

מתקנים בעולם לטיפול ימי מלא

תקציר

במסמך זה מפורטים מתקנים להפקת גז בעולם בהם מתבצע טיפול מלא בים וקבלה של הגז במתקן יבשתי בעל טביעת רגל קטנה. המתקנים נמצאים באזורים שונים ומן הסקר עולה שהנטייה לבצע טפול מלא בים גוברת ככל שהזמן חולף והעולם מתקדם. המערכות לטיפול על גבי פלטפורמות הפכו למכלולים זמינים הדומים למוצרי מדף.

לאור הדוגמאות ניתן לקבוע שטיפול מלא בים היא טכנולוגיה מקובלת ואף מומלצת למדינה כמו ישראל.

רקע

1. תמ"א 37 ח' נועדה לקבוע אתרים וחלופות טכנולוגיות לצורך המשך פיתוח שדות הגז של ישראל, תוך יצירת שני מסדרונות כניסה "צפוניים" למדינת ישראל (נוספים על שתי הכניסות הדרומיות, באשדוד ובזמן הקרוב גם באשקלון).
2. בפרוטוקול המועצה הארצית 554 מיום 1.1.13 בעמ' 7 עוד נכתב כי "אין להחליט על טיפול ים מירב", וכי "קבלת הצעה זו תהיה חוסר אחריות לאומי":

צוות התכנון חזר על עמדותיו, שהציג בכל הישיבות הקודמות, לפיהן על מנת להבטיח יתרונות ואמינות מערכת הגז, אספקה רציפה שתאפשר הסתמכות על גז טבעי כמשאב עיקרי ליצירת אנרגיה אין להחליט על טיפול ימי מירבי וקבלת הצעה זו תהיה חוסר אחריות לאומי. סבורים כי ישנו הליך

3. בעמ' 51 לתמליל הדיון הסגור הנ"ל, אומר המתכנן גידי לרמן, מבלי לאפשר לנו להגיב על כך מקצועית, כי החלטה לטיפול מלא בים "לא אמין ולא אחראי ואין לעשות את זה":

והשאלה היא מה האופציות, גז אמין שיגיע מהים צריך מתקנים ביבשה אחרת ללכת לחלופות אחרות, ללכת ולספר שהגז יהיה בים זאת טמינת הראש בחול, זה חוסר אחריות תכנוני וחד משמעית, זה מה שאנחנו אומרים וזו המלצה שלנו כמתכננים, לא כמהנדסים, אם הייתי מהנדס לא יודע אם הייתי מטפל בגז אולי בחלליות ובנסי"א הייתי עובד אבל כמתכנן לא קיבלתי כל גחמה של מהנדס שאומר לי שהוא פיתח באקדמיה משחו כזה ויש איזה אסדה מתוך 4,000... שמטפלת לגמרי בגז, זה לא אמין ולא אחראי במדינת ישראל לקבל החלטה לטיפול בים, טיפול מלא בים, זה מה שאנחנו אומרים, זאת ההמלצה שלנו כמתכננים, אני מדגיש כמתכננים. זה לא אמין ולא אחראי לעשות את זה.

4. לאחרונה קבלה המועצה הארצית חלופות טכנולוגיות שהומלצו במתווה של "תמהיל ים-יבשה" אשר ייבחר ע"י הים. לאור המתווה המסוכן הזה, הכנו עבודה זו על מנת להציג דוגמאות לחלופות טכנולוגיות, כפי שהצגנו לכל אורך תהליך התכנון, המבצעות את כל הפעילות בים באמינות מלאה, ומחוברות אל צנרת ההולכה הארצית באמצעות מתקנים יבשתיים קטנים.
5. אימוץ המודל המודגם בדוגמאות אלה יקטין למינימום נדרש את טביעת הרגל הסביבתית היבשתית, ובכך גם יקטין את הסיכון לסביבה האנושית והטבעית בישראל, בה מגבלת הקרקע היא כל-כל קריטית. דרך זו תאפשר שימור השטחים הפתוחים, בשילוב פיתוח "בר קיימא".

6. במסמך מוצגות דוגמאות התומכות בטענות הבאות :

- א. קיימים מתקנים אמינים, עם ניסיון עשיר בטיפול ימי מלא לגז טבעי בעולם, ובכמויות גדולות.
- ב. קיימות דוגמאות לשינוע המעובים המופקים (condensate) ישירות מהים דרך צנרת ימית או מיכליות לבית הזיקוק הקרוב, או לאתרים יבשתיים אחרים ממתקן הקבלה היבשתי של הגז.
- ג. ניתן לשמר שרידות ואמינות אספקה, על בסיס תכנון והנחיות מתאימות, תוך למידה ממדינות בעלות ניסיון בעניין, כדוגמת דנמרק, ודוגמאות נוספות המוזכרות להלן. למשל, ישנם פרויקטים רבים בהם קיים חיבור צנרת תת ימית בין כל המתקנים הימיים על מנת לאפשר יכולת הפקה וטיפול מאסדות חליפיות בעת תקלה או אחזקה באחת מהן.
- ד. ניתן להחליט כי רק צנרת אחת בדידה המוליכה גז טבעי ממספר מתקנים תגיע אל היבשה בכל כניסה, ובכך להקטין את רוחב תוואי הצנרת הימי והיבשתי המתוכנן. כך תקטן ההשפעה הסביבתית בים ולאורך התוואי היבשתי.
- ה. מתקן הקבלה היבשתי צריך להיות קטן מידות – המינימום הנדרש לצורך החיבור לגריד הארצי.

סיכום הממצאים

על השאלה שאותה צריך כל חבר במועצה הארצית לתכנון ובניה לשאול את עצמו – **"האם ניתן להחליט על חלופת טיפול אחרת (ימית) תוך עמידה בכל הדרישות לאמינות ושמירה על הסביבה"?** – מציגה עבודה זו תשובה חיובית.

יתרה מכך, טיפול מלא בים מקנה יתרונות רבים, במיוחד למדינה צפופה כמו ישראל, בעלת מגבלות קרקע קשות (שרק יחריפו) וישובי אוכלוסיה שמתפתחים כל העת בקצב מואץ. היתרון המרכזי לטיפול בים הוא היכולת לשמר שטחים פתוחים וטבע לטובת ההווה והעתיד. הסתכלות לנעשה בעולם מלמדת שגם בים ניתן לשמור על אמינות ושרידות המתקנים ולספק גז אמין וזמין למדינת ישראל, כל הזמן.

להלן טבלה מסכמת, המציגה השוואה בין טיפול מלא בים לבין טיפול יבשתי:

הנושא	חלופת טיפול יבשתי	חלופת טיפול ימית מלא	הערות
טכנולוגיה וניסיון	+	+	קיים ניסיון נרחב וטכנולוגיה מתאימה.
אמינות אספקה	+	+	מערכות דומות (מזוודות שונה)
שרידות המתקן בפני אירועי "פגיעה מכוונת"	שרידות נמוכה – מתקן גדול ורחב, מצוי בסיכון לאיומי נשקים ממכלול סוגים, ולכן גם פגיע וקשה ביותר לאבטחה	שרידות גבוהה – מתקן קטן בשטח פנים, מצוי בים, (סביבה ייחודית) וניתן למקמו בטווח המקטין את החתימה החזותית עד מאד	שטח הפנים של מתקן ימי קטן בסדרי גודל ממתקן יבשתי, על כן מול נשק רקטי סטטיסטי הוא בעל שרידות גבוהה. וכך גם מול איומים אחרים.
סיכונים לסביבה	סיכונים הם הן לסביבה הימית (משלב הבאר דרך אסדת הפחתת לחץ, ותוואי הצנרת לחוף), והן לסביבה היבשתי (תוואי צנרת, מתקן הטיפול)	הסיכונים הם לסביבה הימית בלבד, וככל שהמתקן מרוחק בים – המוכנות וטיפול בתקלות טוב יותר. בחלופת טיפול ימי מלא, גז יבש נקי מגיע ליבשה, והסיכונים שלו לסביבה מתמצים בסיכונים בטיחות.	הסיכונים נבחנים לגבי כל החומרים המסוכנים – CONDENSATE, MEG ומי מוצר!

צנרת הגז אל מתקני הטיפול	אמינות תחזוקה ואורך חיים גבוה יותר – גז יבש ללא מרכיבים בעייתיים	מחייב שוני בין סוגי צנרת לחלופות השונות הגוזרות עלות כלכלית שונה.
גודל מתקן הקבלה היבשתי + טביעת רגל סביבתית יבשתית	מתקן קטן לבקרה ומדידה והתחברות לגריד הגז הארצי, משפיע בצורה מינורית על סביבתו	טביעת הרגל הסביבתית הימית דומה ומחייבת הערכות ומוכנות
אמינות תחזוקה ואורך חיים נמוך יותר, ובעל סיכון גבוה יותר לצנרת	מתקן גדול, גוזל שטח קרקע, ומשפיע בצורה נרחבת על סביבתו	

