
- ב. על סמך מודל ה-CAPM מוצאים R_a^L . מספר זה נאמד על ידי חוות דעת פינדייק להיות 9%.

2. חישוב שווי הפרויקט, שקלול ההוצאות הקבועות

א. חישוב שווי הפרויקט לפי שיעור התשואה עם המינוף התפעולי $V = \frac{REV-TC}{R_a^L}$

ב. חישוב שקלול ההוצאות הקבועות מסך שווי הפרויקט (במונחי ערך נוכחי)

$$1 - w = \frac{-FC}{R_f / V}$$

3. מציאת R_a^U

בהינתן R_a^L, R_f , ו- $(1 - w)$ ניתן לחלץ את R_a^U בעזרת המשוואה הבאה:

$$R_a^L = w \times R_a^U + (1 - w) \times R_f$$

R_a^U שמחולץ לעיל אינו משתנה עם רמת המינוף התפעולי ולמעשה משמש עוגן לכל חישובי התשואה הנדרשת ברמות מינוף תפעולי שונות. בסימולציה שערכנו במקרה של פרויקט הבסיס כאשר מתחילים ב- R_a^L של 9%, מתקבל $R_a^U = 7.6\%$.

4. חישוב התשואה הנדרשת לרמות שונות של מנוף תפעולי {לחילופין רמות שונות של $(1-w)$ }

בהינתן R_a^U ו- R_f , יש לחשב את R_a^L עבור רמות שונות של $(1 - w)$ בעזרת המשוואה:

$$R_a^L = w \times R_a^U + (1 - w) \times R_f$$

מדיניות פיסקאלית לגז טבעי בישראל

נייר עמדה שמוגש במסגרת שימוע לוועדה לבחינת המדיניות הפיסקאלית בנושא משאבי נפט וגז טבעי

בישראל (להלן: "הוועדה")

אמיר ברנע

א. מבוא

נייר עמדה זה מוגש לוועדה במסגרת פנייתה להערות הציבור על טיוטת מסקנותיה כפי שפורסמו בחודש נובמבר 2010 (להלן: "טיטת הוועדה"). נייר העמדה נכתב על פי בקשת חברת דלק קידוחים שותפות מוגבלת ואבנר חיפושי נפט שותפות מוגבלת (להלן: "השותפויות") והוא משלים טיוטת נייר עמדה מטעמי שהוגשה לעיון הוועדה בתאריך 25.8.2010. בדומה לנייר העמדה הקודם ברצוני להדגיש שהמסקנות הכלולות בנייר עמדה זה **מייצגות את דעתי בלבד ואינן מוסכמות או מחייבות את השותפויות או מי מבעלי הרישיונות.**

לצורך הכנת נייר העמדה בוצעה על פי בקשתי, סימולציה מקיפה של השלכות המסקנות הכלולות בטיטת דו"ח הוועדה על רישיון תמר. תוצאות הסימולציה אינן עולות בקנה אחד עם הניתוח הכמותי הכלול בטיטת הוועדה. תחזית ההכנסות וההוצאות המבססת את הסימולציה לא התפרסמה בציבור ונמסרה לי תחת הצהרת סודיות, משום כך אין באפשרותי לפרט בחוות דעת זו את התוצאות המספריות של ההשוואה להוציא התייחסות מילולית כללית.

בחלק הבא ברצוני להעריך את המבנה הקונספטואלי של מרכיבי המדיניות הפיסקאלית שהציעה הוועדה בטיטה שהגישה. אח"כ אתיחס בגישה ביקורתית, לתוצאות הכמותיות שקבעה הוועדה בהקשר לתשואה למשקיע "ולחלק המדינה" לפני ואחרי אימוץ הכללים המומלצים על ידה. בחוות הדעת כלול גם דיון בנושא מימון.

לדעתי המבוססת על נימוקים המפורטים להלן, נדרשים תיקונים מהותיים במתכונת שהציעה הוועדה כדי להגשים את היעד אותו היא קבעה: "הבטחת המשך פיתוח משק הגז בד בבד עם קבלת תמורה הולמת לציבור וכל זאת תוך מתן תמריצים נאותים לעוסקים בענף". בתרגום כלכלי הכוונה בניסוח היעד היא שמשקיע הבוחר השקעת מקורות בחיפוש גז, יראה בפניו התפלגות תשואות נטו ממס ותמלוגים, שבמונחי תשואה וסיכון מצדיקים את ההשקעה.

לדעתי המתכונת שמציעה הוועדה איננה מציגה בפני המשקיע את ההתפלגות הנדרשת וזאת עקב שלש סיבות עיקריות:

- א. לשיטת "R" factor שאימצה הוועדה חסרונות מהותיים עקב אי רגישות לפריסה העתית של תזרים ההכנסות ואי כימות ההשקעה בקידוחים שכשלו.
- ב. מחיר ההון המבסס את הפרמטרים שנקבעו הוא נמוך מידי ואיננו מפצה על תשואה אלטרנטיבית שוות סיכון.

ג. הוועדה איננה מתחשבת בצורכי המימון של הענף כאשר הגיבוי למימון נקבע על ידי התזרים נטו בשנים הראשונות של הפרויקט.

אלמנטים אלה ניתנים לתיקון על ידי התייחסות לפגמי השיטה המוצעת, בחינה מחודשת של המקדמים שהוצעו ושל משמעות ביטול ניכוי האזילה על רווחיות הפרויקט ומימונו. אני מקווה שהוועדה תפעל ברוח זו.

ב. בקורת המתכונת המוצעת בטיטת דו"ח הוועדה

לא התבקשתי ואינני מתייחס לנושא לגיטימיות החלה רטרואקטיבית של הכללים החדשים על יזמים שקיבלו רישיון והשקיעו בחיפושם והפקה על סמך תנאי התמלוגים והמיסוי הקודמים. אני מניח שהשותפויות תתייחסנה לנושא זה בחוות דעת נפרדות. **לצורך חוות דעת זו אני מניח שמתכונת המדיניות הפיסקאלית שתציע הוועדה תתייחס לרישיונות חדשים או לפחות לא תחיל את השנויים במדיניות הפיסקאלית על רישיונות שבוצעו בהם השקעות על סמך תנאי הרישיון טרום פרסום טיטת דו"ח הוועדה.**

ברצוני לציין שנכון עשתה הוועדה שנמנעה משינוי תנאי התמלוגים ומיקדה את השינוי הפיסקאלי בהיטל על רווח עודף. אוסיף שמדינות רבות נמנעות מהטלת תמלוגים, למשל אנגליה, עקב השפעתם הכלכלית השלילית על כדאיות חיפושם, הפקה ויכולת מימון פרויקטים בענף. בניתוח כלכלי, לתמלוגים המשולמים כאחוז מההכנסות ברוטו בלי קשר לרווחיות, השפעה מהותית על רווחיות הפרויקט ועל הסיכון הנלקח על ידי היזם. ואמנם במדינות אלה עיקר או כל "חלק המדינה" (Government Take) להלן: "GT") נובע ממיסוי רווח עודף ולא מתמלוגים. אוסיף שעל פי המלצות הוועדה "חלק המדינה" שנובע מתמלוגים הוא עדיין בשיעור מהותי.

להלן בקורת על סעיפים בטיטת דוח הוועדה כדלקמן:

א. שיטת "R" factor

ב. קביעת מחיר ההון

ג. ביטול ניכוי אזילה

שיטת "R" factor ברישיון מגודר (fenced)

לשיטת "R" factor יתרונות וחסרונות. היתרונות הם פשטות הפעלה וכוונה ליצור מצב בו ההיטל יופעל רק על רווח עודף (מעל הנורמלי), כאשר רווח נורמלי ממוסה בשיעורי מס רגילים מלבד תמלוגים בשיעור שנקבע. חסרונות השיטה הם:

א. השיטה איננה מבטיחה שימור רווח נורמלי לפני שחל ההיטל זאת משום:

(1) השיטה לא רגישה לפריסה העתית של ההכנסות וההוצאות כך שאפשר שהשיטה תחייב שותפות בהיטל למרות שהתשואה שהתקבלה היא נמוכה מהנדרשת (מתחת לנורמלית) עקב פריסה ממושכת של ההכנסות.

(2) בטיטת דוח הוועדה מופעלת השיטה רק על קידוח שהצליח (מגודר) ואיננה לוקחת בחשבון קידוחים (רישיונות) שנכשלו אלא במקדם שרירותי של 50% מהוצאות החיפוש (כפוף

למגבלות¹). מכאן שאפשרי חיוב בהיטל למרות שהיזם (השותפות) כלל לא הרוויח עקב השקעות בקדוחים שנכשלו שקיזזו את הרווח מפרויקט שצלח.

- ב. השיטה מתעלמת מהוצאות תקורה ברמת החברה היזמית שלא הועברו לקידוחים המגודרים.
- ג. הפעלת השיטה תלויה במיון שרירותי של הוצאות תפעול והוצאות ההון שנקבע על פי המועד בו החלה ההפקה. כאשר חלק מההוצאה נצבר, חלק מופחת באופן שוטף וחלק מופחת על פי לוח פחת.

מונחת לפני חוות דעתו של פרופ' Pindyck שאפשר לפרשה כביקורת על דרך הפעלת שיטת "R" factor על ידי הוועדה. לגבי פריסה עתית קובע פרופ' Pindyck (ראה סעיפים 45,46 בחוות דעתו) כי "In each year, the realized rate of return is calculated based on the cumulative cash flows earned by the project to date. Once the realized return reaches some threshold, say 9% the profit tax begins the following year".

השיטה שהוא מציע מכונה שיטת "ROR" והיא שונה משיטת "R" factor שמציעה הוועדה בכך שניתן בה ביטוי לפריסה העתית של תזרים המזומנים, כלומר מובטח מינימום תשואה לפני שמוחל ההיטל. פרופ' Pindyck מתייחס גם להשקעה בקידוחים יבשים ושקלולה בחישוב התשואה זאת על ידי "ניפוח" ההשקעה בקידוח מצליח על ידי חלוקת ההשקעה בקידוח בהסתברות לתגלית מסחרית. כלומר אם ההסתברות לתגלית מסחרית היא 1/2 יוכפל סכום ההשקעה בקידוח מצליח לצורך חישוב התשואה הנורמלית (ראה סעיף 47 בחוות דעתו).

מכאן ששימוש בתשואה נורמטיבית של 8-10% לקידוח מצליח אשר לאחר השגתו מופעל ההיטל, איננו מספיק ואיננו נכון כלכלית. מונחת בפני חוות דעת משרד פרופ' סוארי המוגשת לוועדה ומבקרת כמותית את דרך חישוב מקדמי הסיכון בחוות דעת Pindyck ואת התשואה הנדרשת. חוות דעת סוארי כוללת נתונים על שיעורי תשואה בקידוחי גז שהם גבוהים בהרבה משיעור התשואה בחוות דעת Pindyck. אני מניח ששיעור התשואה בתחום 8-10% מבסס את המקדם "R" factor של 1.5 שקבעה הוועדה ושיעור תשואה של 15-16% מבסס את המקדם "R" factor של 2.3 אשר ממנו מוטל היטל מקסימלי של 60%. מקדמים אלה אינם מפצים את היזם בתשואה נורמטיבית והם סותרים את גישתה הקונספטואלית של הוועדה ואת חוות דעת Pindyck עליה היא נשענת.

קביעת מחיר ההון

ניתוח מפורט של מחיר ההון הנדרש כלול כאמור בחוות דעת משרד פרופ' סוארי. ברצוני להשלים את הניתוח שם בכמה נקודות מבט נוספות:

פרופ' Pindyck מחווה דעתו שמחיר ההון הראוי בקידוחי נפט או גז בישראל הוא בתחום 8-10%. חוות דעתו מסתמכת על מודל מימוני לפיו מרכיב הסיכון המתומחר הוא רק סיכון שיטתי. לפי מודל זה רמת

¹ תוספת 50% להוצאות החיפוש (תחת מגבלה שלא יעברו 10% מסך ההוצאה), מיועדת על-פי הוועדה, לפצות על "סיכון גבוה". לעניות דעתי ראוי שרמת הסיכון תשתקף במחיר ההון בו מהוון התזרים בשלב החיפוש (ראה חוות דעת Pindyck), בעוד ש"ניפוח" ההשקעה צריך לשקף את הסתברות מציאת קידוח מניב. אינני רואה איך יוגשם הליך זה במקדם שבחורה הוועדה (50% תחת מגבלות 10%).

הסיכון המתמחר בקידוחי נפט או גז איננה גבוהה כי הסיכון הכרוך בהליך החיפוש והשינוע הוא בר פיזור (Diversifiable). חוות הדעת איננה מתייחסת למגבלות פיזור סיכון בשוק הישראלי בו פועלים בעלי שליטה שלהם השקעות ממוקדות.

הסתברות אי גילוי נלקחת בחשבון כאמור, על ידי "ניפוח" סכום ההשקעה. אינני בטוח שדרך זו היא מעשית וברת ביצוע כחלק מחוקי המס. ואמנם המחוקק בארץ עקף את אלמנט ההסתברות על ידי הטבות מס כגון ניכוי אזילה, פחת מואץ וניכוי מיידי של הוצאות החיפוש בתקווה שהטבות אלה מעלות את התשואה שתתקבל בקידוח מצליח אשר תקזז את ההפסד בקידוח יבש.

ניכוי אזילה

אציין בתחילת הדברים שאני מסכים עם ניתוח הוועדה שניכוי האזילה מהווה הטבת מס ייחודית לענף חיפושי נפט או גז כפי שפטור ממס שניתן למפעלים מאושרים מהווה הטבת מס ייחודית לסקטור זה. ניכוי אזילה לא הומצא בישראל והוא נהוג במספר רב של מדינות כולל ספרד, צרפת, יפן, פרגוואי, טורקיה ועוד. הטבת מס זו נועדה לעודד חיפושים והפקה של נפט או גז ולהקל על מימונה הפיננסי. אני מניח שמה שהשפיע על קביעת הטבת המס בישראל היה הצורך לעידוד חיפוש כאשר סיכויי איתור נפט או גז נראו נמוכים. אפשר לפרש את ניכוי האזילה כפיצוי עקיף לזימים על השקעה בקידוחים יבשים או כאמצעי פיסקאלי להקל על הזימים להשיג מימון חיצוני זאת משום השפעת הניכוי על תזרים המזומן המגבה החזר חוב.

יש לשקול כנהוג במדינות אחרות, לתת פיצוי חלקי לזימים על ידי הכרה מיידי למס בהוצאות פיתוח המאפשרת דחיית תשלומי המס (לא ביטולם). הכרה מיידי בהוצאות הון מוכרת בעולם והיא מקלה על יכולת חברות בענף לגייס מימון בנקאי במחירים סבירים. אוסיף שפחת מואץ הוא אמצעי מוכר לעידוד השקעות הון. במדינות כמו אנגליה נקבע שכאשר הפחת לא נוצל במלואו בשנה מסוימת, יתרת הפחת מועברת לשנה שלאחר מכן תוך שהיא מוגדלת ב-6% לשנה (עד 6 שנים), תקופה החופפת את פריסת המימון. הטבה זו מקלה על השגת מימון לפרויקט (ראה להלן).

