

הנדון: נייר עמדה לוועדת שישנסקי

בנייר עמדה זה אנסה להתייחס לוועדת שישנסקי. ההתייחסות תהיה כלכלית (ולא משפטית) ותנסה להראות השלכות של שינויי המיסוי על החזקות/רשיונות.

1. אחזקות הציבור

לקורא העיתונות הישראלית עלול להיווצר רושם כי "הטייקונים" (יצחק תשובה, קובי מימון) הינם הבעלים העיקריים של מרבצי הגז שנגלו ואולם, חישוב אחוזי האחזקה בשותפויות הגז המוגבלות (נספח 1) מראה כי הציבור¹ מחזיק כ-78% בחזקת "ים תטיס", כ-79% בחזקת "תמר" וכ-79% ברישיון "לוויתן".

לכן, פגיעה ב"טייקונים" תהיה למעשה פגיעה ב"ציבור". הדרישה לחלק בצורה שוויונית יותר את "רכוש המדינה" הינה ברובה העברת עושר בין חלקים מסוימים מהציבור לחלקים אחרים בציבור.

האם הצגת הנושא באופן הזה תשנה את עמדת הציבור ותשפיע על השיח הציבורי? חשוב גם לציין שהרבה אנשים משתתפים בצורה פסיבית וללא ידיעתם בתגליות אלו באמצעות החיסכון שלהם בקרנות הגמל, קרנות הפנסיה ותכניות הביטוח אשר מחזיקות במניות הקשורות לתגליות (דלק קידוחים, אבנר, ישראלמקו, רציו, דלק אנרגיה ודלק)

"In Economics, there is always what you see and what you don't see"

Fredric Bastiat

2. חזקות ים תטיס, תמר

לשינוי מדיניות תמלוגים, ראוי לבצע הבחנה בין החזקות (ים תטיס, תמר) שבהן הושקע כסף בפיתוח האתר, גויס כסף למימון הפיתוח ונחתמו הסכמים עם ספקים/לקוחות – הכול על בסיס מדיניות תמלוגים של ממשלת ישראל, לבין הרישיונות שבהם טרם בוצעה פעילות קידוח. מדיניות זו הושתתה על בסיס היסטוריית קידוחים דלת הישגים (מעל 500 קידוחים כושלים) וחרם ערבי שמנע (עד כה) מכל חברות האנרגיה הגדולות להשתתף בהשקעות אלו. כיצד יכולה המדינה לשנות מדיניות על חזקות אלו כעת? מהי ההצדקה לשינוי כזה בדיעבד? האם שינוי מעין זה (אם יבוצע) ישרת נכון את המדינה בבואה לעודד השקעות לפיתוח אנרגיה בישראל?

¹ הציבור מוגדר ככל מי שאינו בעל עניין, קרי קבוצת תשובה, קבוצת רוטלוי ולנדאו וקבוצת קובי מימון

האין שינוי כזה עלול להעלות את מחיר ההון בגיוס ממשלתי בעתיד, שינבע מהפחד של השווקים מכך שהממשלה תשנה מדיניות בדיעבד?

לשם המחשה נביט בתחום אנרגיית הרוח – הפקת אנרגיה מהרוחות ע"י הצבת תחנות כוח בנקודות בהן ישנה רוח מספיק חזקה ויציבה.

הממשלה מעוניינת לעודד תחום זה שכן המקור הינו נקי ו"ירוק" (אינו מזהם) ע"י עידוד הסקטור הפרטי ליזום ולהסתכן בפיתוח תחום זה. "המודל" הינו הקמת תחנות כוח ע"י יזמים והבטחת מחיר חשמל ע"י הממשלה/חברת החשמל.

כיצד היזמים צריכים לגשת לפרויקט זה כאשר אין להם ביטחון בהסכמי הממשלה? מה עליהם לעשות אם בעוד מספר שנים תקום סערה ציבורית שבה "הציבור" יצעק כי יש לחלק את אוצרות המדינה (רוח) בצורה שוויונית יותר והמדינה תטיל "מס" על תחנות אלו (במילים אחרות – תוריד את המחיר האפקטיבי של החשמל)?

בפעולה כוחנית של שינוי תנאים בדיעבד לאחר שנרכש ציוד, נחתמו הסכמי מימון, שכירות קרקע והסכמי אספקה עם הלקוח, אין ליזם גמישות רבה.

טבעי לצפות שהיזם ידרוש תשואה גבוהה הרבה יותר מפרויקט זה "כמרווח ביטחון" ושינויים ממשלתיים ומבלי לחשב זאת (אין מספיק נתונים) ברור כי סך ההשקעה באנרגיית הרוח תיפגע מנושא זה.

בהנחה שישנו בדיעבד את התמלוגים לחזקות תמר וים תטיס, כיצד תשכנע הממשלה את יזמי אנרגיית הרוח כי תחום זה יהי חסין משינויים? מדוע שירגישו ביטחון בהבטחת מחיר הניתן כעת כאשר בתחום משיק (מקור גז) מתבצע שינוי כוחני בדיעבד?

לכן התוצאה הלא מתוכננת (Unintended consequence) של שינוי התמלוגים בחזקות תמר וים-תטיס עלולות לגרום להקטנת היזמות בתחומים נרחבים – רוח, סולארי ואשפה (תחומים בהם "המקור" שייך לכולם).

פועל יוצא הינו פחות מקומות עבודה, פחות מס נגבה ואלי אף פחות תחרות – כולם נושאים ראויים.

3. רישיון "לוויתן"

הטענות בסעיף 2 חלות גם על רישיון "לוויתן" אם כי בעוצמה פחותה, שכן ברישיון זה הושקע סכום ראשוני בפיתוח המאגר ונחתמו הסכמים עם ספקים לצורך קידוחים לקראת סוף השנה.