מסקנות

1. בדוגמאות מהעולם שהוצגו במסמך זה ניתנה הצצה לריבוי הפתרונות הטכנולוגיים הקיימים לטיפול מלא בגז בים. הפתרונות צברו ניסיון רב שנים, אשר הולך ומתפתח.
2. בכל המקרים, הבחירה בהפקת גז בים, גם של כמויות גדולות מאד, קשורה בעיקרה לשיקולי תכנון שונים לגבי מיקום מתקני תשתית ההפקה, ואינה תלויה במגבלה טכנולוגית אמיתית, או בהבדל מהותי, מבחינת יכולת ההפקה, בין הקמת תשתית ימית לתשתית יבשתית.
3. את המעובים (ה-*condensate*), המופק כתוצר נלווה מהמאגרים, חשוב להעביר אל הרוכש או אל בית הזיקוק הקרוב באמצעות מיכליות אחסון (FSO) או צנרת נפרדת, בדרך הקצרה ביותר, על מנת להקטין את הסיכונים לסביבה מחומר זה. אופציה נוספת היא שימוש בחומר להפעלת המתקן עצמו. בחלק מן הדוגמאות מוצגת התפיסה הנמצאת מאחורי בחירת התכנון, השואפת להפחתת הסיכון לדליפה וזיהום ים, תוך מוכנות לתרחישי דליפת מעובים מהקידוח ועד העברת ה-*condensate* לצרכן.
4. משלוש סיבות מהותיות, מן הראוי שהפקת מאגרי האנרגיה של ישראל תתבצע בים:
 - א. מסמך זה מלמד שקיימות טכנולוגיות מוכחות למימוש של טיפול מלא בים במגוון דרכים, עם ניסיון מצטבר המבטיח אמינות אספקה ושרידות גבוהה.
 - ב. מאגרי הגז והנפט של מדינת ישראל כבר מצויים בעיקרם בים. לכן ניתן לנצל את מלוא יתרונותיו של הים מחד ולשמר את הקרקע היבשתית היקרה לתשתיות נחוצות אחרות מאידך.
 - ג. ישראל הינה מדינה בעימות מורכב עם שכנותיה לאורך שנים ומתקניה ואוכלוסייתה מהווים מטרות להתקפה. מתקנים בים מהווים יתרון אבטחתי, בטיחותי ובטחוני, וניסיון לתקיפתם לא מייצר נזק שיורי על אוכלוסיה אזרחית מסביבם.
- ניצול המרחב הימי, בשילוב מוכנות לכל תרחיש שעלול להתרחש בים (מדליפות דלקים, ועוד) מתחבר היטב לתפיסה שאושרה במדינת ישראל במשך שנים רבות ולהחלטות ממשלה לגבי פיתוח בר קיימא, כגון החלטת הממשלה משנת 2011 לגבי קידום "תכנית לאומית לצמיחה ירוקה בישראל לשנים 2012-2020" (23.10.2011).
5. על כן, אין כל בעיה להפיק את מאגרי הגז המצויים בים התיכון בטיפול מלא בים. כל הנדרש הוא מתן הנחיות תכנוניות ברורות – בניגוד למתן גמישות בלתי מוסברת, וללא כל בקרה, לכל יזם. הנחיות תכנוניות ברורות יאפשרו פיתוח המאגרים והביטחון האנרגטי של מדינת ישראל יחד עם הפחתת הסיכון לאוכלוסיה כיום ובעתיד, לסביבה הימית והיבשתית תוך הסתכלות מערכתית על פיתוחה העכשווי והעתיד של המדינה במגוון אספקטים רחב.

– ובצורה בהירה ופשוטה –

חברי המועצה הארצית לתכנון ובניה

- כל מה שנאמר לכם (בפאתוס) עד היום ע"י מתכנני תמ"א 37 ח' לגבי המגבלות ו"חוסר האחריות" ברמה של "סיכון לאומי" בטיפול מלא בים הינו בחזקת "עורבא פרח".
- אין כל סוגיה טכנולוגית אמיתית הצריכה לקבוע מגבלות על החלטותיכם.
- בידכם האפשרות להחליט כי הפקת הגז והבאתו המהירה אל מדינת ישראל תיעשה באמצעות טיפול מלא בים.
- בידכם האפשרות להחליט כי בעת שגרה לא תהיה במתקן יבשתי כל פליטת מזהמים לסביבה, וכי ה-condensate לא יעבור בצנרת ליבשה ויסכן את הסביבה בתוואי, או את האוכלוסיה בעת שינוע תעבורתי בכבישי הארץ העמוסים. תוכלו לקבוע שה-condensate ישונע ישירות מהים באמצעות מיכלית ייעודית ו/או צנרת ימית אל בית הזיקוק הקרוב, כפי שמקובל במקומות רבים בעולם.
- באמצעות ההנחיה הברורה שלכם אפשר להביא גז יבש, נקי ו-"ידידותי לסביבה" אל מדינת ישראל תוך הגנה מירבית נגד תרחישי אסון, מיזעור סיכונים הבטיחות לאוכלוסיה, ומיזעור סיכונים לסביבה הימית והיבשתית כאחד.

בברכה,

תומר מילר, עו"ד
ראש מטה מקצועי

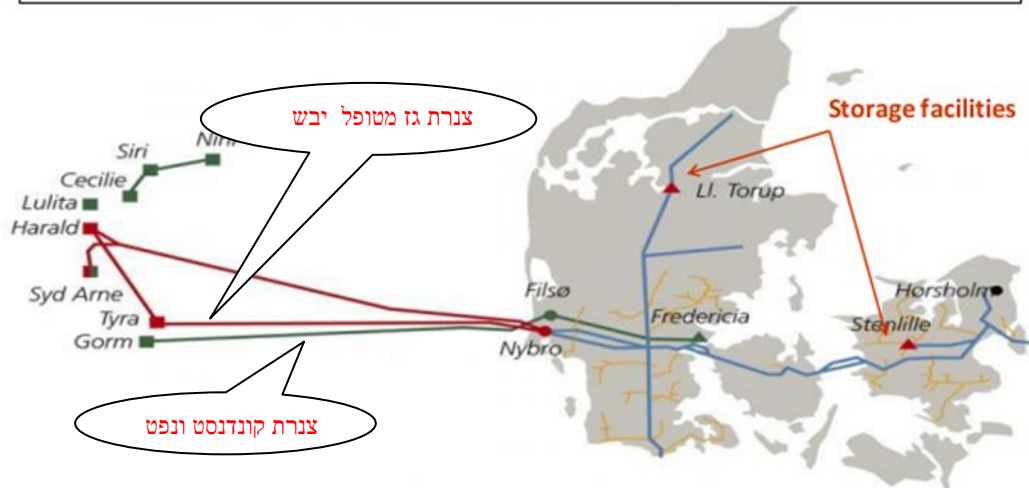
מטה מאבק חוף כרמל

להלן מבחר דוגמאות של מתקנים לטיפול ימי מלא בגז, ותפיסת המערכת של חלקם. הדוגמאות מציגות תמונה של אמינות אספקה גבוהה, יכולת שרידות, ויכולת טיפול ותפעול כמויות גז טבעי משתנות וגדלות בהתאם לצרכים הגדלים של המדינה הספציפית. מתבקשת המסקנה שניתן לממש כאלה גם במדינת ישראל.

1. תפיסת הטיפול בגז טבעי בדנמרק
2. פרויקט בנובה סקוטיה , קנדה: Deep Panuke
3. פרויקטים בתאילנד:
 - (1) פרויקט - Cakerawala Platform (2002)
 - (2) פרויקט MUDA (2009)
 - (3) פרויקט GBS – Greater Bongkot South (GBS) Field (2012)
 - (4) פרויקט Platong II Gas Project, Thailand (2011)
 - (5) פרויקט Arthit (2008)
4. פרויקטים במינאמר (בורמה לשעבר):
 - (1) פרויקט YADANA (1998)
 - (2) פרויקט Yetagun (2000)
 - (3) פרויקט חדש – Zawtika Development Project, (צפי הפעלה 2015)
5. פרויקטים במלזיה:
 - (1) Guntong E Gas Production (2006) 1-
 - (2) The Telok Project (2013)
6. פרויקט בויאטנם – Block B Gas Project (2014)
7. פרויקטים באוסטרליה:
 - (1) Prelude (2016)
 - (2) Bonaparte LNG (2016)
8. פרויקטים בברזיל:
 - (1) Parque das Conchas (BC-10) (2008)
 - (2) Cidade de Paraty (2013-2014)
9. פרויקטים בהולנד:
 - (1) מכלול פלטפורמות K5CC (K5 Central Complex)
 - (2) מכלול פלטפורמות L7CC (L7 Central Complex)
 - (3) פלטפורמת F15 A
10. פרויקט בניגריה: Amenam-Kpono Oil and Gas Field, Nigeria
11. הכיוון העולמי בהפקת גז ונפט בים: האפשרויות הטכנולוגיות קיימות והרשות נתונה.

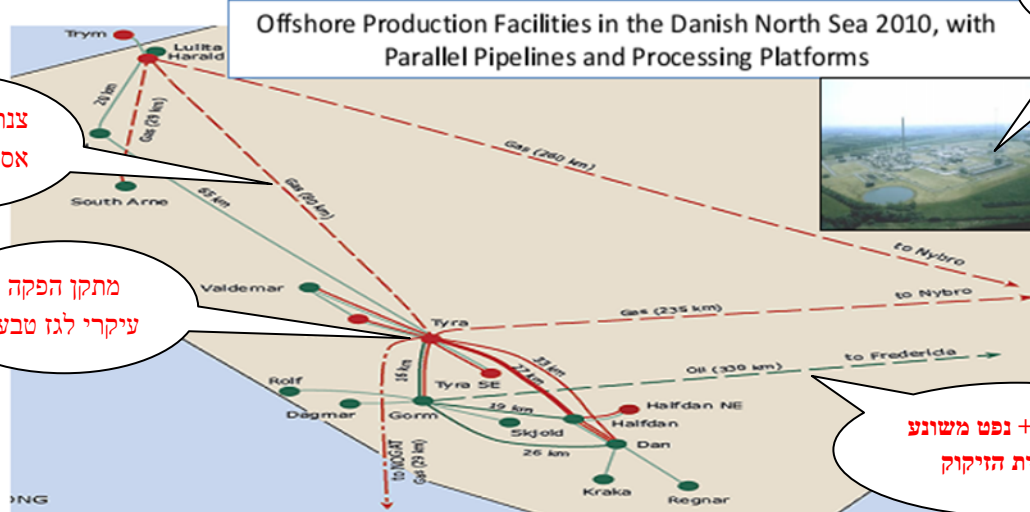
הדוגמא הדנית (1)

דנמרק מפיקה ומעבדת גז טבעי במתקנים אמינים לטיפול מלא בים, המרוחקים מעל 200 ק"מ מהמדינה, כבר 30 שנה.