ג. סיכום ביניים

1. חישובי הוועדה לגבי "R" factor ומחיר ההון אינם מתחשבים בעלות קידוחים יבשים ובפריסה העתית של ההכנסות וההוצאות. מוצע לבחון מחדש יישום של שיטת ROR שאיננה תלויה בפריסה וכן לשקלל מחיר הון ראוי שמתייחס נכון לסיכון הכרוך בקידוחי מים עמוקים בישראל, ומשקלל על ידי קביעת סכום ההשקעה, את סיכוי הגילוי.
2. לביטול ניכוי האזילה השלכות על יכולת השגת מימון לפרויקט גז. הוועדה איננה פותרת את שאלת המימון שהיא קריטית לרציפות החיפושים וההשקעה במתקני הפקה ושינוע.

ד. בחינה כמותית של השפעת המלצות הוועדה על רווחיות קידוחי תמר וים תטיס

על פי בקשתי בוצעו שורה של סימולציות מפורטות של פרויקט תמר תחת המשטר הפיסקאלי המוצע על ידי הוועדה. הסימולציות נערכו על יסוד תקציב ההוצאות ולוחות הזמנים של הפרויקט הידועים היום,

אשר חלקם אינם סופיים, ונלקח בחשבון (בהרצות נפרדות) טווח של כמויות מכירה וטווח של מחירי תפוקה. בנוסף, הורצו גם תרחישים הכוללים חריגות (עד שנה) בלוחות הזמנים ובתקציב (עד 20%). התשואה למשקיע כאשר מיישמים הנחות אלה, הינה נמוכה משמעותית מזו המוצגת בטיוט דו"ח הוועדה.

בסימולציות מתקבל שמנגנון ההיטל שמציעה הוועדה מחיל היטל גם כאשר תשואת הפרויקט נמוכה מהתשואה הנורמטיבית, למשל כאשר מתממשת דחייה בלוחות הזמנים. השותפויות לא התירו לי לפרסם את הסימולציות אלא כמסמך פנימי עליו יחולו תנאי סודיות מסחרית. ניתן יהיה להגיש מסמך זה לוועדה אם תבקש, במגבלות של שמירת סודיות.

כאמור תוצאות הסימולציה מראות פער בין לתשואה ליזם שמציגה הוועדה. הסיבות לפער הן בין היתר אלה:

- א. התחשבות באפשרות לסטייה בעלויות הקמה ובלוחות זמנים.
- ב. מיתון התחזיות לגבי עלית מחיר הנפט ושיעורי האינפלציה.
- ג. מיתון הגידול בתפוקה עקב מגבלות טכניות ביחס לכמויות המכירה הנובעות מהסכמים עם לקוחות שאינם צורכים כמויות מקסימאליות לאורך היממה וכפופים להסדרי Take or Pay.
- ד. פער בעלויות החיפוש המוכרות לחישוב.
- ה. התייחסות להסדרי המס המחייבים חלוקת רווחים שנתית שוטפת כאשר המס המוטל מפחית את התשואה למשקיע.
- ו. תוספת השקעות שנדרשות להחלפת מערכות ההפקה והשינוע אשר לא נלקחה בחשבון על ידי הוועדה.
- ז. התייחסות הוועדה ל"תמלוגי על" כחלק מהרווח ולא כהוצאה שוטפת של המיזם. ראה פרוט בנושא זה להלן.

בסימולציה שערכתי לגבי קידוח תמר בהנחות שנראות לי סבירות, לא הצלחתי לקבל את שיעורי התשואה להם הגיעה הוועדה שהם כ- 10% ב- "R" factor של 1.5 ושל כ- 16% ב- "R" factor של 2.3. **התוצאות שהתקבלו בסימולציה הן נמוכות בהרבה.** אוסיף שכפי שנקבע בחוות דעת משרד פרופ' סוארי המסתמך על דוחות Wood Mackenzie ו-Goldman Sachs, שיעורי התשואה למשקיע בקידוחי גז גבוהים בהרבה משיעורי התשואה הנורמטיביים שקבעה הוועדה. כלומר, הוועדה קבעה שיעורים נורמטיביים נמוכים מהראויים לקידוחי גז שאף הם אינם ניתנים להשגה בהנחות סבירות לגבי התזרים העתידי.

ה. מימון

קיבלתי כמצג שבמהלך המו"מ עם בנקים מממנים נקבעו לפרויקט תמר מקדמי המימון הבאים:

תקופת פירעון 8-10 שנים (מח"מ 5-6 שנים)

יחס כיסוי שנתי (coverage) 1.5 (יחס בין התזרים השנתי לסכום הנדרש באותה שנה לשירות החוב)

נתייחס לפרויקט תמר כפרויקט תשתית ונשווה לפרויקטים בתחום התשתיות שמומנו על ידי המערכת הפיננסית, למשל פרויקט חוצה ישראל. בפרויקט חוצה ישראל התקיימו האפיונים הבאים:

א. רשת ביטחון ממשלתית על היקפי התנועה שהבטיחה זרם הכנסות מינימלי.

ב. סיכונים נמוכים בשלב הסלילה עקב שימוש בטכנולוגיה מוכרת.

לאור אפיונים אלה מומן הפרויקט ב- 90% על ידי חוב ו- 10% על ידי הון עצמי כשהיקף ההון העצמי הוא כ- 130 מליון דולר בלבד. לפרויקט תמר אין רשת ביטחון ממשלתית ומה שמחליף אותה הם הסכמי מכירה שמתוכם הכמות הרלבנטית המגבה מימון בנקאי היא הכמות שהלקוח (לקוחות מדורגים בלבד) מתחייב לרכוש (Take or Pay) במחירי מינימום. שוק הגז עדיין איננו מפותח והסיכונים הטכנולוגיים לשלב ההפקה והשינוע הם גבוהים.

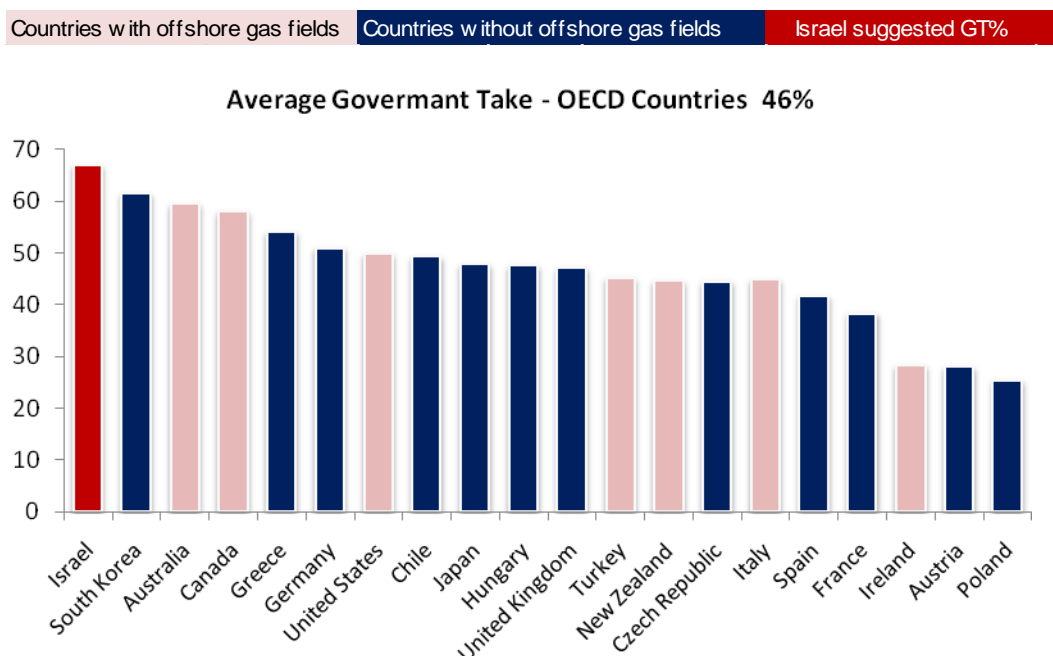
לאור זאת ובניתוח כמותי מפורט, נראה שגם לפני מסקנות הוועדה היה קושי במימון הפרויקט והיזמים נדרשו לשיעורי הון עצמי החורגים מהותית מן המקובל. הפעלת המלצות הוועדה על פי הטיטה, מקשה על יכולת השגת מימון עקב הסיבות הבאות: אי הוודאות הפיסקאלית שמשפיעה על תחזית ההכנסות, השלכות יישום ההמלצות על התזרים שמושפע מביטול ניכוי האזילה והפעלת ההיטל ופגיעת ההמלצות בשווי הפרויקט (לפי חישובי הוועדה פוחת שווי הפרויקט לזים בכ- 60%) שמגבה מימון בשיטת Reserve Base Landing (RBL). בשיטה זו לוקח המממן בחשבון את שווי הפרויקט בתום תקופת החזר החוב כבסיס למימון מחדש של החוב שנפרע. מכאן שיישום המלצות הוועדה יקשה על קבלת מסגרת מימון הולמת בלוחות הזמנים שתוכננו.

ו. המלצות לתיקונים בדו"ח הוועדה

1. להציע המרה של שיטת "R" factor בשיטת ROR תוך לקיחה בחשבון של מחיר הון הולם שמתייחס לסיכון הישראלי הכרוך בקידוחי ים עמוקים.
2. להציע מתכונת התייחסות להסתברות הגילוי בקביעת סכומי ההשקעה שנלקחים בחשבון בשיטות "R" factor או ROR כפי שמציע Pindyck.
3. אם לא תתקבל דעתי, ולא יוסכם להמיר את השיטה על אף חסרונותיה, יהיה צורך לקבוע מחדש מקדמי "R" factor שישקפו את מחיר ההון הראוי ואת ההסתברות לגילוי כאמור לעיל.
4. אני מציע לוועדה לבחון הטבות מס שתורמות להשגת שיעור התשואה הנורמטיבי. הטבות אלה הן:
 - א. הכרה בפחת מואץ תוך מתן אפשרות להעברת הפסד בין השנים (Carry forward)
 - ב. הכרה בשיעורי פחת עולים בשנים המאוחרות כמותרים בניכוי כאשר בשנים הראשונות אין לשותפות הכנסה חייבת. שיטה זו אומצה באנגליה שבה כל GT נובע ממיסוי רווחי יתר.
5. אוסיף שראוי שהוועדה תבחן מחדש את שיעור ה-GT שנגזר מהמלצותיה בתרחישים שונים בהם מתקבל שיעור GT לא סביר שפוגע בכדאיות החיפוש וההפקה. נמסר לי כי בעניין זה הוגשו לוועדה חוות דעת מפורטות.

בחינת מדינות השוואה לישראל

במסמך שלהלן, בחנו את שיעור תקבולי הממשלה (GT - Government Take) הראוי למדינת ישראל, וזאת תוך התייחסות למאפייניה הייחודים של המדינה ותוך מתן דגש לסבירות ה-GT שנתקבל בהשוואה למדינות OECD שונות. כפי שיתואר להלן, בחינת שיעור ה-GT הראוי התבססה על מספר מתודולוגיות שונות כאשר מהמסקנות של כל אחת ניתן ללמוד כי שיעור ה-GT המשקף את תנאיה הייחודים של מדינת ישראל נע בין 38% ל-43%. ניתן לראות כי השיעור הממוצע במדינות ה-OECD¹ אשר ברובן בעלות משק מפותח בהרבה מזה של ישראל הינו כ-46%.



ראשית בחנו את מידת ההתאמה של מדינות השוואה שנבחרו בדו"ח הוועדה (בנספח - דו"ח ג'ונסטון²) תוך בחינת התאמתן לקריטריונים אשר עמדו בבסיס מינוי הוועדה. **שנית**, הצגנו ויישמנו מתודולוגיית סינון והשוואה, אשר מטרתה לייחד ולמקד את קבוצת המדינות ההשוואתית הרלוונטית לישראל, בהתאם לקריטריונים אשר עומדים בפני הוועדה ותוך בחינת הפרמטרים הרלוונטיים במשק הגז. **שלישית**, בחנו את רכיבי המשטר הפיסקאלי בכל אחת ממדינות השוואה שנבחרו וכתוצאה קבענו את שיעור ה-GT הרלוונטי לישראל. בנוסף, בחנו את סבירות ה-GT שנתקבל בהשוואה למדינות OECD שונות, בהתחשב במאפייני ואופי פעילות הגז בכל אחת מהמדינות. **לבסוף** לקחנו מדינה לדוגמא, בריטניה, וניתחו את

¹ כל ההנחות לגבי חישוב ה-GT בפרק זה התקבלו מ-IHS CERA בדצמבר 2010.
² 15 November 2010, Israel Hydrocarbon Fiscal Analysis and Commentary, Daniel Johnston

המדיניות הפיסקאלית המונהגת בה.

הבחינות נעשו תוך מתן דגש להבדל בין פעילות חיפוש והפקה של נפט למול גז טבעי וההבדל שבין חיפוש ביבשה למול חיפוש במים רדודים ומים עמוקים. כפי שיתואר בפרק האחרון, המדיניות הפיסקאלית של 5 מתוך 10 מדינות OECD שהן בעלות משאבי גז טבעי או נפט מבחינה בין סוג המשאב ומיקומו.

לו היו מקורות אין סופיים לחיפוש והפקה של משאבי טבע, היו כל האזורים בעלי פוטנציאל למשאב טבע מפותחים בו זמנית. אולם תחום חיפושי משאבי הטבע, לרבות גז טבעי, אינו נהנה ממקורות לא מוגבלים. השדות השונים מתחרים על המימון והמימונות הקיימים בשוק העולמי. כדי להבטיח את האטרקטיביות של השדות בישראל, יש לנתח את המקובל במדינות דומות שכן מדינות אלה אינן רק דוגמא להתמודדות עם סוגיות דומות אלא גם מידע לגבי מדינות המתחרות עם מדינת ישראל על חברות חיפוש וגורמים מממנים. הניתוח האמור לעיל יתייחס למדינות השונות תוך **התעלמות** ממצבה המיוחד של ישראל אשר, הלכה למעשה, אינו מציב אותה בעמדה תחרותית שווה מול מדינות העולם (שכן חברות רבות אינן רוצות לעסוק בתחום חיפושי הגז בישראל, בין היתר מחשש מהתגובה בעולם הערבי-מוסלמי).

שימוש בניתוח השוואתי בתחום המדיניות הפיסקאלית של משאבי טבע בכלל וגז טבעי בפרט, חייב להיעשות תוך בחירת בסיס השוואה נכון. בסיס השוואה חשוב מכיוון ששיעור תקבולי הממשלה (GT - Government Take) כשלעצמו אינו אינדיקטור בודד לאטרקטיביות של אזור עבור משקיעים. כתב המינוי של הוועדה זיהה זאת והחריג ממדינות ההתייחסות מדינות בעלות משטרים שונים משל ישראל. ואכן מדינות שאינן דמוקרטיות מתאפיינות לרוב במערך פיסקאלי חוזי, השונה בתכלית מהמערך הפיסקאלי של רישיונות / מיסוי המאפיין את מרבית המדינות המערביות - דמוקרטיות. אולם לא רק סוג המשטר וסוג המערכת הפיסקאלית מייצר שינוי אלא גם הפרמטרים של תחום הגז השונים המאפיינים את המדינה: התנאים הגיאולוגיים פיסיים וגיאופוליטיים במדינה וכן בשלות התפתחות משק הגז בה.