"I would rather be vaguely right than precisely wrong" Mark Twain

4. רישיונות עתידיים

אינני חולק על כך שניתן לשנות מדיניות מיסוי במדינה. למיטב הבנתי, מדיניות התמלוגים והמיסוי מנסה לאזן בין הרצון לעודד השקעות בתחום האנרגיה בישראל לבין הרצון להבטחת

תשואה הוגנת לאזרחי ישראל ממקורות האנרגיה של המדינה. לכן, ישנו היגיון בהעלאת סכום התמלוגים ברישיונות עתידיים באגן הלבנטיני, שכן הסיכוי לגילוי (במיוחד באותו מאגר סלע) עלה ואינו כפי שהיה בטרם נמצא גז ב"תמר" ו"דלית".

יתר על כן, לימוד היסטורי מראה כי מדיניות מיסוי משתנה תכופות, לרוב כתוצאה מצרכים לאומיים². פרספקטיבה היסטורית מלמדת כי קשה להגיע לאחוזי מס אופטימאליים המהווים שיווי משקל יציב (ולכן ישנם שינויי מס לאורך השנים, כפי שנראה בהמשך). אינו מתיימר לטעון למספרים אופטימאליים ומדויקים. בזה מסתיים הטיעון האבסולוטי. נעבור לטיעון היחסי.

השוואה עולמית בין מדינות לגבי אחוז המס הנגבה ("Government Take") כפי שמשקף בעיתונות לאחרונה, לוקה בחסר (לפחות) בשני מימדים:

1. **סיכון**. במדינות השונות ישנו הבדל בין הסיכון הנלקח ע"י היזמים. במדינות מסוימות (ישראל ונורבגיה עד 1975) כל הסיכון נלקח ע"י היזם ואילו במדינות אחרות הסיכון התחלק עם הממשלה (או היה כולו של הממשלה). חשוב להשוות "תפוחים לתפוחים" בראיית המס והתשואה ביחס לסיכון ולכן נשווה את ישראל רק למודלים דומים מבחינת הסיכון.
2. **זמן/אחוז חדירה**. תגלית גז/נפט אזורית מאופיינת בכך שהאזור מכיל את כל ארבעת התנאים ההכרחיים להיוותרות הידרו-קרבונטים ותלוי בהמצאות מלכות Bright Spots בבדיקת ה-3D הסייסמיות לאגירת הגז והימנעות בריחתו. לכן רואים אנו הצלחות סדרתיות בקידוחים אלו באחוזי הצלחה גבוהים (ראו מקרה הים הצפוני, מפרץ מקסיקו ומצריים). מכיוון שסך המס הנגבה הינו [אחוז המס X סך מרבץ האנרגיה] הרי שבשלב המוקדם המטרה הינה מקסום סך המרבץ. במונחי משחק כדורגל, הרי שמדינת ישראל נמצאת באגן הלבנטיני בתחילת המשחק³ (התגלו עד כה בתמר כ-Proven, 8TCF) (ראו נספח 2), עוד שבים הצפוני או מפרץ מקסיקו אנו נמצאים קרוב לסיום המשחק. השוואה נקודתית של סך המס הנגבה הינו "תמונת סטילס" אך עלינו לנתח זאת כסרט וידאו. הכוונה היא כי עלינו להשוות בין מצב המיסוי בישראל כעת לבין מצב המיסוי במקומות הנזכרים כאשר **החלו** הגילויים. לצורך ניתוח אשתמש בנורווגיה אשר עונה על הקריטריונים שהבאתי: בנורווגיה הסיכון חל על היזמים, המדינה "זכתה" בתגלית אזורית (הים הצפוני) ומקובל עלינו כי זוהי דוגמה "חיובית ומוצלחת" (ולכן לא תבוטל ע"י הציבור).

² "Federal Taxation in America", (W. Elliot Brownlee)

³ USGS Report

בשלב הראשון (1965) היו אחוז התמלוגים כ-10% והממשלה העניקה הקלות מס של 9% לחיפושים בים. הנימוק היה הצורך בעידוד פעולות הקידוח (נספח 3). המשך הסקירה ההיסטורית בנספח 4.

לעניות דעתי המצב כעת בישראל דומה למצב בנורווגיה בסוף שנות ה-60. טיעון זה מתבסס על העובדה שאנו בתחילתו של תהליך גילוי הגז באזור הלבנטיני. ההסתמכות מבוססת על המחקר האמריקאי (USGS), על ניתוח תוצאות הסקרים הסיסמיים של נובל ושותפיה הישראליים והבנה של ניתוחים של מרבצי אנרגיה. יתר על כן, עקב פחת מואץ והחזרי השקעה נראה כי המצב כעת מבחינת Government Take אינו כה רע כשמשוים למדינה הרלוונטית (למרות שלדעתי השוואה כזו אינה נכונה).

אנו שומעים הרבה דיבורים על הצורך "בניצול הזדמנות" (גילוי תמר) למימון פעילות "חיובית". זו טענה פופוליסטית (שכן מי יכול לצאת כנגד פעולות של הפניית מקורות לצרכים חברתיים, רפואיים וחינוכיים).

אינני בא לומר דבר בנושא השימושים, אך הנני מתנגד לסוג טיעון זה מפני שהוא מחמיץ את "הסיפור הגדול". לא כדאי להביט על נושא זה כמשחק "סכום-אפס" שבו הכמות נתונה ולכן מקסום למדינה פירושה לקיחה מהיזמים ובעלי המניות. אולי מטרת המדינה כעת הינה יצירת תמריצים לקידוחים רבים נוספים שיכולים לממש את הפוטנציאל הגלום באגן הלבנטיני? האין זה ראוי לנסות להגדיל את "סך העוגה"?