הדוגמא הדנית (2)

Offshore Production Facilities in the Danish North Sea 2010, with Parallel Pipelines and Processing Platforms



מתקן הקבלה
לגז טבעי בניברו

צנרת מחברת בין אסדות הטיפול

מתקן הפקה
עיקרי לגז טבעי

קונדנסייט + נפט משונע
ישירות לבית הזיקוק

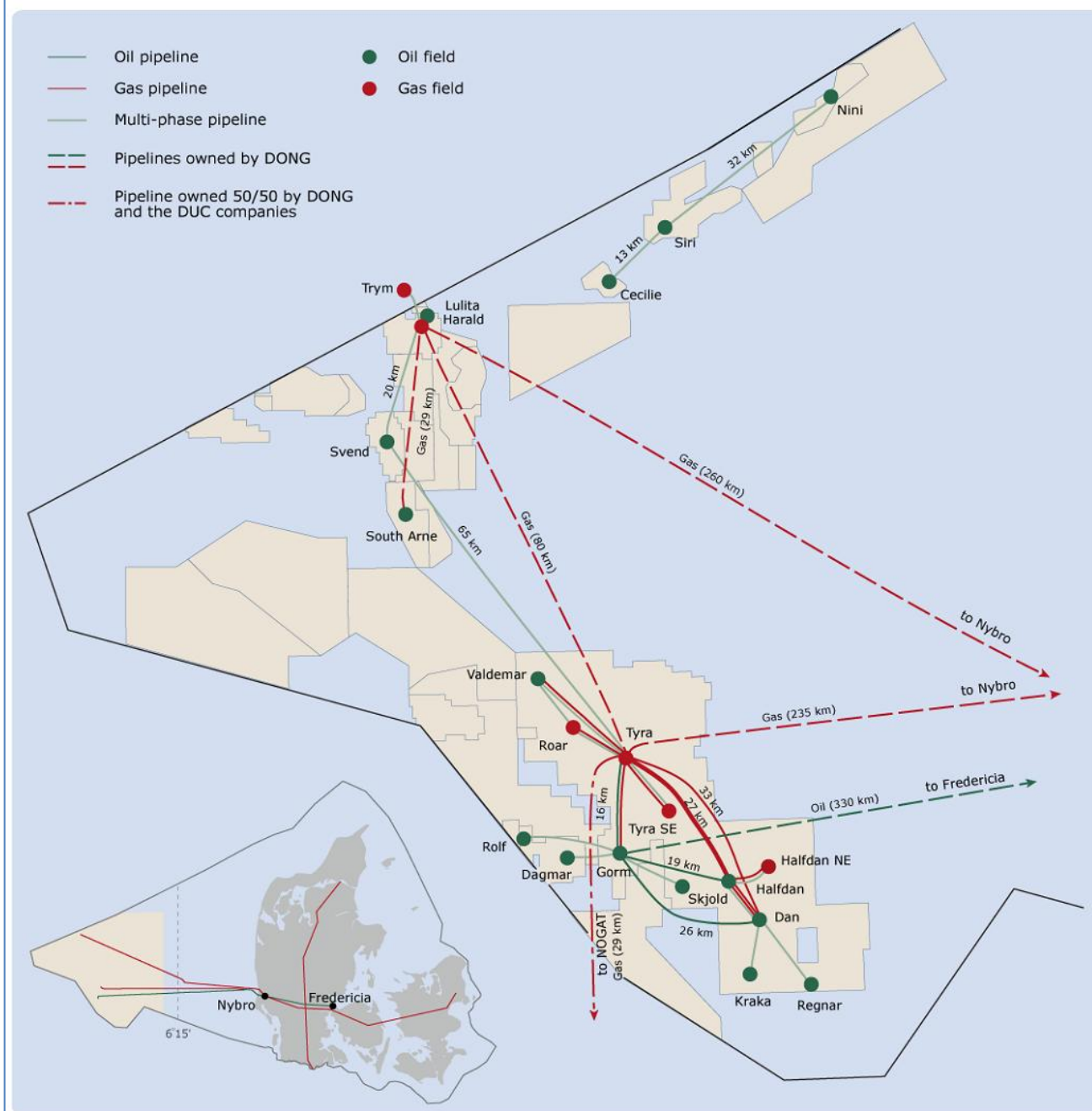
דנמרק מפיקה 8.5-10 BCM גז טבעי כל שנה, העוברים דרך מתקן המשמש באופן רגיל כ"מתקן מדידה וניטור" יחיד – Nybro. היא משתמשת רק בכ-5.5 BCM והשאר מועבר למדינות שכנות.

- (1) **טיפול ימי מלא הינה טכנולוגיה מוכחת ובעת ניסיון של עשרות שנים בדנמרק.** דנמרק מבססת את צריכת הגז שלה כשלושים שנה על פלטפורמות לטיפול מלא בגז בים, עם מתקנים יבשתיים למדידה ולבקרה בנייברו (שאיננו מטפל בייבוש הגז), תוך שהיא מפיקה BCM 8-10 (משתמשת בכ- BCM 5 ומייצאת את השאר דרך הגריד האירופי), ותוך שימוש בכניסה אחת ויחידה של גז טבעי המופק מהים.
 - (2) קיימות 5 פלטפורמות לטיפול מלא בים, אליהן מובל גז לטיפול מ-9 שדות גז ומ-70 בארות, שהרכב הגז בהם לא אחיד. לצורך שעת חירום קיימים בנוסף 2 מאגרים תת קרקעיים ביבשה.
 - (3) הטיפול בים מתבצע בתנאים קשים ומורכבים (מאות בארות מ-9 שדות שונים, עם הרכבי גז שונים). הגז הנקי מובל למעלה מ-200 ק"מ בים ו-10 ק"מ ביבשה עד למתקן הקבלה בנייברו. מטרת הטיפול המלא בים היא לגרום לכך שגז יבש ונקי זורם בצנרת הארוכה ובכך להאריך את חיי הצנרת, תוך השגת יתרון תחזוקתי, כלכלי והאסטרטגי.
 - (4) אמינותן של הפלטפורמות גבוהה. מן הנתונים העדכניים שיש בידינו, עולה כי הפעם האחרונה שארעה תקלה משמעותית הייתה בשנת 2007, וזו תוקנה לאחר 24 שעות.
 - (5) **חלופת טיפול מלא בים על פלטפורמות אינה נדרשת למתקן לטיפול "משלים" ביבשה.** ביבשה נדרשים רק בקרה ומדידה. הגז שיוצא מן הפלטפורמה לטיפול מלא בים נקי ובאיכות הנדרשת על פי תקן ונותר נקי ובאיכות גם לאחר שהוא מובל למעלה מ-200 ק"מ בים וכ-10 ק"מ ביבשה עד למתקני הבקרה והמדידה.
 - (6) מאחר ובדנמרק הרכב הגז מכיל מימן גופרתי, תוכנן (לפני 30 שנה) בד בבד עם הפלטפורמות לטיפול מלא, מתקן יבשתי בנייברו, שנעשה בו שימוש נדיר, 6-10 פעמים בשנה, לשעות ספורות.
 - (7) בישראל, אין צורך במתקן דמוי ניברו. בשדות הגז הידועים תמר ולויתן, שמספקים את מרבית צריכת הגז של ישראל לעשורים הקרובים, ידוע כי קיימת כמות זניחה מימן גופרתי וכל תכניות המתקנים בתמ"א 37 אינם כוללים רכיב טיפול מסוג זה. (מה עוד שכיום קיימת טכנולוגיות טיפול בים גם בהרכב גז כזה)
 - (8) בדנמרק יש כ-40 מתקני טיפול בים. המתקנים מחוברים בינם לבין עצמם בצנרת אחת משותפת לכל החברות המפעילות בים באותו איזור, ויש שני אזורים כאלה. סידור זה מאפשר שרידות בעת סגירה של מתקן לצורך תחזוקה או במקרה תקלה בפלטפורמה כזו או אחרת.
- הצנרת לחוף מורכבת מצנרת אחת לגז טבעי וצנרת נפרדת ל-condensate ונפט¹.
- ההפרדה של הקונדנסט לצנרת נפרדת שמגיעה הישר לבית הזיקוק מקטין למינימום את הפגיעה בחוף הדני ובמעבר היבשתי. ראה מפה להלן²:

¹ Oil & Gas Production in Denmark 2011, p.19

² Oil & Gas Production in Denmark 2012, p.17

Fig. 3.1 Location of production facilities in the Danish North Sea 2012



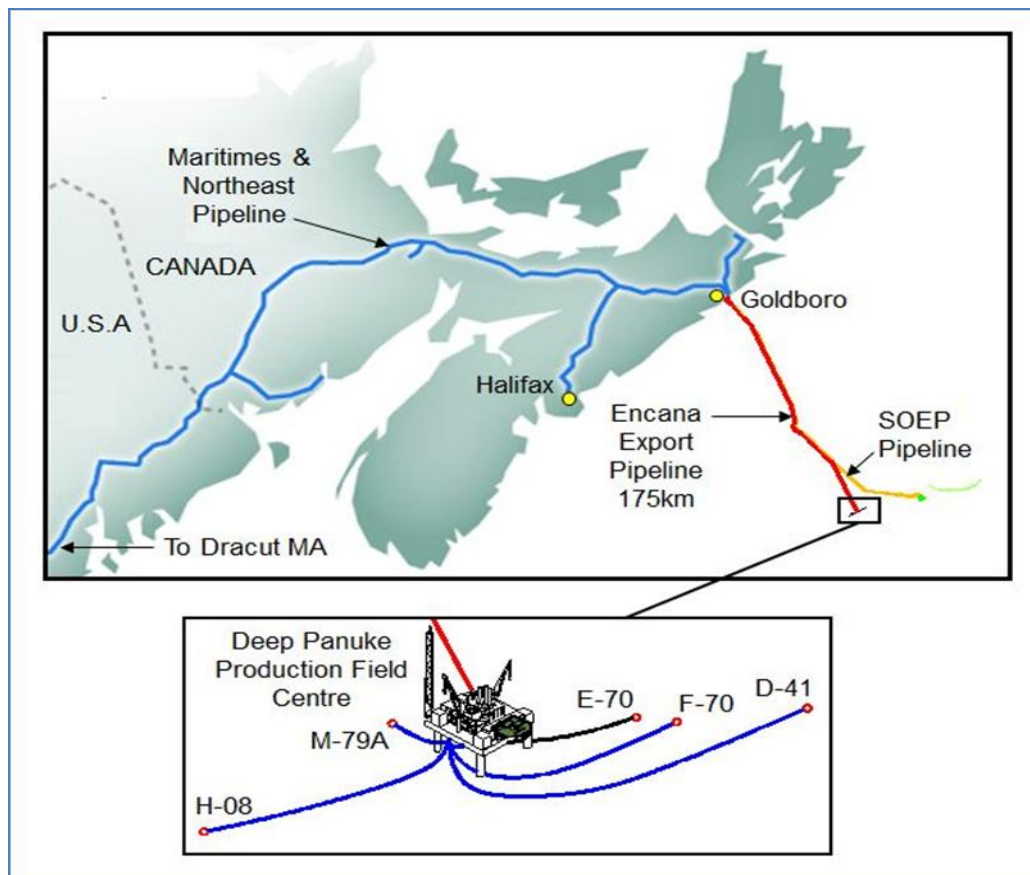
(9) ראוי לציין שבהמשך מסמך זה מופיעות דוגמאות בהן הטיפול במימן גופרתי ובגז חומצתי אף הוא נעשה כיום בכוונה תחילה בפלטפורמות בים, על מנת לא להביא את החומר המסוכן ליבשה.

2. Deep Panuke – מתקן לטיפול ימי מלא בנובה סקוטיה. קנדה

(1) פרויקט **Deep Panuke Offshore Gas Development Canada - Nova Scotia** נועד להפיק גז ומעובים (condensate) משדות הגז Deep Panuke, שנתגלו במרחק 250 ק"מ דרום מזרחית להליפקס (Halifax) בנובה סקוטיה על מדף היבשת.

שדה הגז הספציפי נחשב לבעל "גז חמוץ" (מימן גופרתי) עם 0.2% של H_2S . ההפקה המתוכננת היא כ-12 מליון קו"ב גז ביממה, כלומר מחצית מיכולת ההפקה של שדה תמר (פלטפורמת תמר).

(2) גז טבעי מפרויקט Deep Panuke מטופל בפלטפורמה לטיפול מלא בים בעומק 44 מ' ומשונע דרך צנרת ל-Goldboro, נובה סקוטיה, ומשם ישונע לשוק הקנדי והאמריקאי. כשהצפי לתחילת העברת גז היא בחודש הקרוב (7/2013).



- (3) בפרויקט DEEP PANUKE בנובה סקוטיה, קנדה, הוחלט, לאחר ביצוע תסקיר סביבתי ארוך ומסודר, ולאחר קבלת המלצות התיכנון, כי חלופת הטיפול הנכונה והמתאימה (גם מבחינה כלכלית) היא טיפול ימי מלא. יש לציין כי בתסקיר של הפרויקט נכתב כי אין כל בעיה טכנית או אחרת בטיפול ימי מלא! עוד יותר מכך, נכתב במפורש כי כאשר שדות גז מצויים במרחקים גדולים מהיבשה, מומלץ לבצע את הטיפול המלא בים ולא לשנע לטיפול ביבשה, וזאת ממכלול סיבות אותן נציג בסעיפים הבאים.
- (4) להלן טבלת ההשוואה בין החלופות הטכנולוגיות המופיעה בתסקיר הסביבתי של הפרויקט ³:

³ Deep Panuke Volume 4 (Environmental Assessment Report) • November 2006, p. 2-68

Alternative	Technical Suitability	Cost	Commercial Risk	Technically and Economically Feasible	Concept Deliverability	Safety	Environmental Impact
Full Offshore Processing 	Best technical solution (H ₂ S and condensate removal at source to produce natural gas)	Lower cost than onshore processing	No specific concerns	Yes	Equivalent	Deals with H ₂ S at source thereby minimizing safety risk related to pipeline transport of gas to shore	Deals with H ₂ S at source, thereby eliminating risks to the onshore environment. Fewer sensitive environmental receptors and greater acid buffering capacity in the offshore marine environment
Onshore Processing (with minimal offshore processing for transportation)	Higher risk than offshore processing associated with pipeline integrity 	Higher cost than offshore processing 	Risk to Project economics should pipeline corrode and be out of service for an extended period of time Increased risk to project economics due to pipeline integrity concerns	Yes	Equivalent	Transports H ₂ S from offshore to populated area (increased safety risks)	A greater number of sensitive environmental receptors and therefore potential impacts onshore with regard to H ₂ S emissions Increased corrosion risk associated with transmission of H ₂ S in a 176 km pipeline increases risk of gas release
Onshore Processing (Long subsea tieback)	Technically not feasible						
Offshore/Onshore (Intermediate Case)	Duplication of some facilities onshore and offshore	Highest – must duplicate elements of processing offshore and onshore	No specific concerns	No			
Offshore/Onshore using SOEP Subsea Tie-in 	Technically feasible	Yet to be determined	Yet to be determined	Yes	Marginal increased risk when compared to full offshore	Same as offshore processing	Marginal increased advantage over full processing by reduction of benthic disturbance resulting from a shorter pipeline

- (5) חשוב להדגיש את הנימוקים המרכזיים, הרשומים בתסקיר הסביבתי של הפרויקט, אשר הביאו לבחירת חלופת הטיפול הימי המלא⁴ :
- א. טיפול ימי מלא הינה אופציה טכנולוגית אפשרית, קיימת עם ניסיון מוכח, ובעלת עדיפות על טכנולוגיית טיפול אחרת במקרה זה, בו המאגר מרוחק כ 170 ק"מ מהחוף.
- ב. האופציה זולה יותר מפתרון יבשתי במקרה זה.
- ג. מהווה פתרון לטיפול ולהיפטרות מהגז החמוץ ליד שדה השאיבה כדי לא להביא חומרים רעילים ליבשה, ובכך להפחית סיכון לאוכלוסיה המקומית ולסביבה שליד GOLDBORO.
- ד. מאפשרת אופציה של הזרקת הגז החומצי (החומרים החומציים) בחזרה לעומק קרקעית הים כך שגם הסביבה הימית לא נחשפת לסיכונים בטיחות וסביבה.
- ה. טיפול ימי מלא הוא הפתרון היחיד המאפשר הפחתת סיכונים לצנרת התת ימית הארוכה כאשר מסלקים את מי המוצר ומימן גופרתי לפני שינוע לחוף.
- ו. קיים יתרון בעלויות הקמה ותפעול הצנרת .
- (6) יש להדגיש את החלטות התכנון בקנדה באשר למעובים (condensate) . בחנו מספר אופציות (צנרת ייעודית לחוף, העברה למיכלית או שימוש להפעלת המתקן בים) ומכיוון שכל הטכנולוגיות קיימות ואפשריות והעברת צנרת יעודית לחוף חושפת את החוף לסיכונים דליפות, החליטו כי האופציה הזולה והמתאימה ביותר היא להשתמש במעובים להפעלת האסדה והמתקנים⁵ . כלומר, לחוף מגיע גז טבעי נקי ויבש וגם בלי condensate.
- (7) להלן מפת התכנון של פרוייקט DEEP PANUKE

⁴ Deep Panuke Volume 4 (Environmental Assessment Report) •November 2006, p.2-69/2-70