יש לזכור כי שינוי של מדיניות פיסקאלית יכול להזיק להתפתחות המשק ולגרום לפגיעה אף בצרכן הסופי (לרבות; עלייה במחיר החשמל, עיכוב במעבר לשימוש בגז טבעי, פגיעה בהקטנת זיהום האוויר ועוד) יש לציין כי הוועדה לא ניתחה את ההשפעות על המשק, בניגוד למחלקת המחקר של הכנסת, אשר בדוח "ניתוח חלק הממשלה מהכנסות נפט וגז בישראל ובמדינות שונות" (בעמוד 46 לו), נתנה את הדעת (ובהרחבה) לשיקולים אלה, כפי שיפורט להלן:

- שינוי התמלוגים או המיסים עשוי לגרום לחוסר יציבות פיסקאלית ולהרחיק משקיעים זרים;
- בשל המצב הגיאו-פוליטי, החברות הגדולות בתחום נמנעות מהשתתפות בקידוחים בארץ. העלאת תמלוגים עשויה להביא להחמרת המצב;
- שוק הגז בישראל הוא ראשוני ויש בו שני ספקים בלבד. העלאת התמלוגים או המיסוי עשויה להתגלגל בחלקה אל הלקוחות (בעיקר חברות לייצור חשמל ומפעלי תעשייה) ולכלל הציבור הישראלי;
- חלק ממשלה נמוך יחסית עשוי להביא להשקעות רבות יותר, וכך – ייתכן שעדיף שיעור חלק ממשלה נמוך מהכנסות גבוהות על-פני שיעור חלק ממשלה גבוה מהכנסות נמוכות;
- העלאת תמלוגים על הפקה מקומית של גז טבעי עשויה להקטין את הכדאיות הכלכלית של היצרנים המקומיים הקיימים והעתידיים בתחרות מול ספקים זרים (כיום חברת EMG);

- המעבר לשימוש בגז טבעי מביא לחיסכון ניכר למשק ולהקטנת זיהום האוויר. העלאת תמלוגים או מיסוי עשייה לעכב תהליך זה ולהקטין את הפירות הכלכליים והסביבתיים למשק.

1. קבוצת הייחוס בדוח ג'ונסטון אינה רלבנטית לישראל ולכתב המינורי שניתן לועדה

דוח הוועדה (בעמוד 66 לו) מתבסס על GT "ראוי" שחולץ מדוח ג'ונסטון מתוך ראייה השוואתית - אך סלקטיבית ביותר.

דוח ג'ונסטון (בעמוד 15 לו) משווה את שיעורי ה-GT במדינות שונות ואת שיעור השתתפות המדינה בהן. קבוצת ההשוואה המוצעת בדוח ג'ונסטון אינה רלבנטית, חורגת את מנדט הוועדה ומתעלמת מהבדלים מהותיים בין מדינות שונות. לפיכך, רואים אנו להציע מודל מעט שונה לאיתור קבוצת ההשוואה ההולמת לישראל, כדלקמן:

בניתוח ראשוני, הסרנו מקבוצת ההשוואה את המדינות אשר אינן בעלות משטר R/T (יפורט בהמשך) ותקננו את שיעור ה-GT במדינות אשר הממשלה משתתפת בסיכון. כך למשל שיעור ה-GT בנורווגיה אשר מוצג כ-70% הינו בפועל כ-30% בשל השתתפות הממשלה בהשקעה בפרויקטים. יתר על כן, כפי שצויין אף בדוח ג'ונסטון, בקידוחים יבשים מחזירה הממשלה הנורווגית למעלה מ-70% מהוצאות הקידוח.

לאחר התקנון, כפי שנראה להלן, שיעור ה-GT הממוצע במדינות בעלות משטר זהה לישראל הינו כ-42%.

Government Take %



לצורך קביעת שיעור ה-GT הרלוונטי לישראל גיונסטון בחר קבוצת ייחוס של 16 מדינות. המדינות הנמנות על קבוצת הייחוס נבחרו בהתאם למאפיינים גיאולוגיים המדמים (לכאורה) את המצב בישראל, ועל כן מתאימות (גם כן לכאורה) להשוואה לישראל. דא עקא, שמרביתן של **מדינות אלה אינן בנות השוואה לישראל, וזאת לפי שאינן עומדות בקריטריוני הוועדה מבחינת מאפיינים דמוקרטיים או כלכליים, ואינן תואמות את המשטר הפיסקאלי המונהג (או הנדרש) בישראל.**

הטבלה שלהלן מרכזת את המדינות שנבחרו לקבוצת הייחוס בדוח גיונסטון לשיקוף ממוצע ה-GT "הראוי" למדינת ישראל. מטבלה זו עולה, כי נורווגיה, אוסטרליה, בריטניה, גאנה ונמיביה הן המדינות היחידות - מתוך קבוצת הייחוס - הן נוהג משטר המבוסס על מס ותמלוגים בדומה לישראל. כמו כן,

המדינות היחידות מבין החברות בקבוצת הייחוס שמאפייניהן הדמוקרטיים והכלכליים דומים לאלו של ישראל - ולפיכך ניתנות להשוואה לה - הינן נורווגיה, אוסטרליה ובריטניה (אף כי ההשוואה עם נורווגיה מוקשה, כמפורט לעיל). זאת ועוד: ההשוואה של ג'ונסטון משמיטה באופן לא-מוסבר מדינות OECD אחרות בעלות פרופיל פוליטי וכלכלי קרוב לזה של ישראל (ולפיכך מצדיק - שלא לומר מחייב - את הכללתן בקבוצת הייחוס).

כפי שניתן לראות מהטבלה שלהלן, רק 3 מתוך 16 המדינות אשר נבחנו הינן מדינות OECD בעלות משטר R/T.

1 COUNTRY	2 TYPE	3 Fiscal Regime	4	5	6	7	
			ACREAGE TOTAL	SEISMIC 2D + 3D	EXPLOR. WELLS TOTAL	OFFSHORE PP RESERVES	
						Gas, O&G Fields	Gas Fields Only
Israel	OECD	R/T					
Norway	OECD	R/T					
Australia	OECD	R/T					
United Kingdom	OECD	R/T					
Indonesia	NON-OECD	PSC					
Libya	NON-OECD	PSC					
Colombia	NON-OECD	PSC					
Egypt	NON-OECD	PSC					
Nigeria	NON-OECD	PSC					
Ghana	NON-OECD	R/T					
Namibia	NON-OECD	R/T					
Pakistan	NON-OECD	PSC					
Mauritania	NON-OECD	PSC					
Turkmenistan	NON-OECD	PSC					
Bangladesh	NON-OECD	PSC					
Cambodia	NON-OECD	PSC					
Syria	NON-OECD	PSC					

2. מתודולוגיית בחירת קבוצת ההשוואה המתאימה

הועדה לבחינת המדיניות הפיסקאלית בנושא משאבי נפט וגז התבקשה, בין היתר:

"לבחון את המערכת הפיסקאלית הנהוגה בישראל כיום בנוגע למשאבי נפט וגז על כלל מרכיביה, תוך השוואה למדינות בעלות מאפיינים מקרו-כלכליים ודמוקרטיים דומים, תוך התחשבות בתנאים הכלכליים והגיאופוליטיים המיוחדים לישראל".

הוועדה לא נתנה דעתה להבדלים (המהותיים) שבין פרויקטי גז טבעי ובין פרויקטי נפט, בין פרויקטי יבשה (או פרויקטים במים רדודים) לבין פרויקטים במים עמוקים, בין שווקים עתירי קיבולת לבין שווקים "בתוליים", בין מדינות עתירות תשתיות לבין מדינות שתשתיותיהן עודן בשלבי הקמה ראשוניים, ועוד כהנה וכהנה פרמטרים חיוניים להשוואה. על חשיבות ההתחייסות לפרמטרים אלה (ואחרים) עמדה גם מחלקת המחקר של הכנסת (בעמוד 37 למחקרה):

"בהשוואה בין-לאומית של נתח הממשלה מהכנסות נפט וגז טבעי יש לקחת בחשבון כמה משתנים, לרבות:

המשטר הפיסקאלי, אופי הקידוח: כמו נפט או גז טבעי, קידוח ביבשה או בים, קידוח במים רדודים לעומת מים עמוקים, שוק יעד: קיומו של שוק יעד זמין עשוי להשפיע על הכדאיות הכלכלית של הפרויקט. שלב התפתחות המשק: ככל שהתעשייה בוגרת יותר כן קיים יותר ידע וניסיון ורמת הסיכון ליזמים יורדת"

לנוכח האמור לעיל, ובשים לב לחריגת הוועדה מהמנדט ההשוואתי שנמסר לה, מבקשים אנו להציג להלן מתודולוגיה לבחירת המדינות הרלבנטיות לשמש בקבוצת הייחוס של ישראל. מתודולוגיית בחירת קבוצת ההשוואה (המוצעת להלן) מבוססת על סינון הדרגתי של מדינות כמבואר בתרשים שלהלן:



2.1. מאפיינים דמוקרטיים וכלכליים

2.1.1. משטר פוליטי - מדינות ה-OECD

בכדי לעמוד בדרישות הוועדה ולבחון את המדינות הפיסקאלית במדינות בעלות מאפיינים דמוקרטיים ומאקרו כלכליים הדומים לאלו של ישראל יש לבחון את המדינות החברות ב-OECD. השוואה בין ישראל למדינות אשר אינן חברות ב-OECD אינה נכונה מכיוון שאינה משקפת את השלטון הדמוקרטי של ישראל ולא את המאפיינים המאקרו כלכליים של המדינה ולפיכך אינה עונה על דרישות כתב המינוי של הוועדה.

2.1.2. המשטר הרגולטורי בקשר עם משאבי גז ונפט

בתהליך בניית המדיניות הפיסקאלית לתחום הנפט והגז הטבעי, הממשלה מציעה לרוב למגזר הפרטי ליטול חלק בסיכונים ובסיכויים באמצעות הסכם מראש לגבי הקצאת הסיכונים והסיכויים בין הצדדים. שתי השיטות הנפוצות בעולם להקצאת הסיכויים/סיכונים כוללות את שיטת הזיכיונות אשר מיושמת לרוב באמצעות מנגנון ה- "Royalty/Tax" ושיטת ההסכמים אשר לרוב מיושמת באמצעות מנגנון חלוקת רווחים וידועה בשם Production Sharing Contracts (PSC). שתי השיטות שונות מהותית באופן הקצאת הסיכון והסיכוי בין הצדדים, ולרוב במסגרת החוזית קיים מרכיב משמעותי יותר של השתתפות המדינה בתחילת הדרך בפרט ובמהלך הפרויקט בכלל.

לצורך השוואה של מערכות פיסקאליות בין מדינות שונות ושיעורי תקבולי הממשלה מפרויקטי גז טבעי ונפט יש להביא בחשבון את השיטה הנהוגה באותן מדינות. שהרי, אין מדינות בהן נוהג משטר הסכמי (PSC), בהן נוטלת על עצמה המדינה סיכונים מרובים יותר, כמדינות בהן נוהג משטר רישונות.

הטבלה שלהלן מרכזת את כל מדינות ה-OECD אשר מתאפיינות בתנאים דמוקרטיים ומאקרו כלכליים כשל ישראל, וממנה עולה, כי כל מדינות ה-OECD זולת צ'ילה מיישמות את מנגנון ה-Royalty/Tax. חלוקה זו מתיישבת עם ההיגיון הכלכלי, שכן מדינות OECD יציבות יותר ולכן הצורך שלהן בהסכם חוזי עם יזמי הנפט והגז הטבעי אשר מבטיח יציבות פיסקאלית - פוחת.

COUNTRY	Fiscal Regime	TYPE	COUNTRY	Fiscal Regime	TYPE
Israel	R/T	OECD			
Norway	R/T	OECD	Belgium	R/T	OECD
Australia	R/T	OECD	Chile	PSC	OECD
United Kingdom	R/T	OECD	Czech Republic	R/T	OECD
United States	R/T	OECD	Finland	R/T	OECD
New Zealand	R/T	OECD	Greece	R/T	OECD
Canada	R/T	OECD	Hungary	R/T	OECD
Turkey	R/T	OECD	Iceland	R/T	OECD
Denmark	R/T	OECD	Luxembourg	R/T	OECD
South Korea	R/T	OECD	Mexico	R/T	OECD
Netherlands	R/T	OECD	Poland	R/T	OECD
Italy	R/T	OECD	Slovakia	R/T	OECD
Ireland	R/T	OECD	Slovenia	R/T	OECD
Portugal	R/T	OECD	Spain	R/T	OECD
Japan	R/T	OECD	Sweden	R/T	OECD
Germany	R/T	OECD	Switzerland	R/T	OECD
France	R/T	OECD	Austria	R/T	OECD

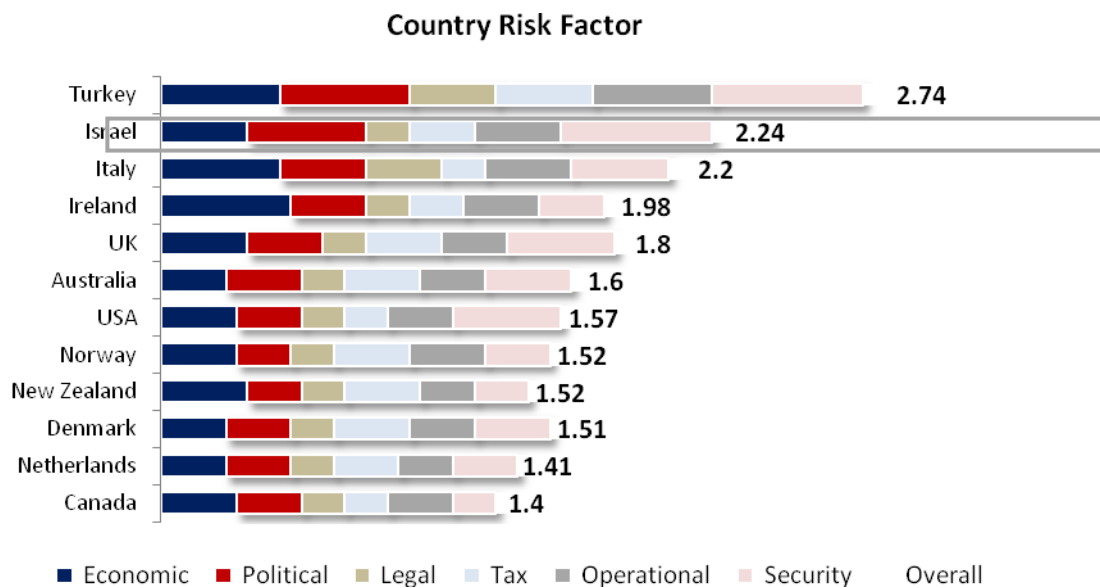
כפי שצוין לעיל, כאשר נבחן את שיעור ה-GT בכלל מדינות ה-OECD, נראה כי השיעור הממוצע הינו כ-

46%

2.1.3. התחשבות בסיכוני שוק

על מנת לבחון את סיכון השוק והמצב הפוליטי בישראל, בהתאם למנדט הוועדה, שומה עלינו

לבחון את פרופיל הסיכון הפוליטי והמאקרו כלכלי במדינות ה-OECD בנות השוואה. פרופיל הסיכון נבחן על גבי סקאלה שבין 1-5 (כאשר 5 משקף את הסיכון הגבוה ביותר)³. ניתוח הסיכונים התבסס על בחינת המצב הפוליטי במדינה, תחזית מאקרו-כלכלית, מערכת המיסוי והמשפט במדינה, מערך התשתיות והמצב ביטחוני. מהשוואה זו ניתן לראות כי המדינות בעלות פרופיל סיכון כולל דומה לזה של ישראל כוללות את איטליה ואירלנד (סיכון יותר נמוך) וטורקיה (סיכון יותר גבוה). כפי שיתואר להלן, המאפיינים הגיאולוגיים של איטליה ואירלנד דומים יותר לאלו של ישראל.