חשוב לציין כי "סך העוגה" אינו רק סך הגילוי של מרבצי הגז אלא כוללת גם:

1. **פיתוח תעשיית נוספות.** על סמך הגילוי כגון תעשיית שירותי ה-On-shore ותעשיית ה-Downstream לגז, כמו גם נגזרות של תחומים אלו. ביקור בסטבנג'ר נורווגיה (Stavanger, Norway) יכול לתת לנו דוגמה למה שקרה שם ב-30 השנים האחרונות. לצורך המחשה נביט ברמת החייל ובאזור התעשייה בהרצלייה. חישוב סך כל המס והארנונות הנגבה מכל הפעילות (בניכוי פעילות ההיי-טק) היום למול אותו סכום בסוף שנות ה-80 ממחיש את התוספת של הפעילות הנגזרת.
2. **איכות הסביבה.** המעבר מפחם לגז טבעי הינו בעל השלכות חיוביות שחלקן בעלות אופי כלכלי (לדוגמא: הפחם מסרטן ולכן פחות פחם בחדרה עשוי

להוריד הוצאות אשפוז, שלא לדבר על המשמעות לחיי המשפחות עצמן).
איני מתיימר לחשב זאת אך אין זה אומר שאסור לקחת זאת בחשבון.
3. גיא-פוליטיקה. אנרגיה מהווה משאב גיא-פוליטי הניתן לשימוש על ידי
ממשלות. ברור כי הימצאות מאגרי גז/נפט גדולים עשויים להוות תרומה גיא-
פוליטית בעלת השלכות כלכליות ואחרות.

לבסוף בנושא ההשוואה הבינלאומית, חשוב לציין כי ישראל אינה מדינה כמו "כל העמים"
וסובלת מחרם ממדינות ערב. לכן לפעילות קידוח בישראל ישנה "עלות" נוספת (חברות
הפועלות בישראל עלולות להינזק מכך) אם ברצוננו להביא חברות זרות להשתתף בפעילות
קידוח ופיתוח בישראל יש להביא זאת בחשבון.

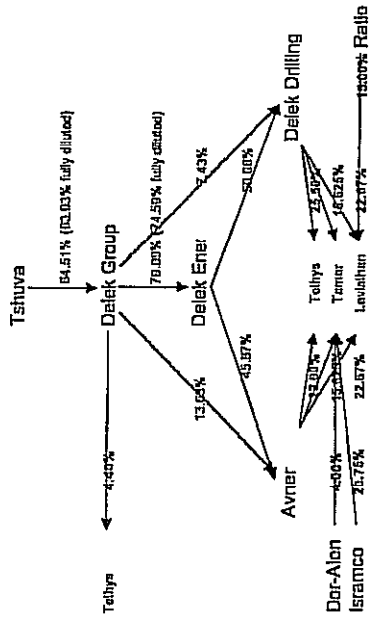
כמו במקרים אחרים שמנסים לפתח תעשיות (ראו מקרה ההיי-טק) דווקא מיסוי נמוך והטבות
מעודדים פיתוח נרחב של השקעות ומהווים כר נוח להקצאות משאבים לתחום זה.
אין מדובר על מאבק של "סכום-אפס" (פחות ליזמים, יותר לציבור) אלא על הגדלה של כל
בסיס המס (מקומות עבודה חדשים הן בענפים הישירים והן בנלווים).
אינני טוען כי 12.5% (רמת התמלוגים הקיימת כיום) הינו האופטימאלי אך ברור כי עליה
חדה מידי עלולה למנוע השקעות בתחום זה וליצור מצב שבו הציבור אמנם מקבל יותר מן
העוגה אך סך העוגה (וסך "הרווח" של הציבור) קטן יותר.

בברכה,

זיו גל

טל' 03-6967282

ziv@rimon-funds.com



Total Tshuva holdings

Telhys	16.0%
Tammar	9.8%
Leviathan	14.2%

Isramco

חול חברת הגזם לישראל	8.13%
אקוויט	3.04%
חול ניהול שותפויות	12.66%
נפטא ניהול	0.43%
חיים שוף	32.89%

Ratio

רצו חיפוש נפט	5.53%
ג.ל.ג.	0.79%
לאסדן השקעות	17.71%
ליד	1.02%
יגאל לנדאו	1.66%
יבני לראו	0.82%
איתן איזברג	0.96%
	26.81%

Dor-Alon

אלון חברת הדלק	80.05%
אפיקה ישראל	6.97%
כלל בטוח	7.28%
	94.30%

Avner

דלק אנרגיה	45.87%
דלק השקעות	13.63%
אבנר	1.81%
אקסלום	1.03%
ססות	4.88%
הפניקס	0.92%
טורבוביץ	0.52%
	68.66%

Delek Drilling

דלק אנרגיה	50.05%
דלק קורחיים	12.52%
דלק השקעות	7.43%
אקסלום	0.66%
אלעד שרון	0.16%
טורבוביץ	1.89%
	72.72%

אקוויט	8.56%
י.א.ג. ירושלים	44.49%
י.ח.ג. מנהלים כלליים	4.10%
אקוויט	3.23%
אקסלום	3.88%
אלעד שרון	6.46%
ססות	70.83%

חול ניהול שותפויות	3.16%
נפטא ניהול	32.57%
חול - חברת הגזם	4.43%
ישראלקו אויל אנד גז	4.76%
אקוויט	44.92%

נפטא	65.07%
י.א.ג. ירושלים	12.77%
ססיה	77.84%

Public

Telhys	78.37%
Tammar	78.55%
Leviathan	78.52%

Mable

Telhys	47.00%
Tammar	36.00%
Leviathan	39.68%



World Petroleum Resources Project

Assessment of Undiscovered Oil and Gas Resources of the Levant Basin Province, Eastern Mediterranean

The U.S. Geological Survey estimated a mean of 1.7 billion barrels of recoverable oil and a mean of 122 trillion cubic feet of recoverable gas in the Levant Basin Province using a geology based assessment methodology.