⁵ Deep Panuke Volume 4 (Environmental Assessment Report) •November 2006, p. 2-77

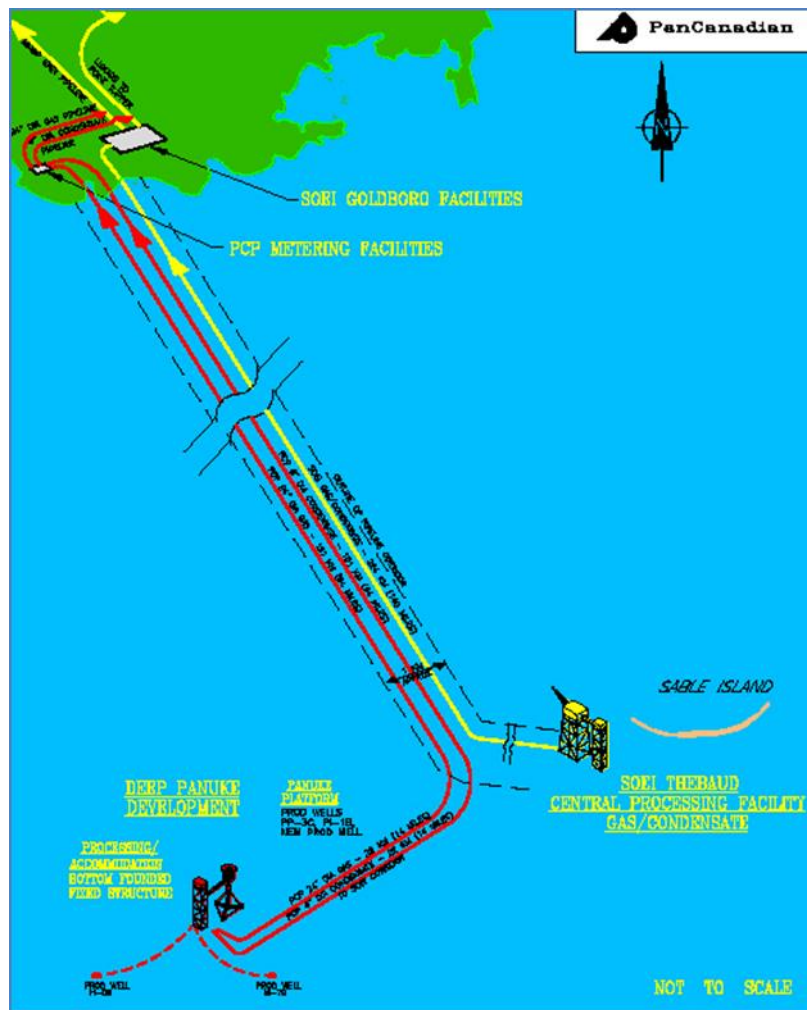
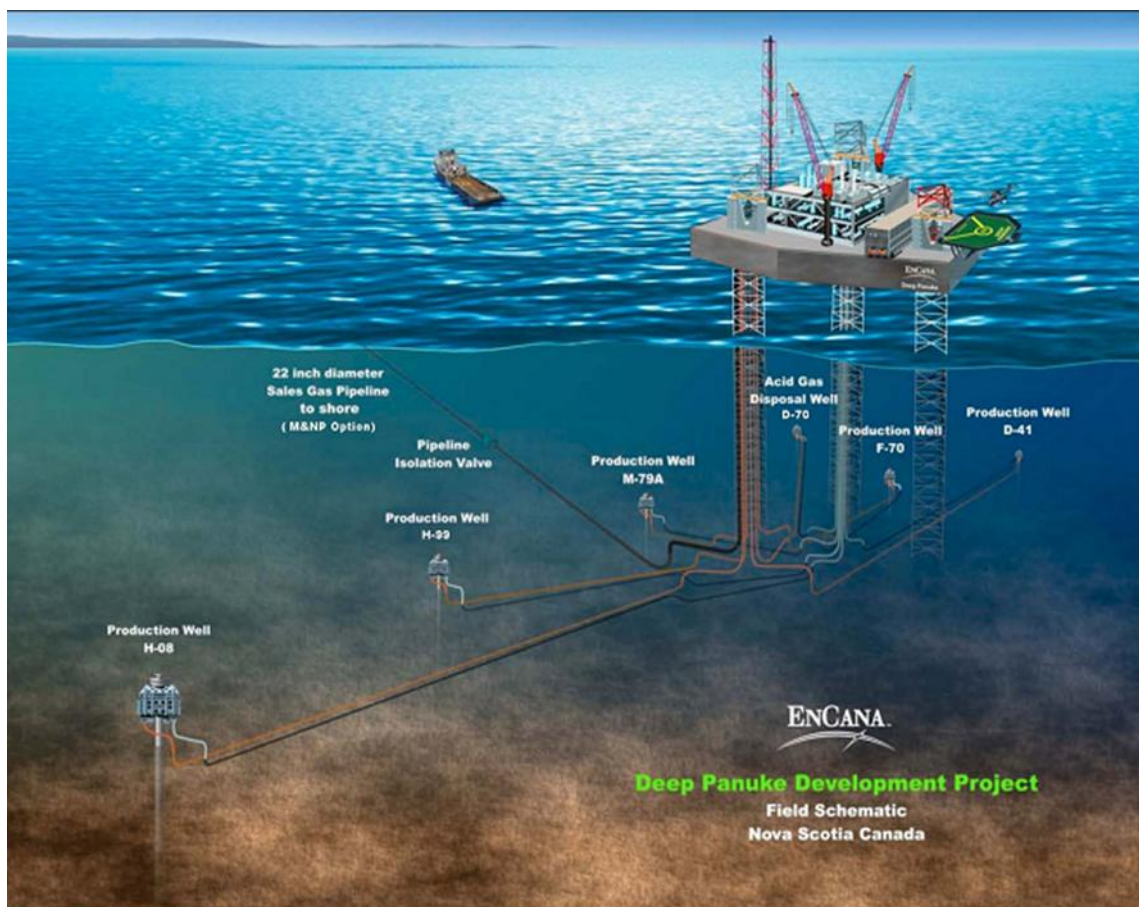


Figure 1.1 Proposed Field Layout

(8) להלן שרטוט מתקן ההפקה הימי לטיפול מלא⁶:



(9) להלן המתקן הימי במציאות (צפוי לתחילת הזרמת גז בחודש הקרוב 7/8.13)⁷:

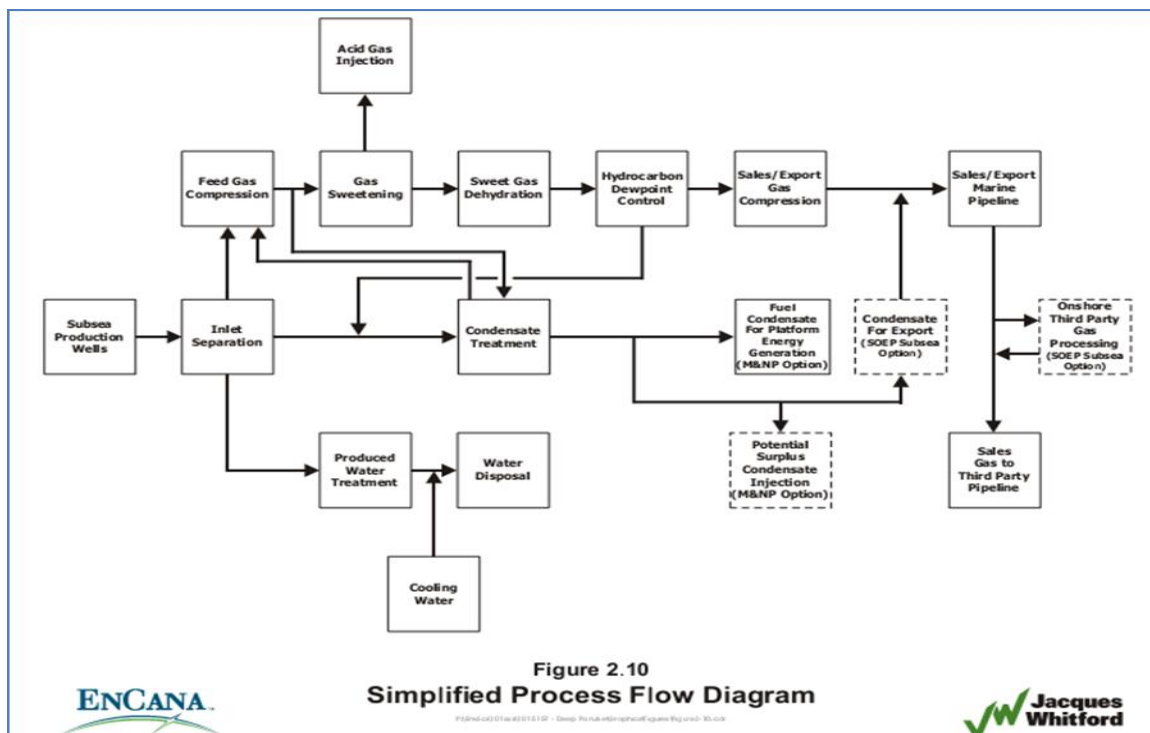


Deep Panuke Volume 4 (Environmental Assessment Report)•November 2006, p. 3-2⁶

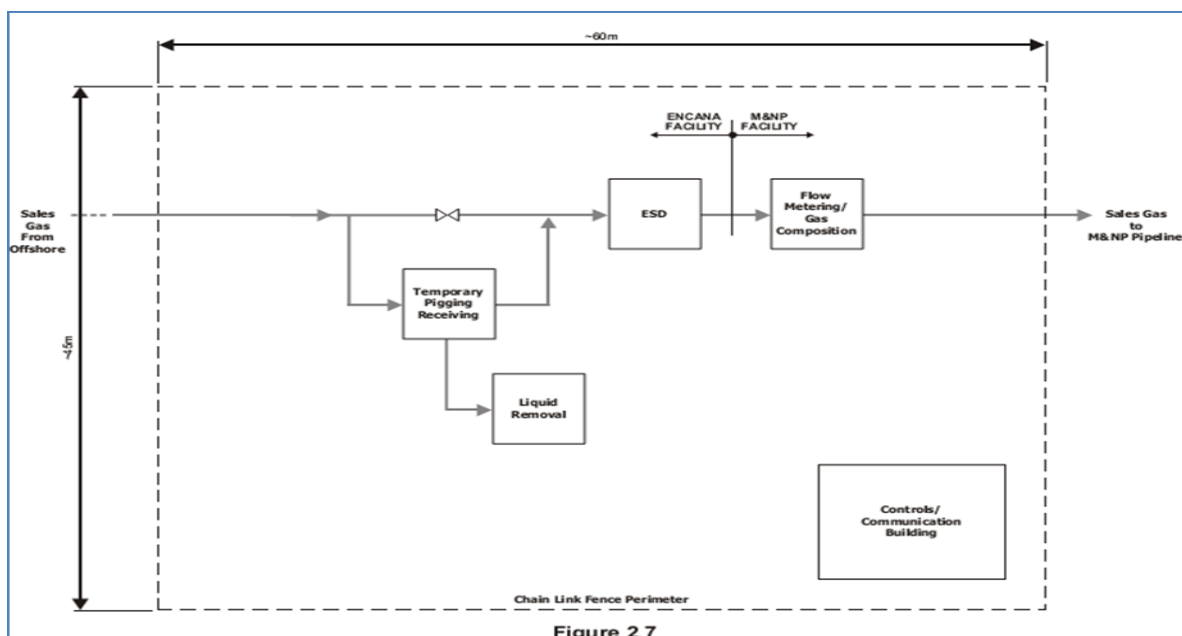
<http://www.cnsopb.ns.ca/offshore-activity/offshore-projects/deep-panuke>⁷

<http://www.gov.ns.ca/energy/oil-gas/offshore/current-activity/deep-panuke.asp>⁸

(10) בים נעשה טיפול מלא – הגז המשונע מהמתקן למתקן הקבלה היבשתי (הקטן) הינו גז יבש⁹.
ראה תוכנית מכלולים להלן.