2.2 מאפיינים גיאולוגיים⁴

חשוב לציין, כי נורווגיה נכללת בפרק זה לצורך השוואה ראשונית, הגם שהיא אינה בת השוואה לישראל (בראש ובראשונה וכאמור מכיוון שאינה משתתפת בסיכוני היזמים).

2.2.1 מדינות בעלות פרוספקטים של גז טבעי offshore

כפי שניתן לראות מהתרשים שלהלן, תחת הסינון הראשוני של המאפיינים הגיאולוגיים הסרנו מההשוואה את כל המדינות אשר אין בהן שטח לחיפוש גז או נפט (Total Acherage). לאחר מכן, הוסרו מההשוואה המדינות אשר לא מתקיימים בהם סקרים סיסמיים ומדינות ללא קידוחי אקספלורציה. לסיום הוסרו גם המדינות אשר אין בשטחן מאגרים גז או נפט offshore מוכחים. סינון זה מאפשר זיהוי ראשוני של מדינות בעלות תנאים גיאולוגיים המדמים את אלו של ישראל - מדינה בעלת תגליות גז offshore במים עמוקים.

מקור: IHS Global Insight.

כל הנתונים בתת פרק מבוססים על נתונים אשר התקבלו מ-IHS CERA בדצמבר 2010 ומתייחסים לפרויקטים במים עמוקים offshore, אלא אם צוין אחרת.

לאחר שלושת שלבי הסינון הנ"ל נמצאנו, **כי מתוך 33 מדינות OECD, ל-16 כלל אין שטח לחיפוש נפט או גז, ול-19 אין מאגרים מוכחים** (ולפיכך אינן בנות השוואה לישראל). המדינות בעלות מאפיינים גיאולוגיים הקרובים לאלו של ישראל כוללות את **נורווגיה, אוסטרליה, בריטניה, ארה"ב, ניו-זילנד, קנדה, דנמרק, הולנד, איטליה, אירלנד וטורקיה** (כאשר רק 3 מתוך 11 מדינות אלה נכללו בקבוצת הייחוס בדוח ג'ונסטון).

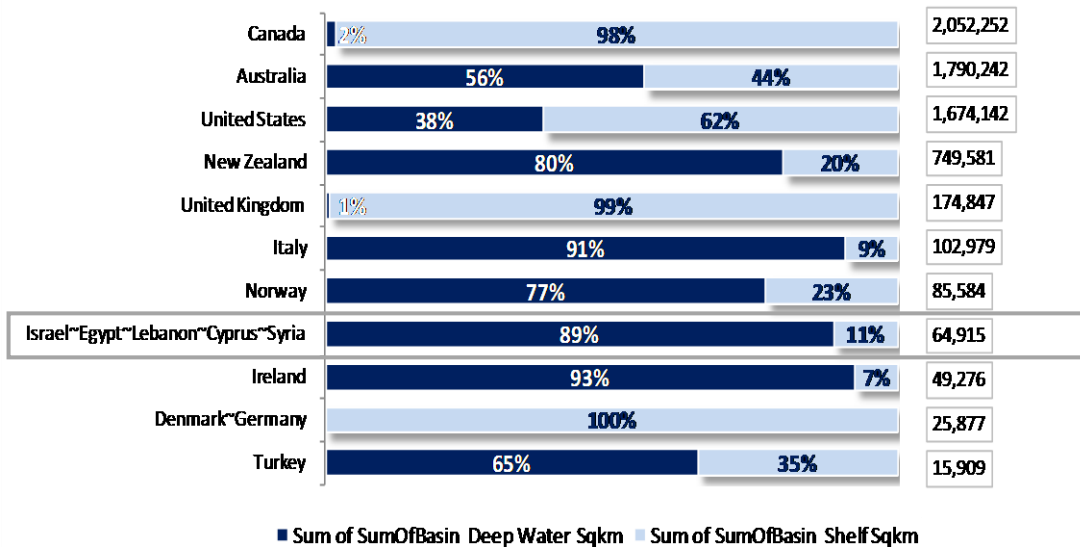
COUNTRY	Avg. Gov Take	TY	ACREAGE		SEISMIC EXPLOR. WELLS		OFFSHORE PP RESERVES	
			TOTAL	2D + 3D	TOTAL	Gas, O&G Fields		
Israel		OE						} מדינות ברות השוואה לישראל
Norway	66.9	OE						
Australia	58.0	OE						
United Kingdom	43.1	OE						
United States	52.5	OE						
New Zealand	46.2	OE						
Canada	57.2	OE						
Turkey	48.2	OE						
Denmark	57.4	OE						
Netherlands	43.5	OE						
Italy	54.9	OE						
Ireland	27.1	OE						
Avg Gov Tak								
Portugal		OE						
Japan		OE						
Germany		OE						
France		OE						
Austria		OE						
Belgium		OE						
Czech Republic		OE						
Finland		OE						
Greece		OE						
Hungary		OE						
Iceland		OE						
Luxembourg		OE						
Mexico		OE						
Poland		OE						
Slovakia		OE						
Slovenia		OE						
Spain		OE						
Sweden		OE						
Switzerland		OE						
South Korea		OE						

2.2.2. שטח חיפוש פרוספקטיבי offshore וגודל שטח המים העמוקים

מבחינת שטחי החיפוש הפרוספקטיביים של משאבי נפט וגז טבעי בעולם, ניתן לראות כי כלל שטח החיפוש offshore באגן הים התיכון נמוך משמעותית מהשטחים בקנדה, אוסטרליה, ארה"ב, ניו-זילנד ובריטניה. בנוסף, רוב שטח החיפוש בישראל נמצא במים עמוקים, עניין המצריך עלויות חיפוש ופיתוח גבוהות משמעותית (בהשוואה לפיתוח מאגרים במים רדודים) והמאופיינים בסיכוני פיתוח ותפעול גבוהים יותר. המדינות

הקרובות ביותר לישראל מבחינת מאפייניהן הגיאולוגיים זה הינן אירלנד ואיטליה.

Shelf & Offshore Sqkm



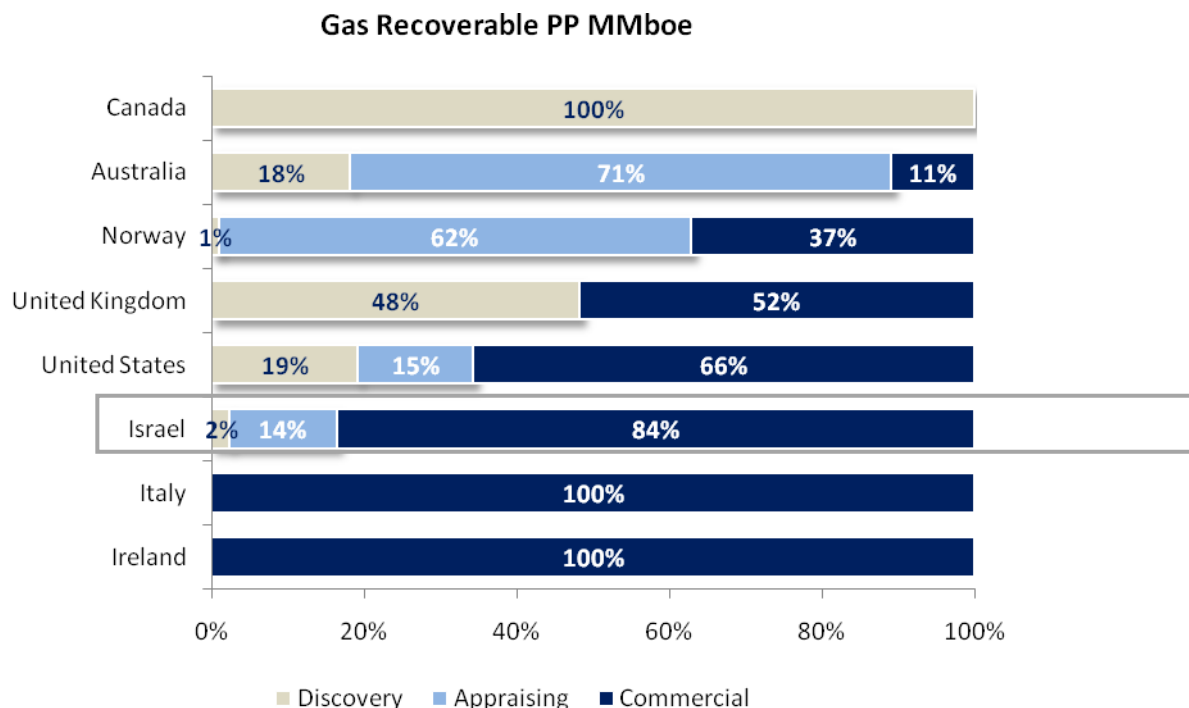
2.2.3 סטאטוס המאגרים שהתגלו

בכדי להשוות בין מאפייניהן הגיאולוגיים של מדינות שונות, בחנו את סטאטוס מאגרי ה-offshore שכבר התגלו בכל אחת מאותן מדינות. הבחינה העלתה שלושה שלבי חיפוש / פיתוח אפשריים:

- **Discovery** - שיעור המאגרים שנמצאו אך לא בוצע בהם כל פיתוח, מסך כלל המאגרים שהתגלו;
- **Appraising** - שיעור המאגרים בשלב הערכה וקידוח ראשוני, מסך כלל המאגרים שהתגלו;
- **Commercial** - שיעור המאגרים אשר הוכרזו כמסחריים (מאגרים אשר נמצאים בשלבי פיתוח, מאגרים מפיקים או מאגרים שננטשו) מסך כלל המאגרים שהתגלו.

לפי השוואה זו ניתן לראות כי מבחינה גיאולוגית של סטאטוס המאגרים שהתגלו, המצב בישראל⁵ קרוב לזה של איטליה ואירלנד. שיעור מובהק מסך המאגרים שהתגלו הינם בשלב המסחרי.

⁵ פיתוח התגלית המשמעותית בישראל, תמר, טרם התחיל וזאת עקב בחינת המשטר הפיסקאלי במדינה. הסכמי המימון כבר קיימים ולפיכך לצורך השוואה תגלית זו הוגדרה כ-commercial.

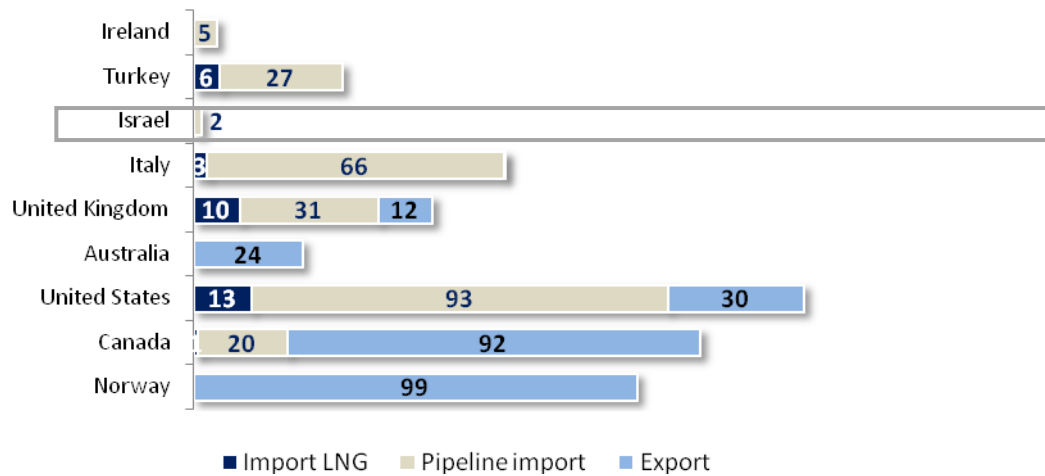


2.3. בשלות ענף הגז הטבעי

2.3.1. ייצוא וייבוא גז טבעי

על מנת לאמוד את בשלות המשק במדינות בנות השוואה לישראל, בדקנו האם מדינות אלה הן יצואניות / יבואניות משמעותיות של גז טבעי. כך, מדינות המאופיינות בשווקים בשלים מייצאות גז טבעי בתצורת LNG (גז טבעי נוזלי) או מייבאות גז בכמויות משמעותיות (באמצעות צנרת הולכה); מה שאין כך הדבר ביחס למדינות בהן שוק הגז בתולי. בחינה זו מעלה כי (א) איטליה ואירלנד אינן יצואניות גז (בדומה לישראל); (ב) באירלנד אין מערך תשתית לעיבוי ולהולכת גז טבעי נוזלי (בדומה לישראל); וכי (ג) רק אירלנד מייבאת גז בסדרי גודל המדמים את אלו של ישראל (וראה, עלניין זה, בתרשים שלהלן).

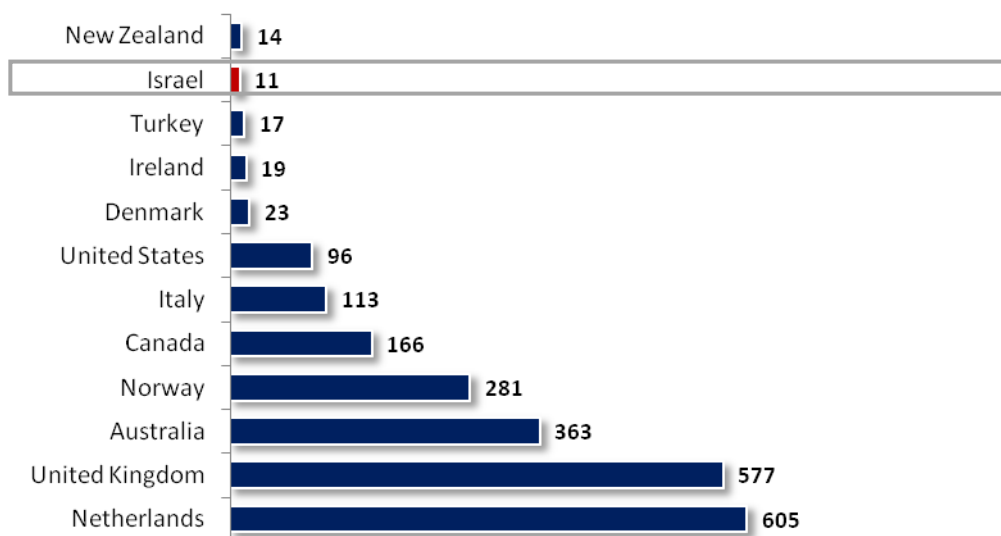
Natural Gas Import & Export (BCM 2009)



2.3.2. מספר השחקנים הפועלים בתחום חיפושי הנפט והגז

מספר השחקנים הפועלים בתחום חיפושי הנפט והגז הטבעי במדינה מהווה אינדיקציה הן לבשלות המשק והן לרמת התחרות בו. כך, מספר שחקנים רב יותר מלמד על אטרקטיביות המדינה בעיני משקיעים (לנוכח תנאים פיסקאליים אטרקטיביים, תשתיות מפותחות, ביקושים גבוהים וכיוצ"ב), ומלמד על תחרות ערה יותר. ואילו בישראל, מספר החברות הפועלות במשק נמוך ביחס למרבית מדינות ה-OECD (בין היתר לנוכח שלבי הפיתוח הראשוניים בהם מצוי משק האנרגיה המקומי), נתון המעיד על בעייתיות הפעולה בישראל עבור חברות בינ"ל. מספר השחקנים בישראל קרוב למספר השחקנים בניו-זילנד, טורקיה ואירלנד, מדינות אשר נמצאות אף הן בשלבי פיתוח משק הגז.