Introduction

As part of a program aimed at estimating the recoverable oil and gas resources of priority basins around the world, the U.S. Geological Survey (USGS) estimated the undiscovered oil and gas resources of the Levant Basin Province. The Levant Basin Province encompasses approximately 83,000 square kilometers (km²) of the eastern Mediterranean area (fig. 1). The area is bounded to the east by the Levant Transform Zone, to the north by the Tartus Fault (Roberts and Peace, 2007), to the northwest by the Eratosthenes Seamount, to the west and southwest by the Nile Delta Cone Province boundary, and to the south by the limit of compressional structures in the Sinai. This assessment was based on published geologic information and on commercial data from oil and gas wells, fields, and field production. The USGS approach is to define petroleum systems and geologic assessment units and to assess the potential for undiscovered oil and gas resources in each of the three assessment units defined for this study—Plio-Pleistocene Reservoirs, Levant Sub-Salt Reservoirs, and Levant Margin Reservoirs.

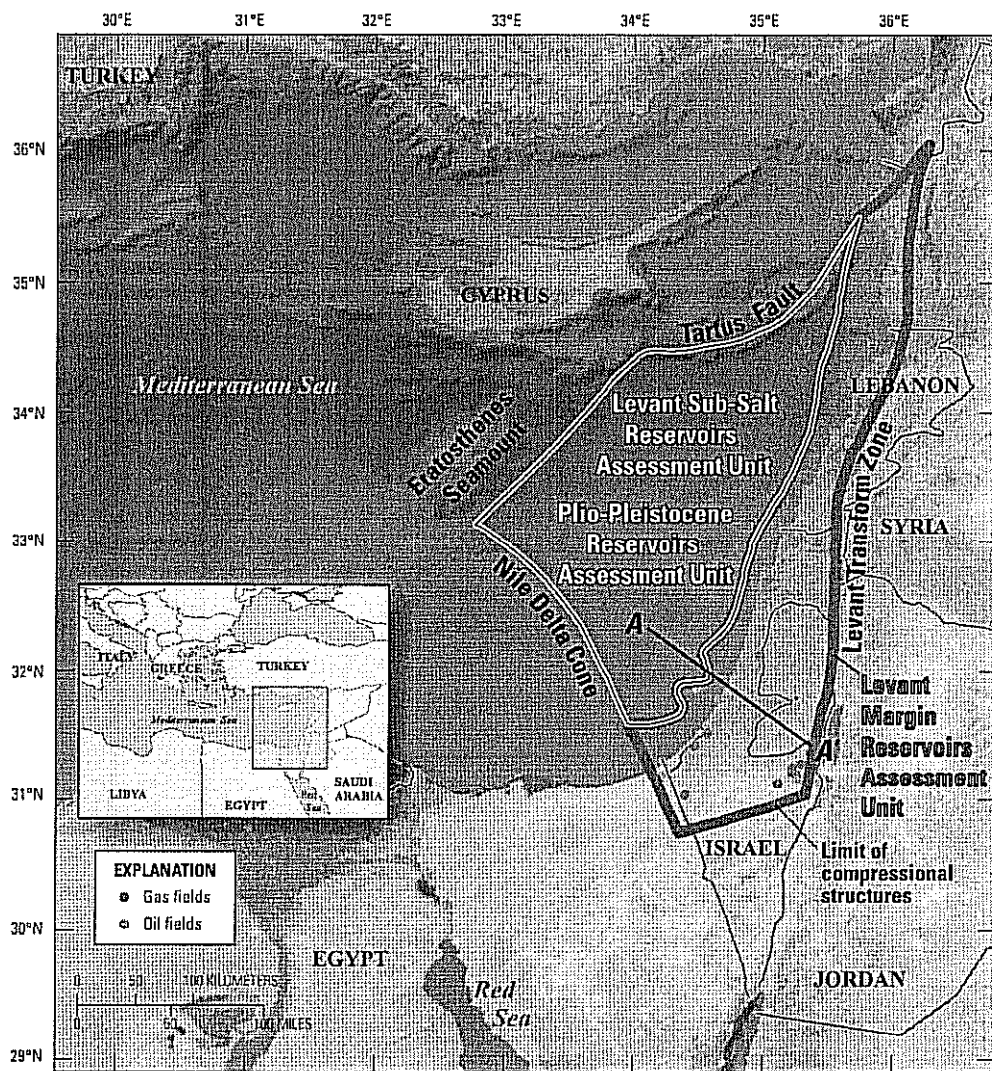


Figure 1. Location of the three assessment units (AU) in the Levant Basin Province in the Eastern Mediterranean. The boundaries of the Levant Sub-Salt AU and the Plio-Pleistocene Reservoirs AU are coincident.

Composite Petroleum System and Assessment Units

For this assessment the Mesozoic-Cenozoic Composite Petroleum System was defined to include the possibility of viable petroleum source rocks of Triassic, Jurassic, Lower Cretaceous, Upper Cretaceous, Miocene, and Plio-Pleistocene ages, all of which have been suggested as potential source rocks within this province. This composite petroleum system was defined to encompass all petroleum fluids and mixtures of these fluids in the Levant Basin Province because we could not completely discriminate between genetic families of oils or gases with available geochemical data.