(11) במסגרת התסקיר הסביבתי המליצו המתכננים על מתקן קבלה קטן בגודל 45 מ' x 60 מ',
כלומר 2.7 דונם (!) כמופיע בתשריט שלהלן¹⁰:



Deep Panuke Volume 4 (Environmental Assessment Report)•November 2006, p 2-31⁹
Deep Panuke Volume 4 (Environmental Assessment Report)•November 2006, p. 2-12¹⁰

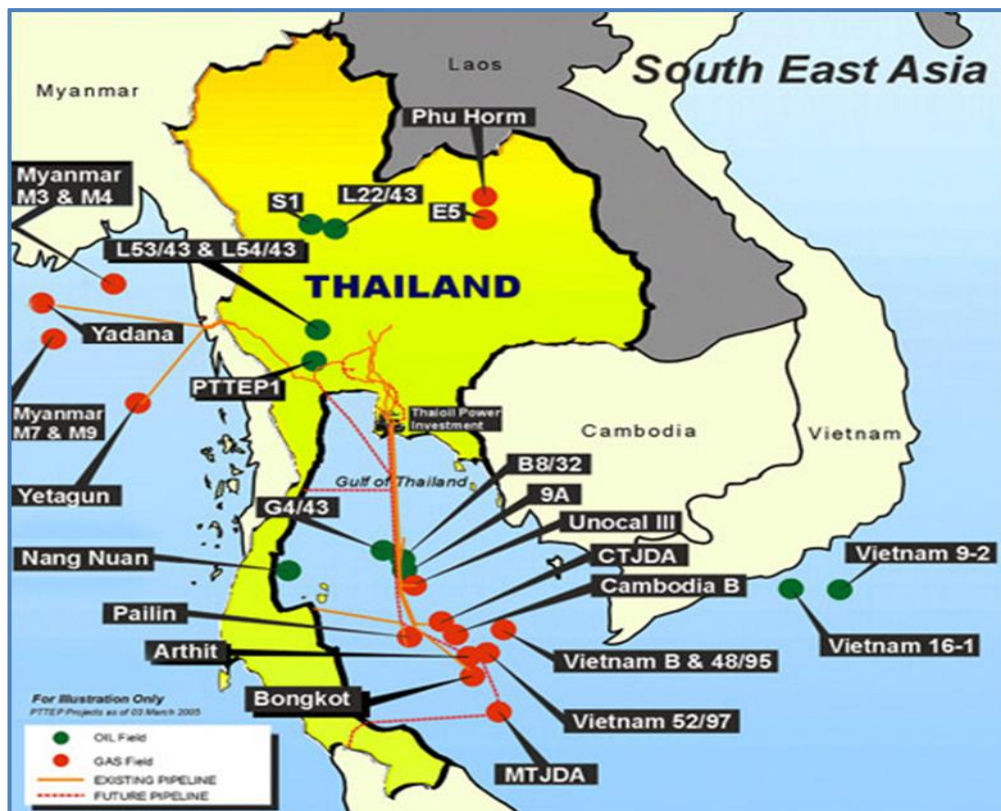
(12) להלן תמונת אמת של מתקן הקבלה היבשתי שנבנה לפרויקט בנובה סקוטיה, הצפוי להתחיל לפעול בימים אלה. במתקן זה מחברים את הגז הטבעי הנקי מהמתקן הימי ישירות למערכת ההולכה הארצית בקנדה:



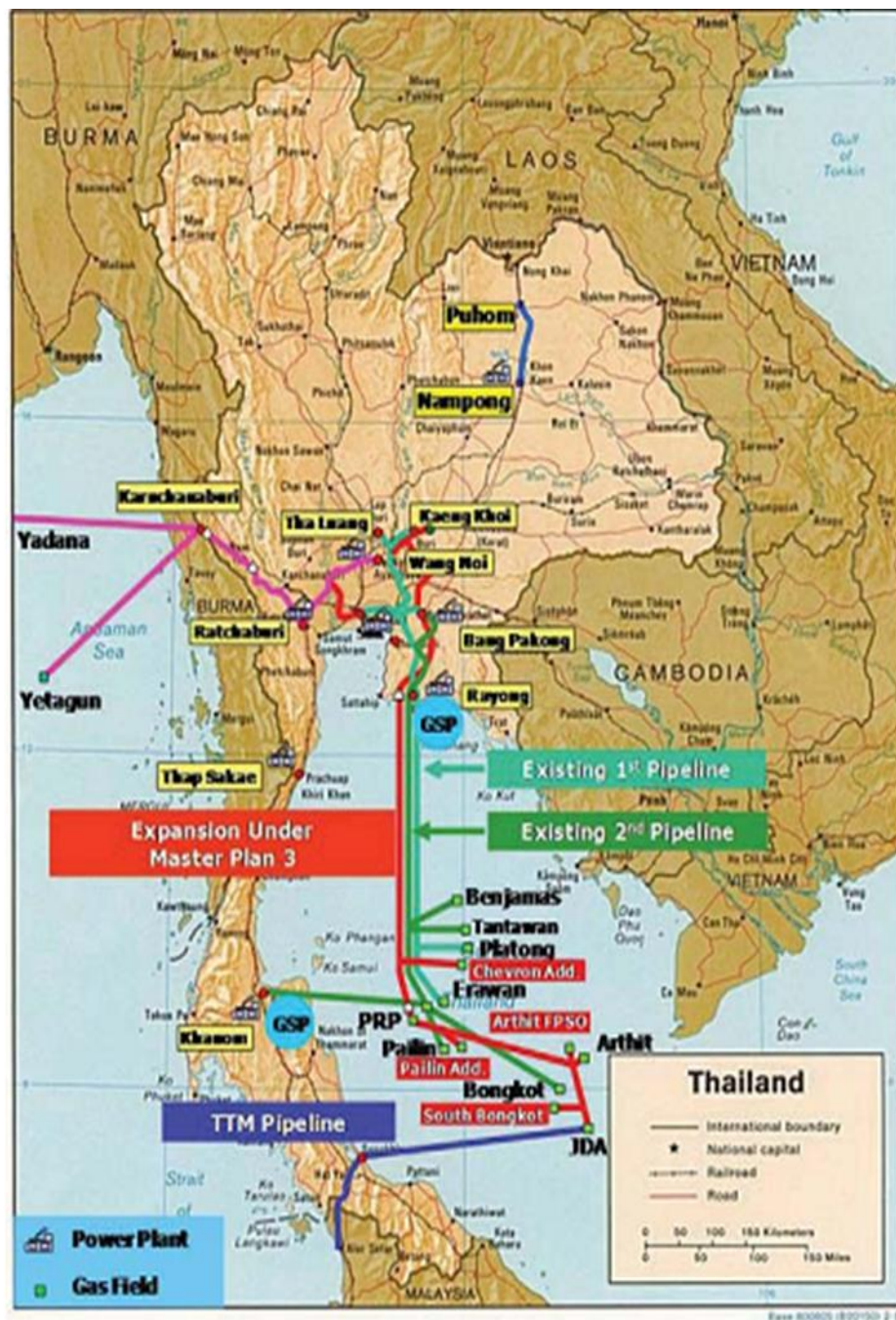
The terminus for the Deep Panuke pipeline meets up with the Maritimes & Northeast Pipeline (M&NP) system at this site in Goldboro, NS. In the background is the corridor for M&NP stretching back across Northern Nova Scotia. Work on the terminus was completed in late 2011 to prepare for first gas from Deep Panuke. Final steps to commission the facility are now taking place to lead up to first gas.