Active Companies in the Country



בשלות המשק באה לידי ביטוי לא רק בהיצע אלא גם בביקוש. לפיכך יש לקחת בחשבון, כי אף כי

תחזיות הביקוש לגז טבעי בישראל הינן במגמת עלייה, תחזית הביקוש עדיין לא מבוססת במלואה. אחת מהסיבות לכך היא כי לא כל הצרכנים הפוטנציאליים אשר כיום משתמשים בדלק חילופי ביצעו הסבה לגז טבעי. בנוסף ישנה אי וודאות גדולה בכל הנוגע לביקוש לגז טבעי נוזלי.

3. סיכום מתודולוגיית ההשוואה ושלבי הסינון

הטבלה שלהלן מסכמת את מאפייניהן של המדינות בנות-ההשוואה השונות שנבחנו לעיל, כפי שעלה מהליך הסינון שהוצג במסמך זה. הפרמטרים המסומנים הם אלו הקרובים למאפייניה הרלבנטיים של ישראל (הן בהיבט הגיאולוגי, הן בהיבט הגיאופוליטי, הן בהיבט בשלות המשק והן בהיבטים נוספים). מטבלה זו ניתן לראות, כי מבין המדינות בנות ההשוואה לישראל, הקרובות אליה ביותר - במרבית הפרמטרים - הן אירלנד ואיטליה.

Country	Acreage	Seismic Survey Km (2D+3D)	Shelf & Offshore Sqkm	Field Status	Number of Exploration Wells	No Natural Gas Export	Minimal BCM Natural Gas Import	Country Risk Factor	# of Active Companies
Israel	√	√	√	√	√	√	√	√	√
Norway									
Australia				√					
United Kingdom									
United States									
New Zealand						√		√	√
Canada									
Turkey					√				√
Netherlands									
Italy	√	√	√		√	√		√	
Ireland	√		√	√	√	√	√	√	√

תנאים גיאולוגיים

בשלות המשק

4. המשטר הפיסקאלי במדינות בנות השוואה

כפי שתואר לעיל, שתי המדינות הקרובות ביותר לישראל במאפייניהן, הן הדמוקרטיים והמאקרו-כלכליים, הן הגיאולוגיים והן המשקיים הן אירלנד ואיטליה. חשוב לציין, כי אירלנד מאופיינת במשק אנרגיה מפותח פחות מזה של ישראל שעה שמשק הגז הטבעי של איטליה מפותח מזה של ישראל; לפיכך שיעור ה-GT הממוצע בין אירלנד ואיטליה - כ-39%-38% - משקף בצורה נאותה את שיעור ה-GT הראוי לישראל.

להלן נתאר את רכיבי המשטר הפיסקאלי באיטליה ובאירלנד:

4.1. איטליה:

- אופי משטר פיסקאלי - מסוג R/T ללא השתתפות המדינה בסיכון/סיכוי

- **שיעור ה-GT - 46%-50%**
- **תמלוגים - שיעור תמלוגים בין 1%-13.1%** ע"פ המנגנון להלן :
 - תמלוגי בסיס - שיעור תמלוגים נקבע ע"פ מנגנון Sliding Scale החל מ- 0%-7% בהתאם לכמות ההפקה. על כמות הפקה הגבוהה מכ- 5mmscfd שיעור התמלוג הינו 7%. לשם השוואה, קצב הפקת הגז במאגר תמר צפויה להיות כ- 800mmscfd.
 - תמלוג תוספתי - תוספת תמלוגים ע"פ מנגנון Sliding Scale החל 2.1%-5.1% בהתאם למחירי הגז בפועל. כאשר מחירי הגז שנגבים גבוהים מ- \$6.5mcf מתחילה השפעת התמלוג הנוסף בשיעור של 2.1%. במחיר גז הגבוהה מ- \$7.8mcf שיעור התמלוגים הנוסף עומד על 5.1%. לשם השוואה, סביבת מחירי הגז בישראל כיום עומדת על כ- \$4-\$5mcf.
 - תמלוג נוסף – בשיעור השווה ל- 1% מסך ההפקה השנתית.
- **מס הכנסה** – מס הכנסה בשיעור של 33% החל על הכנסות בניכוי תמלוגים, הוצאות תפעול, הוצאות חיפוש ופחת הוצאות הקמה.
- **מס אזורי** – מס נוסף של 3.9% החל על הכנסות בניכוי תמלוגים, הוצאות תפעול, הוצאות חיפוש והוצאות פיתוח.
- **רכיבים נוספים** – מנגנון Ring Fence החל על המאגר הספציפי לעניין התמלוגים, על אזור ההפקה לעניין המס האזורי ועל המדינה לעניין מס ההכנסה
- **תאור קצר של משק הגז** - תשתית הגז במדינה מפותחת מאוד, עם יותר מ 29,000 קילומטר של צינורות גז, המספקים גז לכל חלקי המדינה. ייבוא הגז בשנת 2009 עמד על כ-69 BCM, מרבית הגז הנצרך מגיע מרוסיה ואלג'יריה, ורק כ 18% מתצרוכת הגז המדינה מגיעה מאספקה מקומית. איטליה אינה מייצאת גז אך בעלת מתקן לייבוא LNG. כמו כן, נבנה מתקן אחסון גז תת קרקעי, המאפשר למדינה לאגור גז לשימוש עתידי. בזכות התשתית המתקדמת (3 צינורות מרכזיים ומרכז הנזלה) ומתקני האחסון, יכולה איטליה, להפוך לגורם משמעותי ביותר בהעברת גז למדינות דרום אירופה.

4.2. אירלנד:

- **אופי משטר פניסקאלי** - מסוג R/T ללא השתתפות המדינה בסיכון/סיכוי;
- **שיעור GT - 27.1%** ;
- **תמלוגים** - בשנת 1975 בוטל התמלוגים באירלנד לחלוטין וכיום שיעור התמלוגים הינו 0%. רישיונות שניתנו לפני 1975 היו כפופים לשיעור תמלוגים של 12.5% ;

- **מס הכנסה** - מס הכנסה בשיעור ספציפי של 25% החל על הכנסות בניכוי הוצאות. יצוין כי מס החברות הסטנדרטי באירלנד הורד בהדרגה מ- 50% טרום שנת 1988 ועד ל- 12.5% כיום;
- **מס רווחים/רנטה (PRRT)** - מס רווחים המחושב על בסיס הרווחיות של הפרויקט. המס מוחל על רווחי הפרויקט בניכוי מס החברות ששולם (רווח נקי) כאשר הרווח הנקי המצטבר של הפרויקט לחלק להשקעות בפרויקט גבוה מ- 1.5, בהתאם לטבלה שלהלן:

שיעור מס (%)	שיעור רווח (רווח נקי מצטבר / השקעות)
0	שיעור רווח > 1.5
5	1.5 > שיעור רווח > 3
10	3 > שיעור רווח > 4.5
15	4.5 > שיעור רווח

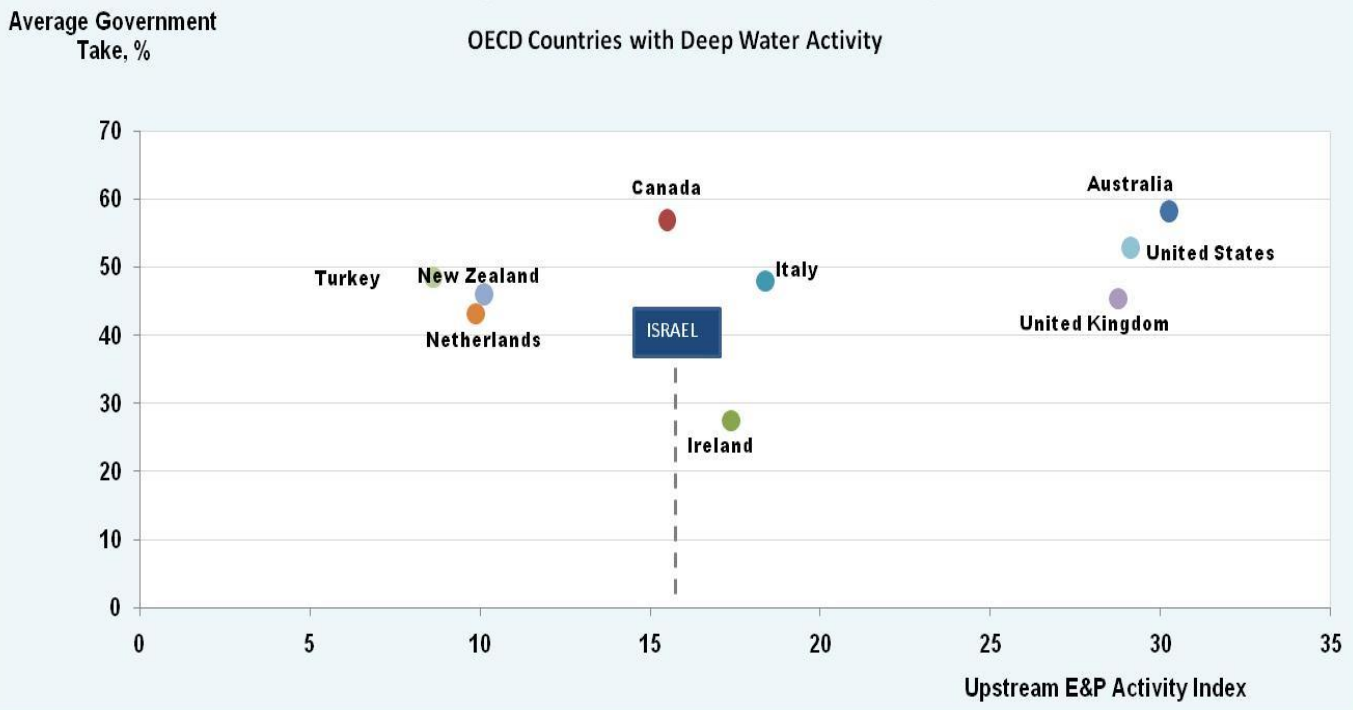
- **רכיבים נוספים** - מנגנון Ring Fence החל על המאגר הספציפי לעניין מס הרווחים ועל פעילות הפקת גז/נפט offshore לעניין מס ההכנסה;
- **תיאור קצר של משק הגז** - השימוש בגז באירלנד מהווה כ- 25% מתמהיל הדלקים במדינה. שוק הגז האירי קטן מאוד בקנה מידה אירופאי, ולמדינה תלות מרכזית בנפט. אספקת הגז במדינה צפויה לגדול בשנים הקרובות בשל פוטנציאל אחסון וייצור גז גבוה.

5. **סבירות שיעורי ה-Government Take במדינות בנות השוואה**

לצורך בחינת סבירות שיעורי ה-GT ב-11 מדינות ה-OECD בנות השוואה למול המצב הגיאולוגי ובשלות המשק באותן מדינות, בוצע על-ידי IHS CERA ניתוח מעמיק של מאפייני פעילות החיפוש וההפקה. ניתוח זה בוצע באמצעות שימוש במדד E&P Activity, מדד זה מדרג את פעילות החיפוש וההפקה בכל מדינת השוואה למול שיעור ה-GT הנוהג בה. יש לזכור, כי מדד זה משקף את הפרמטרים העומדים לעיני משקיעים בעת בחירת יעד השקעה.

הדירוג מתבסס על ממוצע של פרמטרים שונים אשר מאפיינים את תחום החיפוש וההפקה (לפירוט מלא של הפרמטרים אשר נבחנו ואופן חישוב דירוג המדינה ראה נספח א'). הדירוג נע על סקאלה שבין 1 ל- 30, כאשר דירוג של 30 מבטא את רמת הפעילות הגבוהה ביותר. חישוב שיעור ה-GT בכל מדינה מבוסס על שיעור GT ממוצע בהתבסס על שדות גז בגודל שונה ומחירי גז בטווח של בין \$4-\$8; **הניתוח מראה כי קיימת קורלציה בין שיעור ה-GT לבין מידת פעילות האקספולרציה והפיתוח באותה מדינה**, כאשר מדינות בעלות משק מפותח "מרשות" לעצמן שיעור GT גבוה יותר. אף מניתוח זה עולה, כי מידת האטרקטיביות של משק האנרגיה בישראל נעה בתחום שבין אטרקטיביות השוק האירי ואטרקטיביות השוק הישראלי, ולפיכך צפוי שיעור GT בטווח זה.

Average Government Take vs E&P Activity



לפי כך שיעור GT של כ-38%-43% משקף בצורה הטובה ביותר, את אטרקטיביות התנאים הגיאולוגיים והכלכליים לפיתוח והשקעה בתחום הגז והנפט בישראל.

6. ניתוח מדינה לדוגמא - בריטניה

בריטניה נחשבת לאחת מבעלות מאגרי הנפט והגז טבעי הגדולים באירופה. כפי שתואר לעיל, משק הגז הטבעי בבריטניה נחשב לבשל, ובריטניה הינה ויבואנית ויצואנית של גז טבעי. אף על פי כן, שיעור ה-GT במדינה עומד על כ-55% כאשר ה-GT על פרויקטי מים עמוקים הינו כ-45%.

- אופי משטר פיסקאלי - מסוג R/T ללא השתתפות המדינה בסיכון/סיכוי;
- שיעור ה-GT - כ-47% (שיעור המס במקסימום 50%) כפי שיפורט להלן;
- תמלוגים - 0%, עד לשנת 2002 שיעור התמלוגים במדינה עמד על 12.5%, כאשר החל משנה זו הוחלט על ביטול משטר התמלוגים ומעבר אל מיסוי פרוגרסיבי על רווחים;
- שיעור מס חברות - 30%;
- Supplementary Petroleum Duty (SPD) - מס מיוחד בשיעור של 20%. מס זה מוטל על ההכנסות בניכוי עלויות חיפוש, פיתוח והפעלה;
- Ring Fencing - מדינתו ולא פר פרויקט; ניתן לקזז הפסדים מפרויקטים כושלים בתוך

גבולות המדינה ;

- **פחת מואץ** - בשיעור של 100% החל ביחס לחלק ניכר של עלויות החיפוש והפיתוח. סכום הפחת שלא נוצל בשנה מסויימת יעלה ב-6% לשנה ב-6 השנים הראשונות ;
- **הטבה למים עמוקים** - החל מ-2010 ניתנת הטבה לקידוחים במים עמוקים עד לסכום של 800 מליון פאונד (סכום ההטבה הוא 0 במרחק 60 ק"מ מהחוף ועולה לינארית עד ל-800 מליון פאונד במרחק של 120 ק"מ מהחוף⁶).