Three assessment units (AU) were defined geologically within the composite petroleum system. The Levant Margin Reservoirs AU encompasses all reservoirs, from basement rocks to the Pleistocene, occurring east of the pinch-out of Messinian-age salt and west of the Levant Transform (fig. 2). Reservoirs include Jurassic and Cretaceous shelf-margin carbonates, nearshore marine sandstones, and deep-water slope and fan sandstones. The Levant Sub-Salt Reservoirs AU encompasses all reservoirs within and below continuous Messinian-age salt west of the eastward pinch-out of the salt (fig. 2). Reservoirs are mainly Mesozoic and Paleogene sandstones ranging from incised valley deposits to deep-water slope and fan sandstones (Gardosh and others, 2006; 2008). The Plio-Pleistocene Reservoirs AU includes all reservoirs younger than Messinian-age

salt west of the pinch-out of salt, and reservoirs mainly are incised channels, and deep-water slope and fan sandstones (Aal and others, 2000; Bertoni and Cartwright, 2006) (fig. 2). The Plio-Pleistocene Reservoirs AU is thought to be sourced mainly by biogenic gas, but this assessment includes the possibility of thermogenic gas and oil that migrated vertically from sub-salt source rocks. The Levant Margin Reservoirs AU contains four oil and four gas fields, the Plio-Pleistocene Reservoirs AU includes eight gas fields, and the Levant Sub-Salt Reservoirs AU has two discoveries (Tamar, Datil) that were used in the assessment but are so new that there is no independent reference as to the size of these discoveries. For this assessment a minimum undiscovered field size of 5 million barrels of oil equivalent (MMBOE) was used for the offshore assessment and a 1 MMBOE minimum was used for the onshore assessment.

Resource Summary

Estimates of volumes of undiscovered technically recoverable oil and gas resources are shown in table 1. The mean of the distribution for undiscovered oil is about 1,689 MMBO, with a range from 483 MMBO to 3,759 MMBO. For undiscovered gas, the total mean volume is 122,378 billion cubic feet of gas (BCFG), with a range from 50,087 BCFG to 227,430 BCFG. Of the 122,378 BCFG, 6,197 BCFG is estimated to be in the Levant Margin Reservoirs AU, 81,437 BCFG is in the