3. פרויקטים לטיפול מלא בתאילנד

(1) להלן תמונת שדות הים בכל איזור דרום מזרח אסיה:

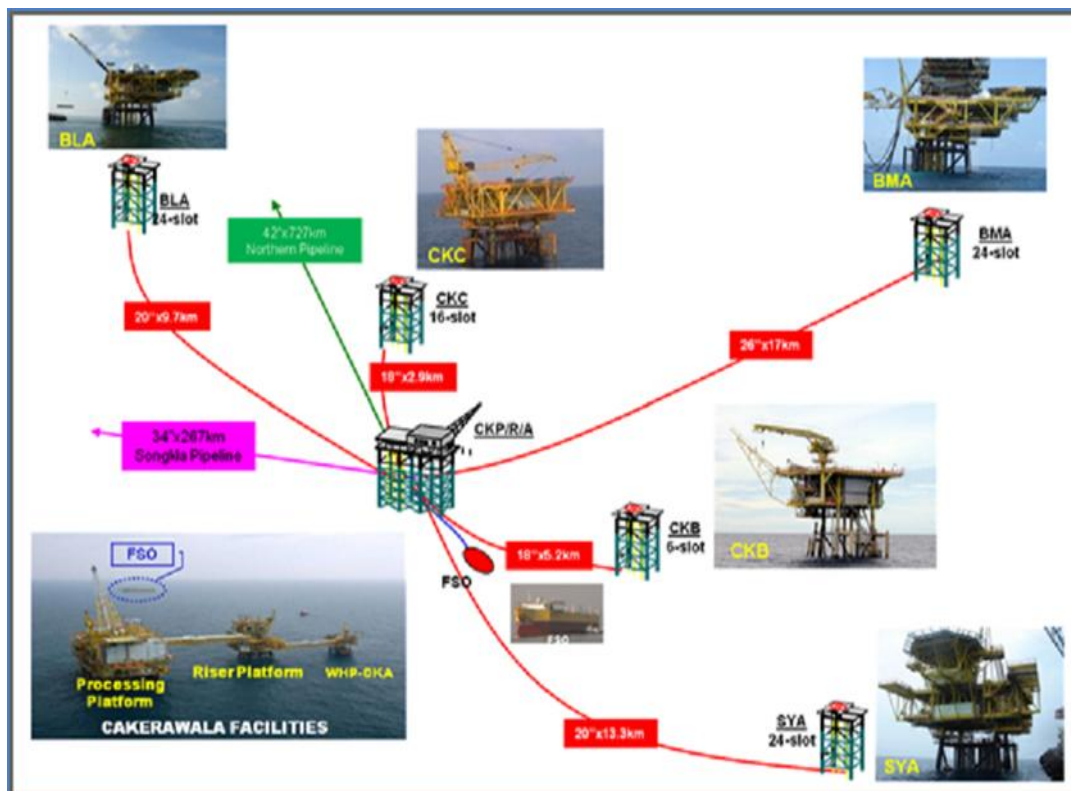
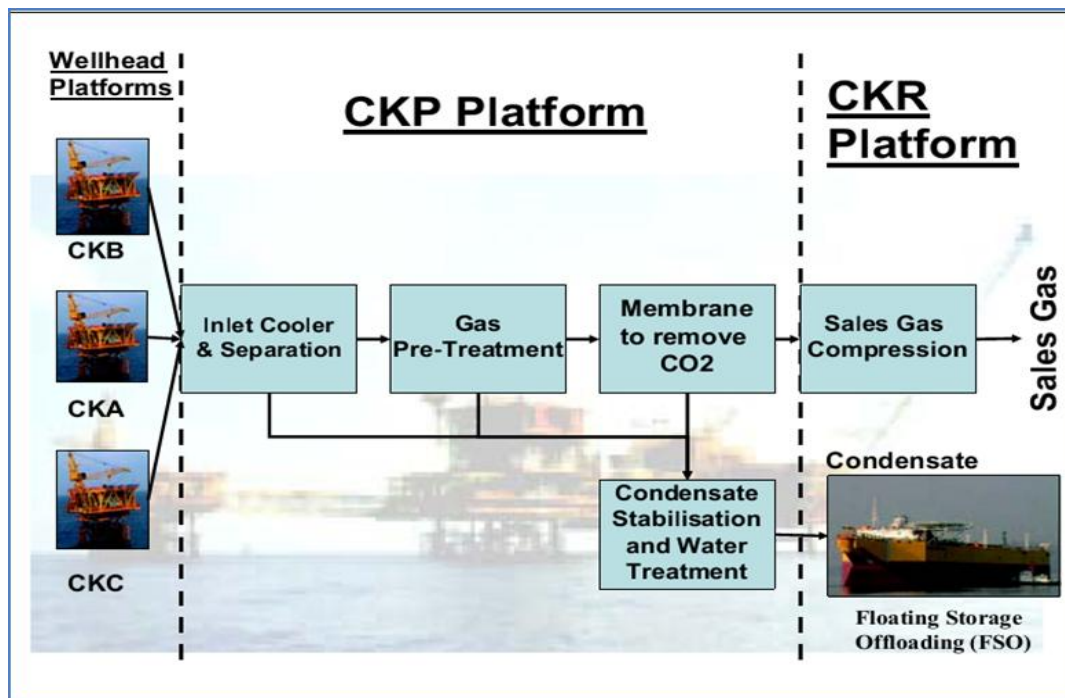


(2) להלן תמונה של צנרות הגז הראשיות מתאילנד והסביבה, בה רואים כיצד גז ממספר מתקנים מוזרם בצנרת בדידה אל החוף ובהמשך על היבשה¹¹ :



Thailand's regional natural gas pipeline network and its neighbours. (Source: PTT)

¹¹ Jorge Katz, Structural reforms and technological behaviour: The sources and nature of technological change in Latin America in the 1990s, Research Policy, Vol. 30 , 2001, p-388





Complete Cakerawala production facilities offshore in the JDA.

מכלול הפלטפורמות מותקן בעומק 60 מ' המפיק גז טבעי בטיפול מלא בים, פעיל מסוף שנת 2002, וגדל לאורך השנים. משנת 2009 מפיק המכלול כ- 29 מלמ"ק גז טבעי ליום. מכלול הפלטפורמות עובד כבר מעל עשור ללא סימן של תקלות מיוחדות. המעובים (ה-CONDENSATE) מועברים לספינת FSO, ומשונעים ללקוחות באמצעות הספינה. בשנת 2010 נמכרו 10 מליון חביות CONDENSATE משדה הפקה זה.

(2) פרויקט MUDA (2009)^{14 15 16}

מכלול אסדות לטיפול מלא המפיק מחמש בארות מותקן בעומקים 55-65 מ'. מפיק כ- 10-15 מלמ"ק גז טבעי ליום מאזור משותף לתאילנד ומלזיה [Block 17]. החל לפעול משנת 12/2009, ומיועד להפעלה למשך 16 שנה עד 2026. המעובים (CONDENSATE) מועברים למאגר בספינת FSO – "Ratu Songkhla".

¹⁴ <http://www.mtja.org/development.php>
¹⁵ http://www.pttep.com/en/ourBusiness_EAndPprojectsDetail.aspx?ContentID=30
¹⁶ <http://pm-pipeliners.safan.com/mag/ppl0910/cb10.pdf>

COMPLETED PROJECT (Singapore Yard)

scope

EPC, offshore HUC

project structure

Central Processing Platform

18,000t Muda Production Platform

project duration

Feb 2007 – Jul 2009

location

Block B17, Malaysia-Thailand Joint Development Area

water depth

61 meters

salient point

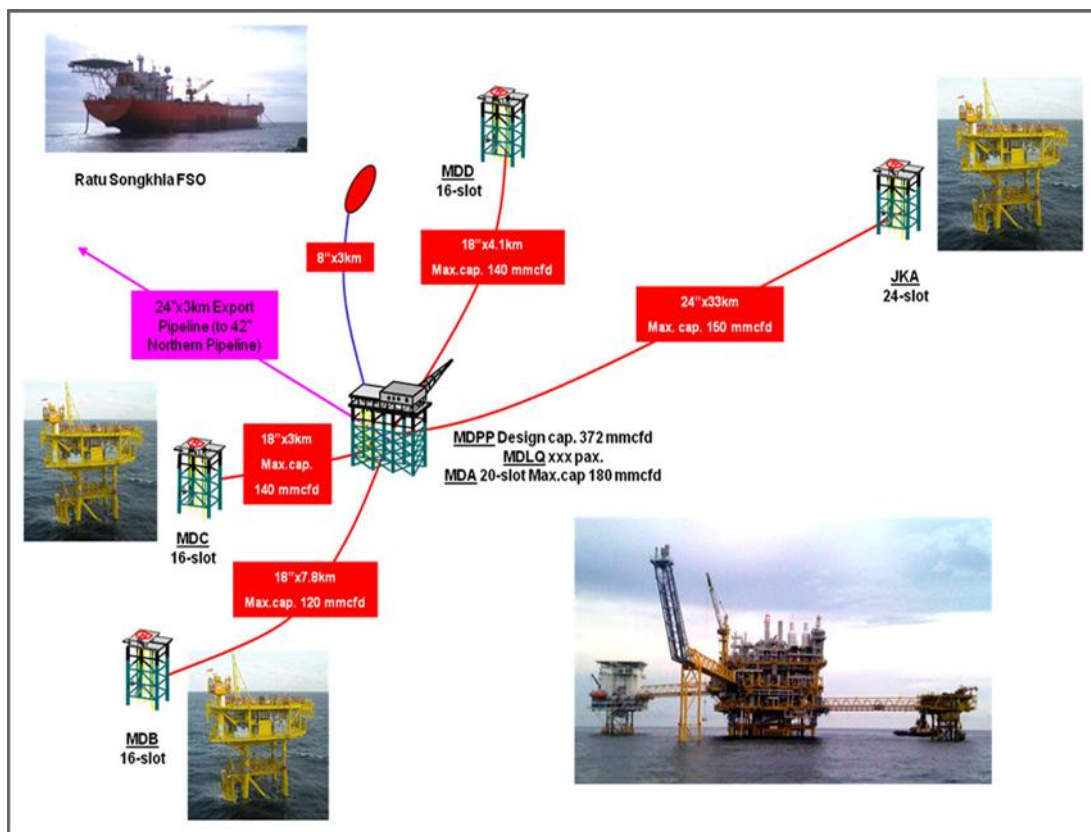
Heaviest platform ever built and loaded out by SMOE.