נספח א' - הפרמטרים המרכיבים את מדד ה- IHS CERA של Upstream E&P Activity

DEEP WATER STATISTICS

Country	Licensed	Acree	Seismic Survey	Active	Contract	Exploration	Well	Recent	Disc	Comm.	Ratio	Active Companies	Development Wells	Remaining Reserves
Australia	286,026			60,600		164	255	48			0.09	363	83	12251
Canada	57,259	N/A				130	33	1			0.00	166	N/A	53
Denmark	N/A			81,577	N/A		0	N/A		N/A		23	N/A	0
Ireland	14,968			11,587		85	29	1			0.33	19	3	500
Israel	16,541			36,011		37	14	5			0.13	11	8	3805
Italy	23,532	N/A				49	26	4			0.56	113	2	144
Netherlands	N/A			48,845	N/A		0	N/A		N/A		605	N/A	0
New Zealand	131,180			359,076		17	5	0			0.00	14	N/A	0
Norway	73,937			68,860		459	341	32			0.26	281	906	5174
Turkey	146,820			65,192		19	8	N/A		N/A		17	N/A	0
United Kingdom	23,845			168,337		223	123	4			0.22	577	123	483
United States	100,234	N/A				4378	972	44			0.69	96	1367	165
Average	87434			100010		556	151	15			0.25	190	356	1881

DEEP WATER RANKING

Country	Licensed	Acree	Seismic Survey	Active	Contract	Exploration	Well	Recent	Disc	Comm.	Ratio	Active Companies	Development Wells	Remaining Reserves
Australia	10			4		7	10	9			3	10	4	12
Canada	5			0		6	8	2			1	8	0	5
Denmark	0			7		0	1	0			0	5	0	1
Ireland	1			1		5	7	2			7	4	2	9
Israel	2			2		3	5	6			4	1	3	10
Italy	3			0		4	6	4			8	7	1	6
Netherlands	0			3		0	1	0			0	12	0	1
New Zealand	8			9		1	3	1			1	2	0	1
Norway	6			6		9	11	7			6	9	6	11
Turkey	9			5		2	4	0			0	3	0	1
United Kingdom	4			8		8	9	4			5	11	5	8
United States	7			0		10	12	8			9	6	7	7

CATEGORY WEIGHTS: 1 (lowest) to 5(highest)

Country	Licensed	Acree	Seismic Survey	Active	Contract	Exploration	Well	Recent	Disc	Comm.	Ratio	Active Companies	Development Wells	Remaining Reserves
	1			4		3	4	5			4	5	3	3

DEEP WATER RANKING

Country	Licensed	Acree	Seismic Survey	Active	Contract	Exploration	Well	Recent	Disc	Comm.	Ratio	Active Companies	Development Wells	Remaining Reserves	Weighted Average
Australia	10			16		21	40	45			12	50	12	36	30
Canada	5			0		18	32	10			4	40	0	15	16
Denmark	0			28		0	4	0			0	25	0	3	8
Ireland	1			4		15	28	10			28	20	6	27	17
Israel	2			8		9	20	30			16	5	9	30	16
Italy	3			0		12	24	20			32	35	3	18	18
Netherlands	0			12		0	4	0			0	60	0	3	10
New Zealand	8			36		3	12	5			4	10	0	3	10
Norway	6			24		27	44	35			24	45	18	33	32
Turkey	9			20		6	16	0			0	15	0	3	9
United Kingdom	4			32		24	36	20			20	55	15	24	29
United States	7			0		30	48	40			36	30	21	21	29



14 דצמבר 2010

לכבוד

דלק קידוחים, שותפות מוגבלת

אבנר חיפושני נפט, שותפות מוגבלת

א.ג.נ.,

הצעה להטלת היטל משאבים בגישת ה-ROR (Rate of return) בישראל

במסגרת טיוטת המלצות ועדת ששינסקי, הוצע לקבוע היטל למיסוי "הרווחים העודפים" של חברות הגז בגישת ה-"R-factor". אחד החסרונות העיקריים של גישה זו הוא בכך שהיא אינה מתחשבת בערך הזמן של הכסף, ועל כן התוצאה שהיא משקפת עלולה לחרוג משמעותית מהתוצאה שמדיניות הממשלה, שנקבעה בעניין זה, ביקשה לשקף.

יובהר, כי אנו מתנגדים להחלת היטל ייחודי על רווחי יתר של מיזמי גז קיימים¹. ואולם, ככל שיוחלט על הטלת היטל כאמור (ובכפוף לשמירת זכויותיהם של יזמי הגז להתנגד להטלתו בכל דרך חוקית), הרי שכפי שנציג להלן, אפשרית גישה נוספת למיסוי אותם רווחים, שהיא עדיפה לדעתנו, אשר בניגוד לגישת ה-"R-factor" מתחשבת בערך הזמן של הכסף, היא גישת ה-ROR (Rate Of Return).

בסקירה זו נציג את עקרונות הגישה, נפרט כדוגמה את היישום באוסטרליה, ובנוסף, נציע כללי מסגרת ליישומה בישראל.

יש הטוענים כי הגישה מבוססת על נוסחה מסובכת וקשה, עד בלתי אפשרית, ליישום לצרכי מס. אנו מתנגדים נחרצות לעמדה זו ומבקשים להבהיר כי לטעמינו ניתן ליישמה לצרכי מס בישראל. במסגרת סקירה זו נקדיש פרק נרחב להצגת מנגנוני מיסוי הקיימים כיום בישראל, או שהיו קיימים בעבר ויושמו בהצלחה רבה, אשר קובעים או קבעו מנגנונים אשר הינם בעלי אופי דומה אך מסובכים וקשים בהרבה ליישום ממודל ה-ROR.

בהקשר זה נבקש אף להראות כי, יישום גישה זו יחול לגבי אוכלוסיה מצומצמת מאוד של חברות, בעוד שהמנגנונים האמורים שיוצגו להלן, יושמו ומיושמים לגבי אוכלוסיות רחבות ביותר המשקפות את רוב רובן המכריע של החברות העסקיות בישראל.

¹ ראו לעניין זה את ניירות העמדה המשפטיים והכלכליים המוגשים במקביל מטעם היזמים.

תוכן עניינים

- הטלת היטל משאבים בגישת ה-ROR (Rate of return)
- יישום גישת ה-ROR לצרכי מס באוסטרליה
- יישום השיטה בישראל – מנגנון מוצע
- מנגנוני מיסוי אריתמטיים בפקודת מס הכנסה

הטלת היטל משאבים בגישת ה-ROR (Rate of return)

אחת הדרכים למיסוי מיזמי הגז והנפט בעולם היא באמצעות "היטל משאבים" או **Resource Rent Tax (RRT)**. היטל זה מוטל על הרווח העודף (הרנטה) המוגדר כלכלית כרווח שנצבר מעל לשיעור תשואה קבוע מראש ("שיעור התשואה הקבוע"). אחת הדרכים המקובלות במסגרת זו היא גישת ה-ROR. המיסוי בגישת ה-ROR מאפשר להטיל היטל עודף, רק במצבים בהם הגיעו הפרויקטים בפועל לשיעור תשואה גבוה משיעור התשואה הקבוע.

בגישת ה-ROR, ההיטל מוטל כאשר הפרויקט מגיע לשיעור התשואה הריאלי שנקבע כיעד. כעיקרון, יחס זה אמור להיות שווה להחזר ההשקעה הנדרש למשקיע בכדי שההשקעה תהיה כדאית לביצוע. **בשונה מגישת ה-R-factor** המבוססת על יחס החזר, המוגדר כסכום התקבולים המצטברים חלקי סכום העלויות המצטברות בערכם הנומינלי. **גישת ה-ROR לוקחת בחשבון את ערך הזמן של הכסף**, ובכך מאפשרת למדינה למסות את הרווחים האמיתיים אותם מפיק המיזם, בהתאם למדיניות שנקבעה על ידה.

בחישוב ההיטל המוטל בגישת ה-ROR מהוונים תזרימי המזומנים השנתיים, אשר בשנים הראשונות הם שליליים, ומועברים קדימה לשנים הבאות, עד שתזרים המזומנים מגיע ליחס החזר חיובי או ליחס החזר שנקבע כיעד.

בקביעת ה-RRT, הממשלה צריכה לקבוע בצורה מאוזנת את שיעור רף המיסוי (שיעור התשואה הקבוע) ואת שיעור ההיטל שיוטל מעבר לרף האמור.

יישום גישת ה-ROR לצרכי מס באוסטרליה

מיסוי בגישת ה-ROR נהוג על הפקת נפט וגז בשדות ימיים באוסטרליה משנת 1988. באוסטרליה מוטל היטל מיוחד (שנקרא PRRT) בגובה 40% לאחר שהפרויקט הגיע לשיעור תשואה גבוה משיעור התשואה הקבוע.

ה-PRRT מוטל לפני מס החברות, והוא מותר בניכוי כהוצאה לצרכי מס. פרויקטים המשלמים PRRT אינם כפופים לתשלום תמלוגים.

בסיס המס לתשלום ה-PRRT הוא תזרימי המזומנים נטו, לאחר ניכוי הוצאות חיפוש, הוצאות תפעוליות והוצאות הוניות. עודף כלשהו של הוצאות על התקבולים מועבר לשנים הבאות, כשהוא מהווה לפי שיעור התשואה הקבוע, ומנוכה כנגד תקבולים עתידיים מהפרויקט.

שיעור התשואה הקבוע נקבע באוסטרליה על ריבית אג"ח מדינה טווח ארוך + 15% על השקעות והוצאות בשלב החיפוש, וריבית אג"ח מדינה טווח ארוך + 5% על השקעות והוצאות בשלב ההפקה.

להרחבה בנושא ה- PRRT באוסטרליה [לחץ כאן](#).

יישום השיטה בישראל – מנגנון מוצע

להלן נפרט את עקרונות המודל המוצע ליישום בישראל (בכפוף לאמור בפתח סקירה זו):

1. **שיעור הרווח** – יקבע בהתאם לבחינה כלכלית, אשר תיקח בחשבון את הנתונים הרלוונטיים לישראל ואת הסיכון שנוטלות חברות הגז ו/או שותפויות הגז.
 2. **שיעור ההיטל** – יקבע בצורה מדורגת (פרוגרסיבית), החל משנת המס שבה תזרים התקבולים המצטבר בניכוי הסכום המהוון של התשלומים המצטברים (בהתאם לשיעור הרווח דלעיל) יגיעו ליחס ההחזר שנקבע כיעד (להלן: "יחס רף המיסוי").
 3. לצורך קביעת ההיטל, יוכרו כל ההכנסות, ההוצאות וההשקעות (כולל הוצאות תמלוגים ומס חברות או מס הכנסה, לפי העניין, בגין שנים קודמות) **על בסיס תזרים מזומנים** (בשנת ההוצאה בפועל). למותר לציין, כי כל הנתונים הרלוונטיים קיימים אף כיום במסגרת הדוחות המוגשים לרשות המסים.
 4. ההיטל יחושב על בסיס שנתי, ויועבר למדינה עד למועד שיקבע לשם כך, בשנה העוקבת.
 5. הפסדים נצברים לצרכי ההיטל מועברים לשנה הבאה בתוספת ריבית שנתית בגובה שיעור התשואה הקבוע.
 6. ההיטל ייושם על רווחיה הכוללים של החברה. היינו, במיוחד על כל הפרויקטים שהחברה או השותפות מפעילה בתחום חיפוש הנפט/גז והקידוח. המשמעות היא שתינתן האפשרות לקזז הפסדים מפרויקטים דלי רווחים או כושלים כנגד רווחים בפרויקטים עתירי רווחים.
- יוער, כי בקביעת הפרמטרים ליישום מודל זה, יש לקחת בחשבון שרווחיה הרגילים של החברה או השותפות ימשיכו להתחייב במס חברות רגיל (25% בשנת 2010) או במס הכנסה רגיל, לפי העניין, ובנוסף תמשיך החברה או השותפות לשלם תמלוגים למדינה.
- ליישום כאמור, עשויות להיות מספר השלכות ביחס להוראות הפקודה והתקנות מכוחה. להלן נציין את הצעותינו ביחס להשלכות אלו.

1. **מקדמות/ניכוי מס במקור** - היות וההיטל הינו חריג וייחודי למיזמי הגז היטל אשר נקבע בשיעור שנתי, אין להתחשב בו בקביעת שיעור המקדמות ו/או שיעור ניכוי המס במקור שיקבע לחברות ו/או שותפויות כאמור, וזאת כשם שתמלוגים אינם נלקחים בחשבון לשם קביעת שיעורים אלו.
2. **התרת ההיטל בניכוי כהוצאה לצרכי מס** – יש להתיר ההיטל בניכוי כהוצאה לצרכי מס בחישוב ההכנסה החייבת במס חברות או מס הכנסה, לפי העניין, וזאת כשם שתמלוגים היו מותרים כהוצאה לצרכי מס.
3. **דוחות מתקנים** - יש לקבוע כללים שיסדירו הגשת דוחות מתקנים לשנים קודמות במקרים בהם הרווחיות המצטברת יורדת מתחת לרף המיסוי או למדרגת מיסוי נמוכה יותר, באופן כזה שהיטל יחושב על התקבולים הצבורים נטו, מבלי שיגרמו עיוותים כתוצאה מחתכים תקופתיים.
יצוין, כי בכדי לגרום למיסוי צודק, וכן היות ומדובר בהיטל חריג, המתבסס על תשואה עודפת, יש לחרוג מכללי קיזוז הפסדים המקובלים לצורך הטלת מס חברות או מס הכנסה, לפי העניין, ולאפשר קיזוז הפסדים אחורה.
4. **ניהול ספרים** - על חברות ו/או שותפויות הנפט והגז ימשיכו לחול הוראות ניהול פנקסים שחלות עליהן, אולם בנוסף, היות וההיטל מחושב ע"ב מזומן מוצע לנהל רישום שיטתי של התקבולים והתשלומים לכל פרויקט ופרויקט (בדומה לתוספת ד' להוראות מס הכנסה (ניהול פנקסי חשבונות), התש"ל"ג-1973, בה נקבעו הוראות ניהול פנקסים הייחודיות לקבלני בניין). כמו כן, מוצע בהקשר זה לעדכן את בתי התוכנה ולקבוע הוראות ליצירת מודל ייעודי שישולב עם תוכנות הנהלת החשבונות, לצורך חישוב ההיטל השנתי.
5. **חובת הגשת דוח שנתי** - יש לקבוע הוראות מיוחדות לעניין הגשת דוח שנתי לצורך ההיטל, לרבות לגבי מועד הגשתו, וכן הוראות לגבי מועד תשלום ההיטל כאמור. יש לזכור כי מדובר במטלה נוספת המוטלת על חברות כאמור או על השותפים בשותפות כאמור, בנוסף לדרישות הרגילות שהמחוקק הטיל עליהן, דרישות שנקבעו לגבי שאר החברות ו/או השותפויות בישראל.

מנגנוני מיסוי אריתמטיים בפקודת מס הכנסה

בהקשר של מיסוי בשיטת ה-ROR יש הטוענים שהנוסחה מסובכת וקשה עד בילתי אפשרית ליישום, וזאת בשל היוון הסכומים לשם הוספת ריבית שנתית בגובה שיעור התשואה הקבוע. כאמור לעיל, אין אנו מסכימים לאמירות אלו. חישובים דומים, מורכבים בהרבה והדורשים תיאום סכומים למדד ו/או חישוב סכומים ריאליים מעבר לריבית שנקבעה בחוק, אינם חדשים בתחום המס ומיושמים כדבר שבשגרה.

להלן נפרט מספר דוגמאות לחישובם כאמור:

1. "שיטת קליפות הבצל" בחוק עידוד השקעות הון - ייחוס הכנסות במפעל מעורב

סעיף 74(ג) לחוק לעידוד השקעות הון, התשי"ט-1959 (להלן: "חוק עידוד השקעות הון") קובע כי במפעל מעורב ניתן יהיה לתבוע הטבות מס רק בגין החלקים המאושרים ו/או החלקים המוטבים. שיטה זו פורטה והוסברה בחוזר מ"ה 3/06², העוסק באופן ייחוס ההכנסה החייבת במפעלים מעורבים.

בהתאם להגדרה שבסעיף 74(א) לחוק עידוד השקעות הון "מפעל מעורב" הוא מפעל שנעשתה בו הרחבה אחת או יותר, ושמתקיים בו אחד מאלה:

- א. חלקו מפעל מאושר (בהתאם לתוכנית שאישרה המינהלה) וחלקו אינו מפעל מאושר.
- ב. חלקו מפעל מוטב, כהגדרתו בסעיף 51 לחוק העידוד, וחלקו אינו מפעל מוטב.
- ג. יש בו מספר חלקים מאושרים או מספר חלקים מוטבים, שהוקמו במועדים שונים.