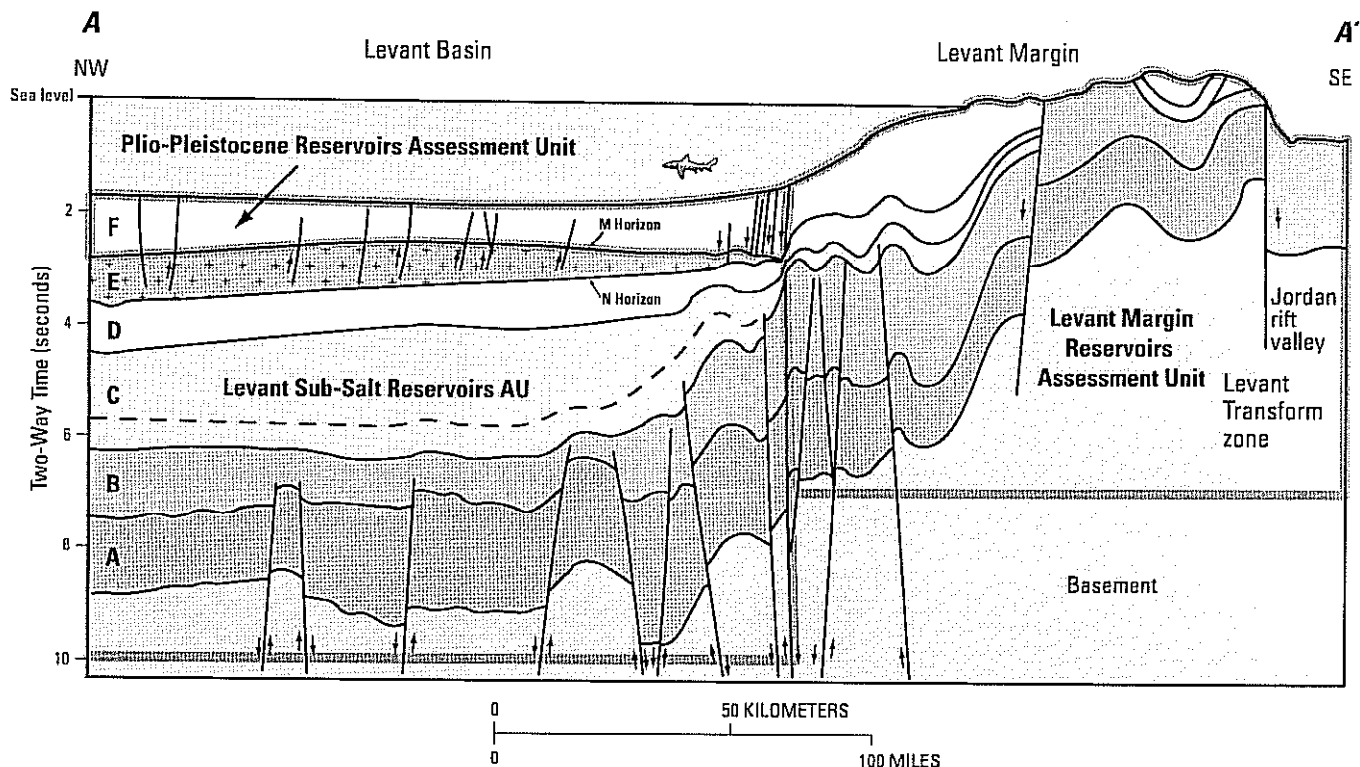
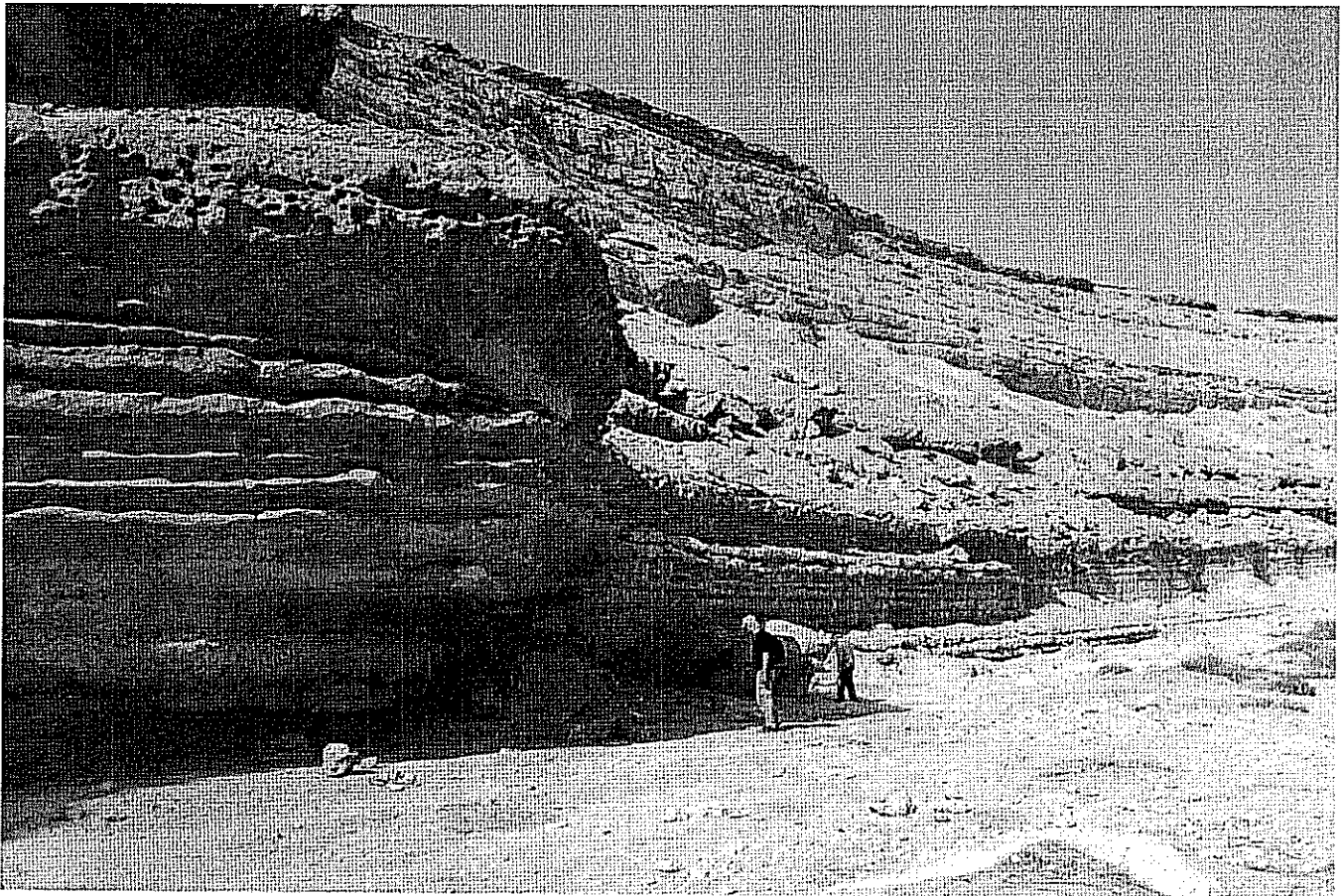


Figure 2. Geologic cross section of the southern part of the Levant Basin Province illustrating the definition of the three assessment units (AU) in this study. The areas of the Levant Sub-Salt Reservoirs AU and the Plio-Pleistocene Reservoirs AU are coincident, and neither AU overlaps with the Levant Margin Reservoirs AU. Dashed line separates Cenozoic (above) from pre-Cenozoic rocks. Messinian-age salt (between the M and N seismic horizons) is shown in green. Location of schematic section (A-A') shown in figure 1. A, Permian to Aalenian age; B, Bajocian to Turonian age; C, Senonian to Early Oligocene age; D, Oligocene to Late Miocene Age; E, Late Miocene (Messinian) age; F, Plio-Pleistocene age rocks. Modified from Gardosh and Druckman (2006) and Cartwright and Jackson (2008).



Eocene nearshore marine sandstones and limestones, Wadi Degla, northern Egypt.

Table 1. Levant Basin Province assessment results.

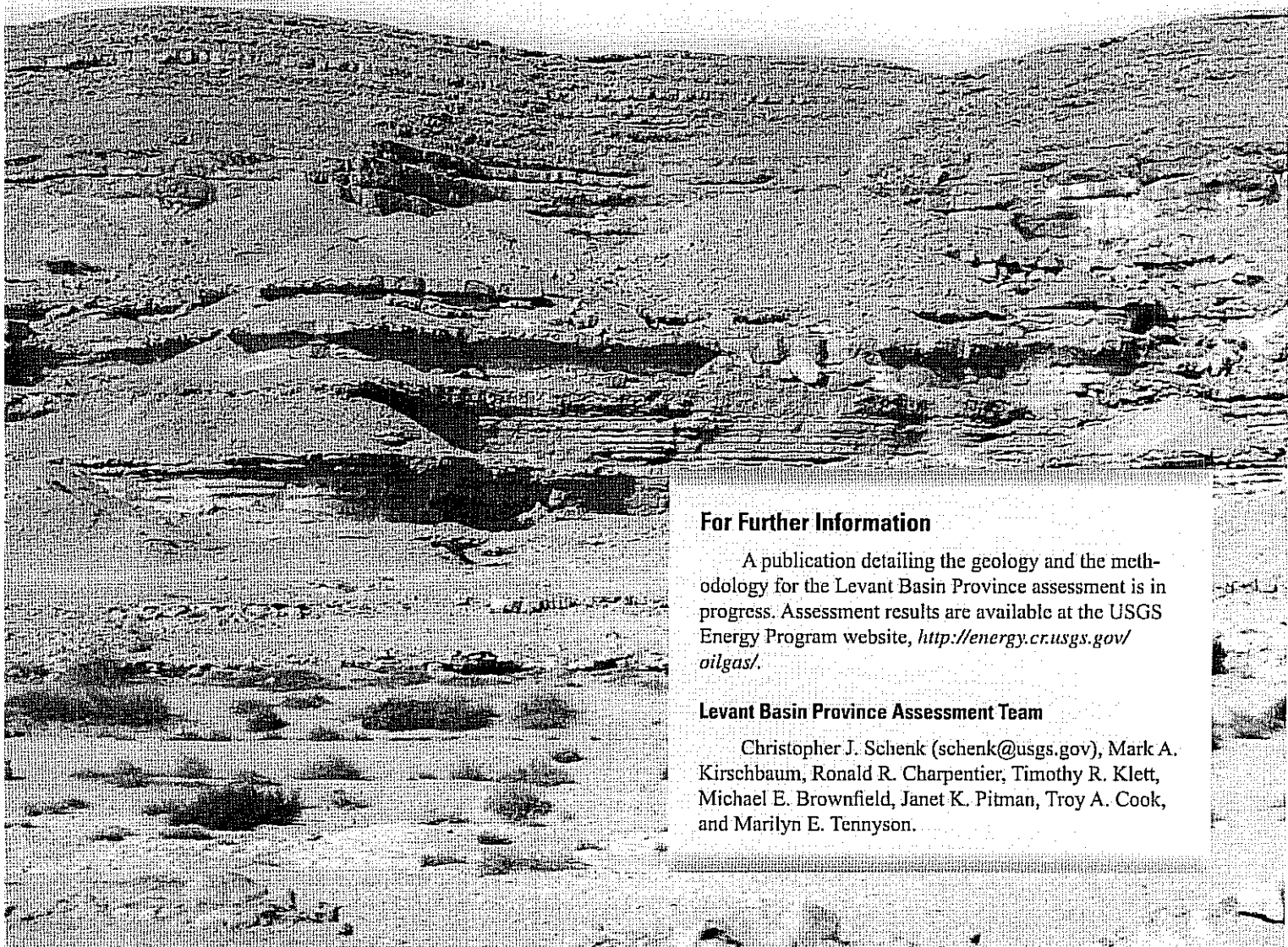
[MMBO, million barrels of oil; BCFG, billion cubic feet of gas; MMBNGL, million barrels of natural gas liquids. Results shown are fully risked estimates. For gas accumulations, all liquids are included as NGL (natural gas liquids). Undiscovered gas resources are the sum of nonassociated and associated gas. Largest mean oil field in MMBO; largest mean gas field in BCFG. F95 represents a 95 percent chance of at least the amount tabulated. Other fractiles are defined similarly. TPS, total petroleum system; AU, assessment unit. Gray shading indicates not applicable]

Total Petroleum Systems (TPS) and Assessment Units (AU)	Field type	Largest expected mean field size	Total undiscovered resources											
			Oil (MMBO)				Gas (BCFG)				NGL (MMBNGL)			
			F95	F50	F5	Mean	F95	F50	F5	Mean	F95	F50	F5	Mean
Levant Basin Province, Mesozoic-Cenozoic Composite TPS														
Levant Margin Reservoirs AU	Oil	177	278	763	1,765	857	340	944	2,202	1,062	7	19	45	22
	Gas	1,074					1,678	4,559	10,594	5,135	51	142	333	160
Levant Sub-Salt Reservoirs AU	Oil	184	148	460	1,242	548	179	569	1,559	679	4	12	32	14
	Gas	12,238					32,462	74,210	150,573	80,758	1,006	2,309	4,721	2,519
Plio-Pleistocene Reservoirs AU	Oil	130	57	217	752	284	68	265	933	351	1	5	19	7
	Gas	4,756					15,360	32,066	61,569	34,393	157	328	633	353
Total Conventional Resources			483	1,440	3,759	1,689	50,087	112,613	227,430	122,378	1,226	2,815	5,783	3,075

Levant Sub-Salt Reservoirs, and 34,744 BCFG is in the Plio-Pleistocene Reservoirs AU (table 1). These estimates represent technically recoverable oil and gas resources; no attempt was made to estimate economically recoverable resources.