סעיף 74(ד) לחוק קובע את אופן ייחוס ההכנסה החייבת בין חלקי המפעל השונים. המחוקק קבע את "מבחן יחס המחזוריים" כמבחן הבלעדי, לפיו יש לייחס ההכנסה החייבת במפעל המעורב.

סעיף 74(א) לחוק קובע כי על מנת לחשב את ההכנסה החייבת שיש לייחס לכל חלק מאושר ו/או מוטב במפעל המעורב, יש לחשב לכל חלק של המפעל המחזור הנובע ממנו - ובלשון החוק "הפרש ההרחבה". יישום "מבחן יחס המחזוריים" מתחיל מההרחבה האחרונה בזמן ומסתיים בהרחבה הראשונה בזמן (או ההקמה), לפי שיטת "קליפות הבצל".

סכום ההכנסה החייבת המיוחס לכל חלק מחלקי המפעל המעורב יחושב על פי היחס של כל הפרש הרחבה לכלל המחזור. ו בנוסחה מתמטית, המכפלה שבין כלל ההכנסה החייבת של המפעל בשנת המס לבין היחס שבין "הפרש ההרחבה" למחזור המפעל בכללותו.

² חוזר מ"ה 3/06 - ייחוס ההכנסה החייבת במפעלים מעורבים. מיסים כ/4 ג-98.

סעיף 74(א) לחוק קובע כי "הפרש ההרחבה", שהוא תוספת המחזור שיש לשייכה לכל הרחבה, יחושב בהתאם לכללים הבאים:

- א. **כאשר למפעל הרחבה אחת בלבד** - "הפרש ההרחבה" יהא ההפרש שבין מחזור המפעל בשנת המס לבין מחזור הבסיס המתואם של אותה הרחבה. אם ההפרש הינו סכום שלילי, הפרש ההרחבה יהא אפס.
- ב. **כאשר למפעל מספר הרחבות** - לגבי ההרחבה האחרונה בזמן, "הפרש ההרחבה" יחושב בהתאם לאמור לסעיף א' דלעיל. ולגבי כל הרחבה אחרת, "הפרש ההרחבה" יהא ההפרש שבין מחזור הבסיס המתואם של ההרחבה העוקבת אשר לגביה הפרש ההרחבה הוא חיובי, לבין מחזור הבסיס המתואם של אותה הרחבה. אם ההפרש הינו סכום שלילי, הפרש ההרחבה יהא אפס.
- ג. **כאשר למפעל הרחבה שהיא "מפעל קשור"**.

בהתאם להגדרה שבסעיף 74(א) לחוק עידוד השקעות הון, את "**מחזור הבסיס**" יש לחשב לפי אחת משתי החלופות הבאות:

- א. ברירת המחדל היא כי מחזור הבסיס מחושב לפי המחזור הממוצע הנומינלי בשלוש שנות המס שקדמו ל-"שנה הקובעת". השנה הקובעת היא שנת ההפעלה (לגבי מפעל מאושר) או שנת הבחירה (לגבי מפעל מוטב), לפי העניין.
- ב. **במפעל מוטב** - אם ההשקעה המזערית המזכה נעשתה בתוך תקופה של שנתיים המסתיימות בשנת הבחירה (גם אם נעשתה בשנת הבחירה בלבד), מחזור הבסיס יהיה המחזור הממוצע הנומינלי בשתי שנות המס שקדמו לשנת הבחירה. ואולם, אם בין המחזורים של שתי שנות המס הנ"ל יש הפרש העולה על 12.5% (ביחס למחזור הנמוך מבין המחזורים), אזי, במקום ממוצע של המחזורים הנ"ל, המחזור הגבוה מביניהם יהווה את "מחזור הבסיס".

בהתאם לסעיף האמור, "**מחזור הבסיס המתואם**" שווה למחזור הבסיס, כשהוא מתואם לשינוי בשיעור מדד המחירים הסיטוניים של התפוקה התעשייתית, מתום שנת הבסיס ועד לתום שנת המס, ובלבד שלא יעלה על מחזור המפעל בשנת המס.

עיננו רואות כי אופן ייחוס ההכנסה במפעלים מעורבים הינו חישוב שאינו פשוט כלל ועיקר, וזאת מבלי להיכנס למקרים שבהם נרכשים נכסים משומשים, שאז יש לבצע חישוב נוסף לפי "**מבחן יחס הנכסים**".

להמחשת חישוב אופן ייחוס המחזורים כאמור, ראה דוגמאות המצורפות כנספחים לחוזר 3/06 האמור.

2. חישוב סיכום ההון לפי חוק התיאומים

חוק מס הכנסה (תיאומים בשל אינפלציה), התשמ"ה-1985 (להלן: "חוק התיאומים"), נועד בעיקר למנוע עיוותים כלכליים בחישוב ההכנסה החייבת בתקופות היפר-אינפלציוניות. בתיקון 20 לחוק התיאומים הוגבלה תחולתו של החוק לתום שנת המס 2007.

חוק התיאומים, בתקופת יישומו, היה ידוע כאחד החוקים הקשים להבנה וליישום מבין דיני המס, ובעיקר כוונתנו לסעיף 7 לחוק התיאומים, שעסק בחישוב סיכום ההון.

בסעיף 7(א) לחוק התיאומים הוגדר "סיכום ההון" כ- "סכום ההון כאמור בתוספת א' בתוספת סכום השינויים החיוביים כאמור בתוספת ג', ובניכוי סכום הנכסים הקבועים כאמור בתוספת ב' וסכום השינויים השליליים כאמור בתוספת ג'.

"שינוי חיובי" ו- "שינוי שלילי", הוגדרו בתוספת ג' לחוק התיאומים, כגידול באחד מפריטי ההון או באחד מפריטי הנכסים הקבועים, לפי העניין, כשהוא מוכפל בשעור עליית המדד מהחודש שבו התקבל או שולם, לפי הענין, עד תום שנת המס, ומחולק בשיעור עליית המדד בשנת המס.

סעיף 7(ב) קבע כי כאשר סיכום ההון הוא סכום חיובי, ינוכה מההכנסה של הנישום סכום השווה לסיכום ההון כשהוא מוכפל בשיעור עליית המדד בשנת המס, ובלבד שסכום הניכוי לא יעלה על 70% מההכנסה החייבת. ואילו כאשר סיכום ההון הוא סכום שלילי, קבע סעיף 7(ד) כי ייוסף להכנסה סכום השווה לסיכום ההון כשהוא מוכפל בשיעור עליית המדד בשנת המס ויראוהו כהכנסה מעסק.

גם בחישוב סיכום ההון לפי חוק התיאומים, אנו רואים כי דיני המס אינם מתקשים להתמודד אף עם סוגיות מורכבות בהרבה, בקובעם את אופן חישוב הניכוי או התוספת בשל האינפלציה, בהתאם להוראות סעיף 7 האמור. והפעם המדובר ברוב החברות בישראל.

יוער באגב, כי חוק התיאומים יושם במשך 22 שנים, טרם הקפאתו בתום שנת 2007, וביטולו נעשה על רקע התפיסה הכלכלית כי האינפלציה חדלה מלהיות שחקנית מרכזית בכלכלת ישראל. גם הפסקת יישומו נעשתה באופן המאפשר "להחיותו" באופן מידי אם וכאשר האינפלציה תחזור למלא תפקיד מרכזי בכלכלה.

נציין, כי גם סעיף 6 לחוק התיאומים בגלגוליו הקודמים קבע מנגנונים מסובכים לקביעת ההכנסה החייבת מניירות ערך סחירים לנישום שחלו לגביו הוראות פרק ב' לחוק התיאומים. כמו גם, סעיף 10 לחוק התיאומים, לפיו נקבע מנגנון התאמה אינפלציוני בהיוון עלויות אשראי לנכסים קבועים.

3. ייחוס הוצאות בקבלנים – סעיפים 18(ד) לפקודה ו-7(ה) לחוק התיאומים

סעיף 18(ד) קובע נוסחאות חישוב לייחוס הוצאות ריבית והוצאות הנהלה וכלליות לפרוייקטים המבוצעים בידי "קבלן מבצע" ו/או "קבלן בונה", נוסחאות השונות כיום מכללי החשבונאות המקובלים. נוסחאות אלו נועדו ליישם את עקרון ההקבלה, היינו, לדחות את ההוצאות עד למועד ההכרה בהכנסות שהוצאו ביצורן.

מבלי להאריך, נציג בנוסחאות מתמטיות את הוראות סעיף 18(ד) לפקודה לייחוס הוצאות ריבית והוצאות הנהלה וכלליות.

אופן ייחוס הוצאות הנהל"כ:

$\frac{\text{עלויות שוטפות פרוייקט X}}{\text{סך עלויות שוטפות+הכנסות אחרות}} = \text{הוצאות הנהל"כ מועמסות לפרוייקט X}$	$\times \text{"הוצאות הנהל"כ"}$
---	---------------------------------

אופן ייחוס הוצאות ריבית:

$\frac{\text{עלויות מצטברות לפרוייקט X}}{\text{סך עלויות מצטברות+מגרשים במלאי}} = \text{הוצ' ריבית מועמסות לפרוייקט X}$	$\times \text{"הוצאות ריבית"}$
---	--------------------------------

$\frac{\text{מגרשים במלאי}}{\text{סך עלויות מצטברות+מגרשים במלאי}} = \text{הוצ' ריבית מועמסות למגרשים במלאי}$	$\times \text{"הוצאות ריבית"}$
---	--------------------------------

לנוסחאות דלעיל, נוספה הוראת סעיף 7(ה) לחוק התיאומים שקבעה הוראות מיוחדות לגבי ניכוי או תוספת בשל אינפלציה שבידי קבלנים. כעיקרון, הוראות אלו קבעו כי אל הניכוי בשל אינפלציה יש להתייחס כאל הוצאות ריבית, אותן יש לייחס בהתאם לנוסחה דלעיל. באופן דומה, תוספת בשל אינפלציה הפחיתה את הוצאות הריבית לייחוס.

4. תקרת ניכוי למשקיע בשותפויות סרטים

תקנות מס הכנסה (ניכויים מהכנסות משקיעים בסרט בישראל), התש"ן-1990 (להלן: "תקנות הסרטים") קובעות הסדר להתרת הוצאות שהוצאו בקשר להפקת סרט בישראל. בתקנות האמורות נעשתה הבחנה בין הוצאות הפקה בישראל לבין הוצאות הפקה אחרות. בעוד שהוצאות הפקה בישראל מותרות למשקיע בניכוי בשנת המס בה הוצאו, בכפוף למספר מגבלות שנקבעו בתקנה 4, הרי הוצאות אחרות יותרו אך ורק כנגד הכנסות מהסרט.

הוצאות ההפקה יותרו על-פי התקנות ל"משקיע" (כהגדרתו בתקנות הסרטים) בלבד. לפי תקנה 3 יותרו בשנת המס הוצאות הפקה בישראל לגבי חלק ההפקה שבוצע בשנת המס,

לרבות חלק מיתרת ה"ניכוי הנוסף בשותפות" שיוחס להן לפי תקנה 5(ב). כמו כן יותר בניכוי חלק הניכוי הנוסף בשותפות שיוחס להכנסות השותפות בשנת המס, לפי תקנה 5(א). לעומת זאת, כלל ההוצאות יחולקו לשותפים בהתאם לחלקם ברווחים, כפי שנקבע בהסכם השותפות.

בסעיף 4 לתקנות האמורות נקבעו הוראות שאינן פשוטות וקלות לחישוב, בלשון המעטה, לקביעת את "יתרת הניכוי". כמו כן, נקבע כי הניכוי המותר למשקיע שהוראות פרק ב' לחוק התיאומים חלות בקביעת הכנסתו (להלן: "משקיע פרק ב'") ניתן, עפ"י התקנות האמורות, כשהוא מתואם לתום שנת המס בה נתבע, ואילו הניכוי המותר למשקיע שהוראות פרק ב' אינן חלות בקביעת הכנסתו (להלן: "משקיע פרק ג'") ניתן בערך המתואם לאמצע תקופת החזקתו ביחידה.

5. חישוב סכומי הריבית לפי סעיפים 3(ט) ו-3(י) לפקודה

סעיף 3(ט) לפקודה נועד לקבוע "הכנסה רעיונית" בגין הנחות בריבית והנחות במימוש זכות לרכישת נכס, כהכנסה חייבת במס בידי סוגים מסוימים של נישומים (עובד, נותן שירותים ובעל שליטה).

לגבי הנחה בריבית, נקבע בסעיף 3(ט) שההכנסה הרעיונית תהא בגובה ההפרש בין הריבית הנקובה בהלוואה לבין שיעור הריבית שיקבע ע"י שר האוצר.

בהתאם לתקנה 2(א) לתקנות מס הכנסה (קביעת שיעור הריבית), התשמ"ה-1985, שיעור הריבית לעניין סעיף 3(ט) לפקודה הינו שיעור עליית המדד בתוספת 4 אחוזים המוכפלים במספר הימים בתקופת הזקיפה ומחולקים בשלוש מאות ששים וחמש.

חישוב הפרש הריבית נעשה באופן שונה לגבי עובד בהשוואה לחישוב שנעשה לגבי יתר הנישומים.

לגבי עובד - הפרש הריבית החייב במס הוא ההפרש בין סכום הריבית, שנוסף ליתרת הקרן המוסכמת **בחודש מסוים**, לבין יתרת סכום הפרשי ההצמדה, הנוספים ליתרת קרן ההלוואה באותו חודש.

לגבי נישומים אחרים - חישוב הפרש הריבית הוא **שנתי**, כך שהפרש הריבית הוא ההפרש בין סכום הריבית, שנוסף ליתרת הקרן המוסכמת בשנת המס, לבין הסכום שהיה נוסף ליתרת קרן ההלוואה אילו שיעור הריבית היה הפרשי ההצמדה באותה שנה.

סעיף 3(י) לפקודה קובע, כי יש לחייב במס נישומים מסוימים שנתנו הלוואה או אשראי, על ההפרש בין הריבית הקבועה בתקנות מס הכנסה (קביעת שיעור ריבית לעניין סעיף 3(י)), תשמ"ו-1986, לבין הריבית שהנישום מקבל בפועל. סעיף 3(י) נועד למנוע הקטנת החיוב במס בדרך של מתן הלוואות בריבית נמוכה על-ידי סוגים מסוימים של נישומים.

גם בהקשר להוראות אלו, אנו רואים כי המחוקק לא בחל בחישובי ריבית והפרשים ראליים על הלוואות. לגבי הלוואות הניתנות לעובדים החישובים כאמור מבוצעים ע"ב חודשי.

6. חישוב הפרשי הצמדה פטורים על הלוואת בעל שליטה לתאגיד בשליטתו

תקנות מס הכנסה (פטור ממס על הפרשי הצמדה בשל יתרה מזכה של בעל שליטה), התשנ"ח-1998 (להלן: "תקנות בעל שליטה"), אשר הותקנו מכוח סעיף 16ב לפקודה, נועדו לעודד העמדת הלוואות על ידי בעלי שליטה לחברה שבשליטתם. בין היתר, מאחר שהלוואות אלה מהוות תחליף לאמצעי מימון אחרים, שעלותם לחברה גבוהה יותר. תקנות בעל שליטה מעניקות פטור ממס לבעל השליטה בגין הכנסה מהפרשי הצמדה על יתרת זכות, עד לגובה "תקרת סכום הפטור".