References Cited

- Aal, A.A., Barkooby, A.E., Gerrits, M., Meyer, H., Schwander, M., and Zaki, H., 2000, Tectonic evolution of the Eastern Mediterranean Basin and its significance for hydrocarbon prospectivity in the ultradeep water of the Nile Delta: *The Leading Edge*, October 2000, p. 1086–1102.
- Bertoni, C., and Cartwright, J.A., 2006, Controls on the basin-wide architecture of late Miocene (Messinian) evaporites on the Levant margin (Eastern Mediterranean): *Sedimentary Geology*, v. 188–189, p. 93–114.
- Cartwright, J.A., and Jackson, M.P.A., 2008, Initiation of gravitational collapse of an evaporate basin margin: the Messinian saline giant, Levant Basin, eastern Mediterranean: *Geological Society of America Bulletin*, v. 120, no. 3–4, p. 399–413.
- Gardosh, M., and Druckman, Y., 2006, Seismic stratigraphy, structure and tectonic evolution of the Levantine Basin, offshore Israel, *in* Robertson, A.H.F., and Mountrakis, D., eds., *Tectonic development of the eastern Mediterranean Region: Geological Society of London Special Publication no. 260*, p. 201–227.
- Gardosh, M., Druckman, Y., Buchbinder, B., and Calvo, R., 2008, The Oligo-Miocene deepwater system of the Levant Basin: Geophysical Institute of Israel Report 446/426/08 and Geological Survey of Israel Report GSI/33/2008, 73 p.
- Gardosh, M., Druckman, Y., Buchbinder, B., and Rybakov, M., 2006, The Levant Basin offshore Israel: stratigraphy, structure, tectonic evolution and implications for hydrocarbon exploration: Geophysical Institute of Israel Report 429/218/06 and Geological Survey of Israel Report GSI/14/2006, 119 p.
- Roberts, G., and Peace, D., 2007, Hydrocarbon plays and prospectivity of the Levantine Basin, offshore Lebanon and Syria from modern seismic data: *GeoArabia*, v. 12, no. 3, p. 99–124.



For Further Information

A publication detailing the geology and the methodology for the Levant Basin Province assessment is in progress. Assessment results are available at the USGS Energy Program website, <http://energy.cr.usgs.gov/oilgas/>.

Levant Basin Province Assessment Team

Christopher J. Schenk (schenk@usgs.gov), Mark A. Kirschbaum, Ronald R. Charpentier, Timothy R. Klett, Michael E. Brownfield, Janet K. Pitman, Troy A. Cook, and Marilyn E. Tennyson.

First petroleum tax act, 1965

Background:

- ◆ First licences awarded in 1965
- ◆ Profitability of Norwegian oil or gas very uncertain
- ◆ Need for incentives for exploration activity

Main gov. take elements:

- ◆ 10% royalty on production
- ◆ 9% income tax relief on corporate tax for offshore activities

תקציר היסטוריית מיסוי הגז בנורווגיה

רק בשנת 1975 (לאחר גילויים גדולים) החליטה הממשלה כי קיים צורך רחב בעידוד החיפושים וכלן ביצעה שינוי פסקאלי: התמלוגים הועלו ל-12.5% לגז (כבר ב-1972) יצרו מס מיוחד לאנרגיה (25%) בנוסף למס החברות הקיים, אך אפשרו פחת מואץ של 6 שנים וכן פחת מיוחד של 10% מההשקעה ל-15 שנה (נספח 5). חשוב לציין כי הממשלה גם הקימה את חברת האנרגיה הלאומית (Statoil) בשנת 1972 בכדי להשתתף בכל הגילויים החדשים מתוך חשיבה שברצונה להיות בעלת זכויות מהגילויים ובכך לחלקם לציבור.

בשנת 1980 המס המיוחד הועלה ל-35% והקלת ההשקעה ירדה ל-6.7% (נספח 6) בשנת 1985 בוצע שינוי החזקות הממשלה ע"י חלוקת הזכויות הממשלתיות והיווצרות שיתוף פיננסי מלא (השקעה ורווח Pro-rata).

כפי שניתן לראות, המס שונה מספר רב של פעמים (נספחים 7-9) כאשר השיקולים היו מחד הצורך בשיתוף התושבים ברווחי המאגרים ומאידך הצורך במקסום פעילות החיפושים.

Petroleum Tax Act, 1975



Background:

- ◆ Large oil discoveries had been made
- ◆ Start-up of regular oil production
- ◆ Increase in oil price
- ◆ No need for fiscal insentives for activities
- ◆ The State must secure a high share of the profit

Main changes:

- ◆ 25% special tax in addition to normal corporate tax
- ◆ 6 years linear depreciation from production start-up
- ◆ 10% investment uplift (depreciation for special tax) over 15 years
- ◆ 1972: Royalty 8-16% for oil, 12.5% for gas

Source: Norwegian Petroleum Directorate

Changes to the Petroleum Tax Act, 1980



Background:

- ◆ Significant increase in oil prices during last part of 70's

Main changes:

- ◆ Special tax increased to 35%
- ◆ Investment uplift reduced to 6.7%

Revision of Petroleum Tax Act, 1986



Background:

- ◆ Dramatic drop in oil price
- ◆ Oil companies cut exploration budgets world wide
- ◆ Major oil companies question the profitability in Norway and consider to pull out of the country

Main changes:

- ◆ Special tax reduced to 30%
- ◆ Investment uplift removed for new investments
- ◆ Revenue allowance introduced for new fields
 - ◆ 15% of sales value of petroleum deductible from special tax
- ◆ Royalty abolished for new fields
- ◆ Exploration carry abolished for new licences

Petroleum tax reform, 1992

Background:

- ◆ General tax reform: Corporate tax reduced from 50.8% to 28%
- ◆ Political issue regarding environment and CO₂ emissions

Main changes:

- ◆ Special tax increased to 50%
- ◆ Investment uplift re-introduced: 5% over 6 years
- ◆ Revenue allowance removed
- ◆ CO₂ emission tax introduced
- ◆ Royalty abolished for pre '86 gas fields
- ◆ Exploration carry abolished for all licences
- ◆ Sliding scale abolished

Petroleum tax reform, 2002



Background:

- ◆ Consensus that a general revision of the tax legislation is necessary
- ◆ A major revision proposed, but only minor parts enacted

Main changes:

- ◆ Royalty only for pre '86 oil fields (two fields)

2003:

- ◆ High-level industry and authority committee formed to review the competitiveness of the Norwegian shelf, including new tax proposal