"תקרת סכום הפטור" מוגדרת בתקנות האמורות כ- "יתרת הזכות בחודש הראשון בשנת המס בצירוף הפרש שבין יתרת הזכות בכל חודש, החל בחודש השני בשנת המס, לבין יתרת הזכות בחודש שקדם לו, בין אם הוא חיובי ובין אם הוא שלילי, כשהיתרה האמורה בחודש הראשון וכל הפרש חודשי מוכפלים בשיעור עליית המדד מתחילת החודש שלגביו חושבו עד תום שנת המס".

אנו סבורים כי די בהגדרה זו בכדי להבהיר את החישובים הנדרשים לפטור האמור, אולם לשם המחשה ניתן למצוא דוגמה בהוראות קובץ הפרשנות לפקודת מס הכנסה (החב"ק)³.

לסיכום

לא קשה להתרשם כי פקודת מס הכנסה וחוקי המס האחרים משופעים במנגנונים מורכבים שיישומם מורכב וקשה לא פחות, וברוב המקרים אף יותר, ממנגנון ה-ROR. לפיכך, יש לומר כי מנגנוני המס יודעים וידעו להתמודד עם המנגנונים המוצעים ללא קושי מיוחד.

למותר לציין, כי בכל מקום שבו ניתן ואפשרי ליישם מנגנונים שישפרו את המתאם בין הוראות החוק לגביית מס אמת בהתאם למדיניות המס שנקבעה על ידי הממשלה, חובתו של המחוקק היא לבחור באותם אמצעים אשר יאפשרו גביית מס אמת בהתאם לתוצאות הכלכליות האמתיות של הנישומים.

בכבוד רב,

גידי בר זכאי ושות' יועצים

³ קובץ הפרשנות לפקודת מס הכנסה, עמ' ג-105.



Global: Energy

280 projects to change the world

The winners keep on winning

The “Winners” of the last six editions of this report have outperformed their peers by 8% on an annualized basis (2% for the Top 230 winners since February 2009). The stocks we have identified as winners in this analysis are: BG, Shell, Petrobras, GALP, Tullow, and Woodside.

Non-OPEC production likely to disappoint

On our estimates, 2009 will be the last year of growth in non-OPEC production, as the industry suffers from the lack of new project sanctioning in 2007-09. Recent trends of poor delivery and increasing decline rates suggest that non-OPEC decline could be over 1 mnbls/d pa from 2011.

OPEC at full utilization by 2011-12

We estimate that OPEC capacity will only grow c.1%-2% pa in the coming years, mostly from Iraq. Our analysis points towards 100% OPEC capacity utilization by 2011/12, leading to the need for demand rationing pricing. Even if Iraqi redevelopments achieve their ambitious targets, OPEC would run close to full utilization.

Services key beneficiaries of new projects

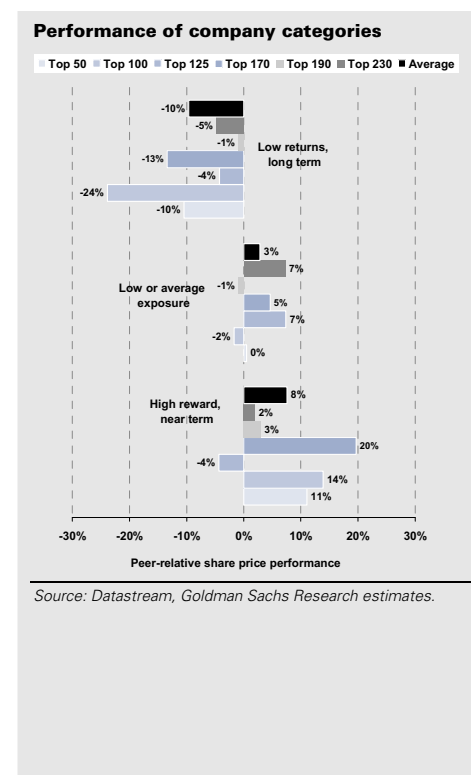
We believe that 2010 will see the largest number of new project sanctions since 2006, leading to increasing backlogs for oil services and new capacity bottlenecks in SURF, subsea equipment and LNG. A sharp increase in the technical risk of new developments is likely to prove positive for leaders in frontier developments.

Selecting Oil Services winners

We have screened our global Oil Services universe to identify winners with leading positions in high growth businesses (subsea, LNG) and attractive geographical areas (Brazil, ME, Asia-Pacific): Technip, Petrofac, FMC, Schlumberger, JGC and Foster Wheeler stand out.

Delivery will be key to value creation

Increasing technical risk requires strong delivery skills. We have back-tested the companies’ ability to bring fields into production, highlighting BG and Exxon. We have also tested the ability of companies to add value through exploration. BG is the only company to stand out on all metrics.



Michele della Vigna, CFA
 +44(20)7552-9383 | michele.dellavigna@gs.com Goldman Sachs International
Christophor Jost
 +44(20)7774-0014 | christophor.jost@gs.com Goldman Sachs International
Michael Rae
 +44(20)7552-2538 | michael.rae@gs.com Goldman Sachs International
Arjun N. Murti
 (212) 357-0931 | arjun.murti@gs.com Goldman Sachs & Co.

The Goldman Sachs Group, Inc. does and seeks to do business with companies covered in its research reports. As a result, investors should be aware that the firm may have a conflict of interest that could affect the objectivity of this report. Investors should consider this report as only a single factor in making their investment decision. For Reg AC certification, see the end of the text. Other important disclosures follow the Reg AC certification, or go to www.gs.com/research/hedge.html. Analysts employed by non-US affiliates are not registered/qualified as research analysts with FINRA in the U.S.

Key characteristics of each of the win zones

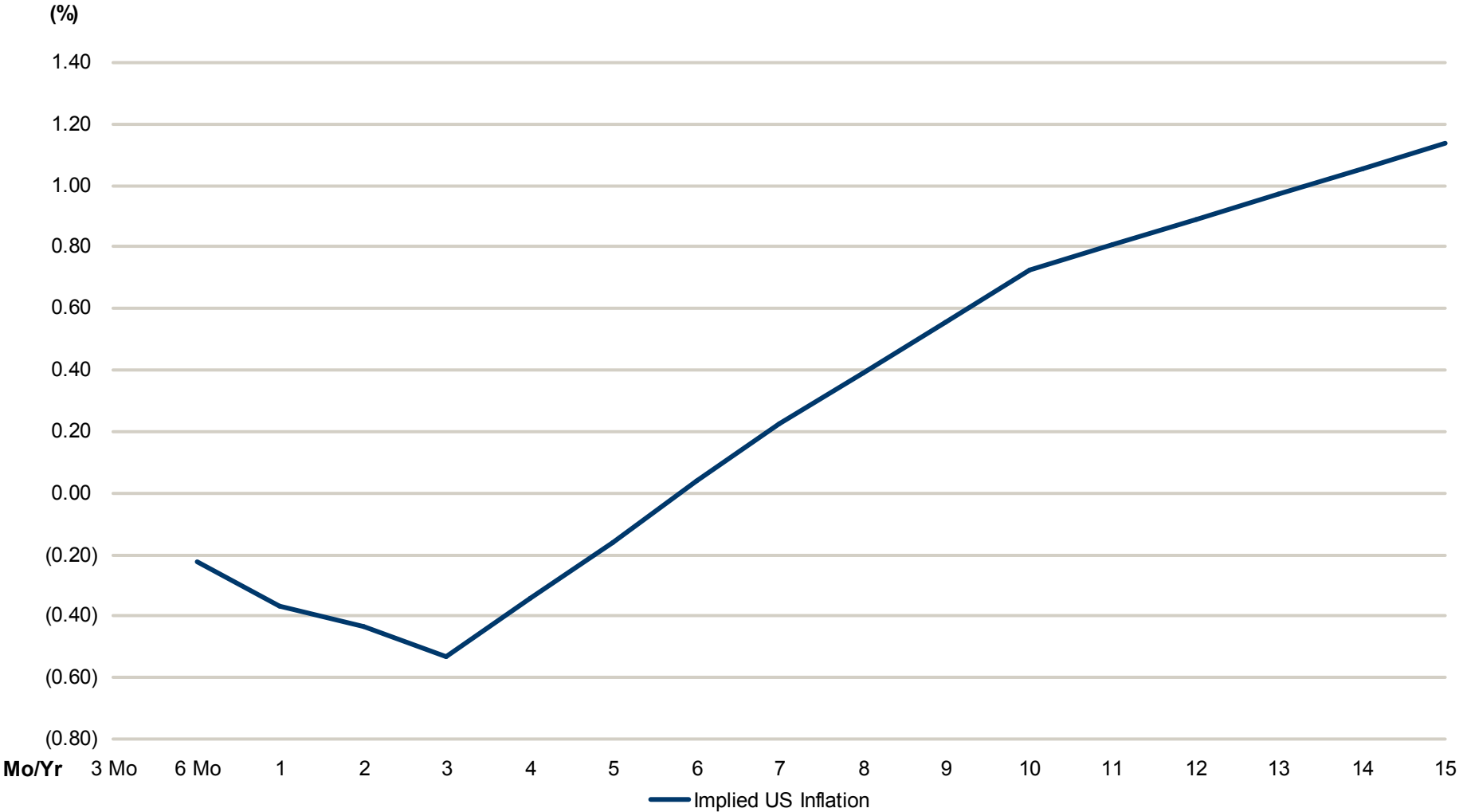
Exhibit 129: Key characteristics of the win zones

Deepwater			As % of T280			Exploitation			As % of T280			Gas			As % of T280			LNG			As % of T280		
<p>Deepwater: largest number of projects with best combination of returns, growth and value. Highest unit F&D costs reflect technical component. Production and cash flows are fast growth but short duration. Brazil pre-salt fields are extending average life</p>						<p>Exploitation: limited number of large fields with low costs, decent returns and long duration cash flows. Awards of Iraqi service contracts have increased field numbers and reserves substantially, but the tough fiscal terms lower average profitability to be in line with other winzones</p>						<p>Traditional gas: Large number of relatively small fields. Low F&D costs and are offset by some projects having regulated gas prices which limit exposure to increases in oil price assumptions therefore causing the win zone to lag as we have increased our oil price assumption</p>						<p>LNG: A relatively low number of large reserves projects with average returns. Low F&D costs offset by highest infrastructure capex requirements allowing the monetisation of gas at international prices, although little visibility is available on large scale LNG plant costs</p>					
Number of fields	68	24%	Reserves (mnboe)	59,766	14%	Number of fields	18	6%	Reserves (mnboe)	59,636	14%	Number of fields	52	19%	Reserves (mnboe)	56,104	13%	Number of fields	33	12%	Reserves (mnboe)	57,247	13%
2010E production (kboe/d)	4,754	25%	2010E production (kboe/d)	2,831	15%	2010E production (kboe/d)	2,831	15%	2010E production (kboe/d)	3,290	17%	2010E production (kboe/d)	1,683	9%									
Duration (years)	24	78%	Duration (years)	24	77%	Duration (years)	24	77%	Duration (years)	28	89%	Duration (years)	33	105%									
F&D capex (US\$m)	549,699	24%	F&D capex (US\$m)	216,315	9%	F&D capex (US\$m)	216,315	9%	F&D capex (US\$m)	270,986	12%	F&D capex (US\$m)	250,154	11%									
Infr capex (as a %)	1%	7%	Infr capex (as a %)	14%	70%	Infr capex (as a %)	14%	70%	Infr capex (as a %)	21%	108%	Infr capex (as a %)	46%	229%									
Upstream F&D (US\$/boe)	9.2	171%	Upstream F&D (US\$/boe)	3.6	67%	Upstream F&D (US\$/boe)	3.6	67%	Upstream F&D (US\$/boe)	4.8	90%	Upstream F&D (US\$/boe)	4.4	81%									
IRR	26.4%	121%	IRR	21.2%	97%	IRR	21.2%	97%	IRR	18.2%	83%	IRR	18.2%	83%									
P/I ratio	2.35x	123%	P/I ratio	1.81x	95%	P/I ratio	1.81x	95%	P/I ratio	1.59x	83%	P/I ratio	1.80x	95%									
NPV (US\$/boe) <small>life of field</small>	6.5	203%	NPV (US\$/boe) <small>life of field</small>	2.1	67%	NPV (US\$/boe) <small>life of field</small>	2.1	67%	NPV (US\$/boe) <small>life of field</small>	1.7	54%	NPV (US\$/boe) <small>life of field</small>	3.6	111%									
<p>Unconventional gas: High capex but long duration assets. Returns helped by the timing of cashflows where drilling is undertaken throughout field life. Highly sensitive to gas price assumptions and low prices can lead to falling activity</p>						<p>Heavy Oil: Increasing proportion of fields with potential for very long duration production and cash flows. High infrastructure component and slow production build-up limit returns and value but long durations are attractive in a balanced portfolio</p>						<p>Traditional: least homogeneous Win Zone (heavily skewed by Kashagan) but offset by low tax rate OECD projects with high returns and value creation. Costs and duration are only slightly above average.</p>						<p>Russia: Predominantly gas. Characterised by long duration, low cost projects relative to other Win Zones. Taxation and regulated prices for gas fields for domestic sale reduce profitability. High political risk for non-Russian based companies</p>					
Unconventional Gas			As % of T280			Heavy Oil			As % of T280			Traditional			As % of T280			Russia			As % of T280		
Number of fields	12	4%	Reserves (mnboe)	23,801	6%	Number of fields	32	11%	Reserves (mnboe)	55,718	13%	Number of fields	41	15%	Reserves (mnboe)	41,074	10%	Number of fields	23	8%	Reserves (mnboe)	73,495	17%
2010E production (kboe/d)	1,035	5%	2010E production (kboe/d)	1,040	5%	2010E production (kboe/d)	1,040	5%	2010E production (kboe/d)	2,307	12%	2010E production (kboe/d)	2,420	13%									
Duration (years)	36	115%	Duration (years)	37	120%	Duration (years)	37	120%	Duration (years)	27	86%	Duration (years)	42	134%									
F&D capex (US\$m)	217,000	9%	F&D capex (US\$m)	287,377	12%	F&D capex (US\$m)	287,377	12%	F&D capex (US\$m)	252,511	11%	F&D capex (US\$m)	256,360	11%									
Infr capex (as a %)	1%	7%	Infr capex (as a %)	29%	145%	Infr capex (as a %)	29%	145%	Infr capex (as a %)	8%	41%	Infr capex (as a %)	29%	144%									
Upstream F&D (US\$/boe)	9.1	169%	Upstream F&D (US\$/boe)	5.2	96%	Upstream F&D (US\$/boe)	5.2	96%	Upstream F&D (US\$/boe)	6.1	114%	Upstream F&D (US\$/boe)	3.5	65%									
IRR	26.3%	120%	IRR	16.7%	76%	IRR	16.7%	76%	IRR	28.4%	130%	IRR	19.8%	90%									
P/I ratio	1.84x	97%	P/I ratio	1.58x	83%	P/I ratio	1.58x	83%	P/I ratio	2.20x	116%	P/I ratio	2.07x	109%									
NPV (US\$/boe) <small>life of field</small>	1.6	50%	NPV (US\$/boe) <small>life of field</small>	1.9	59%	NPV (US\$/boe) <small>life of field</small>	1.9	59%	NPV (US\$/boe) <small>life of field</small>	5.7	178%	NPV (US\$/boe) <small>life of field</small>	2.5	78%									

Source: Goldman Sachs Research estimates.

UST Inflation Index

15 yrs UST Inflation Index Yield Curve



Source: Bloomberg.

Brent Fwd Curve