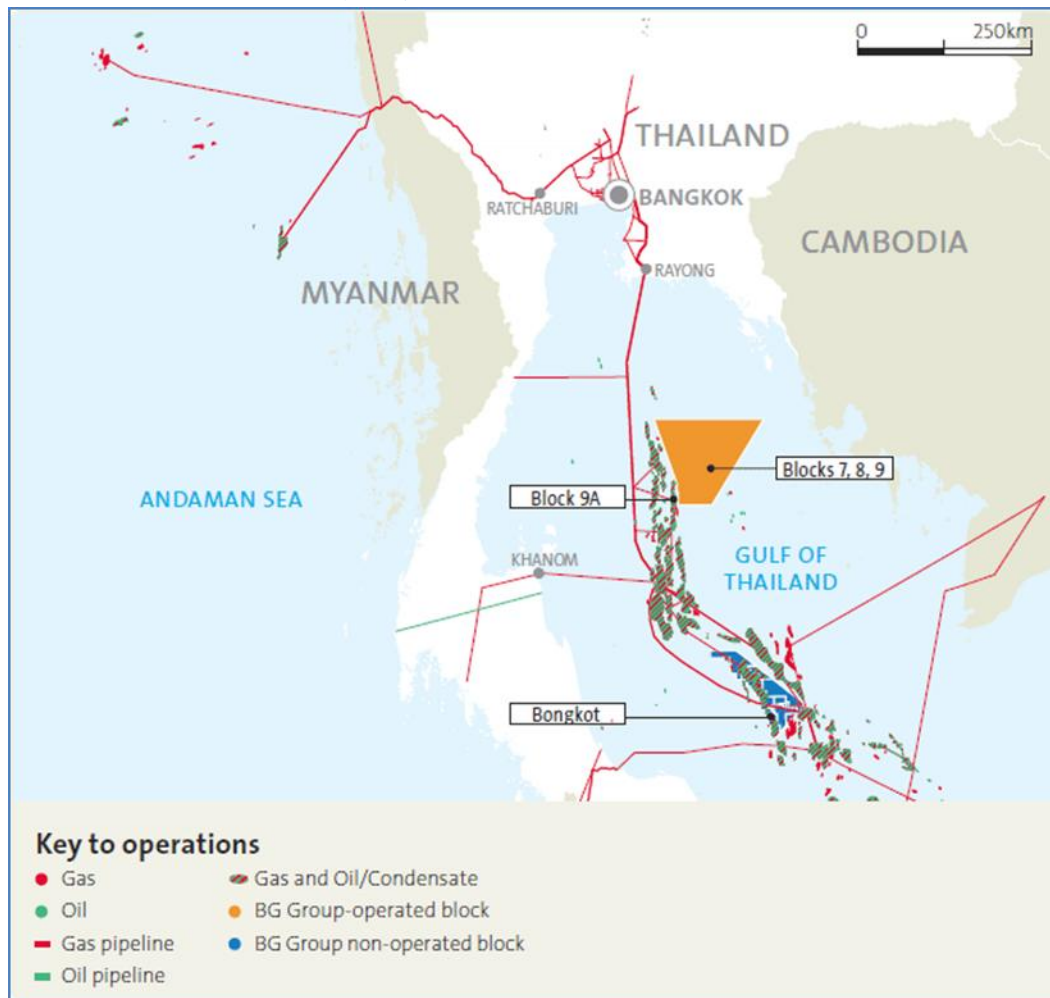
Topside was transferred from 4 skid beams on land to 8 skid beams on vessel.

CARIGALI-PTTEPI OPERATING COMPANY (CPOC)



BLOCK B17 DEVELOPMENT PHASE 1





מכלול אסדות בעומק 63 מ', תחילת הפעילות במרץ 2012. מפיק 15,000 חביות condensate וכ-18 מלמ"ק גז טבעי ליום. יחד עם פרויקט MUDA, מגיעה יכולת ההפקה משדה/מאגר BOKNOT ל-25-30 מלמ"ק גז טבעי ליום, כלומר כ-11 BCM לשנה המהווים כ-20% מצריכת הגז הטבעי בתאילנד. הגז מיוצא למערכת ההולכה הארצית המגיעה לתאילנד (PTT GRID) דרך קו חדש SPUR. ה- condensate משונע אל מתקן איחסון ימי (FSO) בשדה המרוחק 80 ק"מ מהפלטפורמות.

¹⁷ <http://www.offshore-technology.com/projects/greater-bongkot-south-gas-condensate-field/>
¹⁸ <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-72/issue-12/top-5-projects/great-bongkot-south-buoys-production.html>
¹⁹ http://www.pttep.com/en/ourBusiness_EAndPprojectsDetail.aspx?ContentID=1

GBS facilities



The Greater Bongkot South facilities consist of four main structures: the WPS (wellhead platform south), the FPS (flare platform south), the PPS (processing platform south), and the QPS (quarter platform south).

לאחר הטיפול בגז וייבושו, משנעים אותו בצנרת, ולצורך זה מעלים את הלחץ בצינור 24 אינץ' לכ-130 אטמ', ושולחים אותו להתחבר למערכת הולכת הגז הארצי היבשתי בתאילנד (מערכת PTT).
ה- condensate נשלח דרך צינור 8 אינץ' לספינת FSO.

(4) פרויקט *Platong II Gas Project, Thailand* (2011)^{20 21}

המתקן החדש Platong II הוא למעשה הרחבה של הפרויקט הקיים, המצוי 200 ק"מ מהחופים הדרומיים של תאילנד. הפלטפורמה מותקנת בעומק 70 מ' ומקושרת לפרויקט הקודם. תחילת הפקה בשנת 2011;



²⁰ <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/platonggasproject/>
²¹ http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=112069



Platong II הוא מתקן לטיפול ימי מלא לגז טבעי כפי שמתואר בשרטוט הבא:

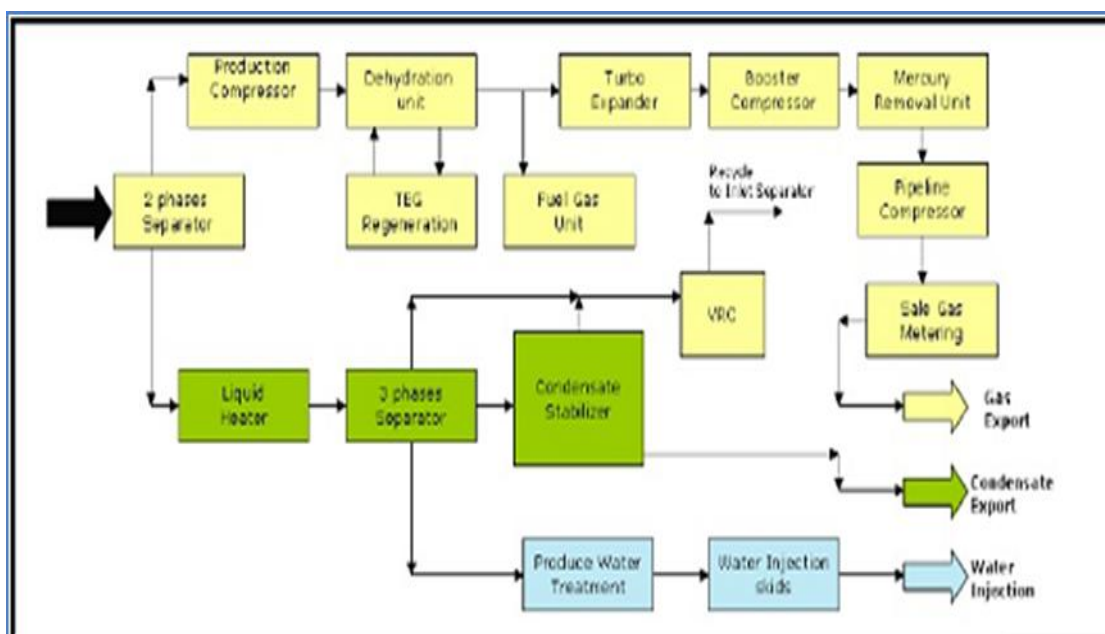


Figure 8 Schematic diagram for PLCPP2 treatment systems. Gas treatment is shown in yellow, oil/condensate treatment in green, produced water treatment in blue.

המתקן מפיק 12 מלמ"ק גז טבעי, 22,000 חביות מעובים (condensate), ו-60,000 חביות "מי מוצר" (המים המטופלים והמזוהמים) ליום.

מכלול האסדות יטפל, לאורך חיי הפרוייקט, בכ- 30 בארות. מכלול זה מכיל 2 שרשראות טיפול מלא בגז המכילות את כל המכלולים (כל שרשרת מכילה את המכלולים של הפחתת לחץ, יבוש וטיפול בגז, הפרדת וייצוב ה-condensate, טיפול במי מוצר, ובקרת ה-dew point).

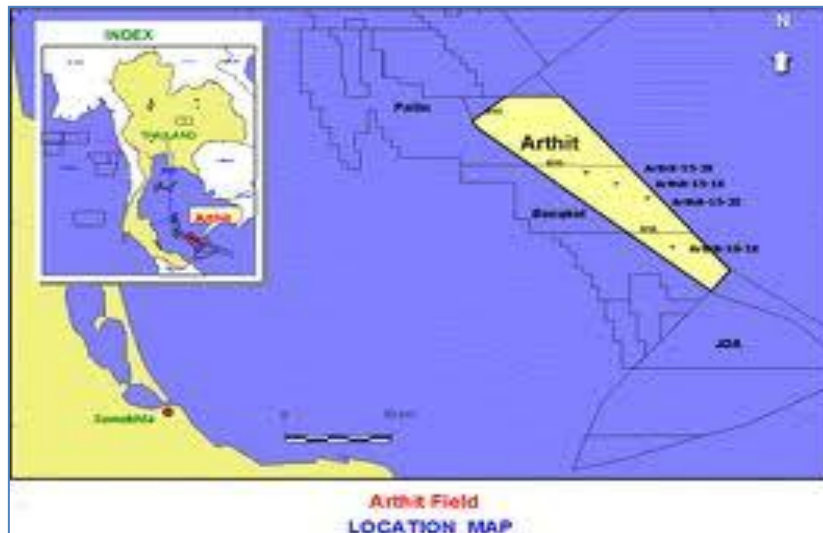


והמעובים (condensate), מאוחסנים בספינה [FSO] ומשונעים אל בית הזיקוק הקרוב²²:

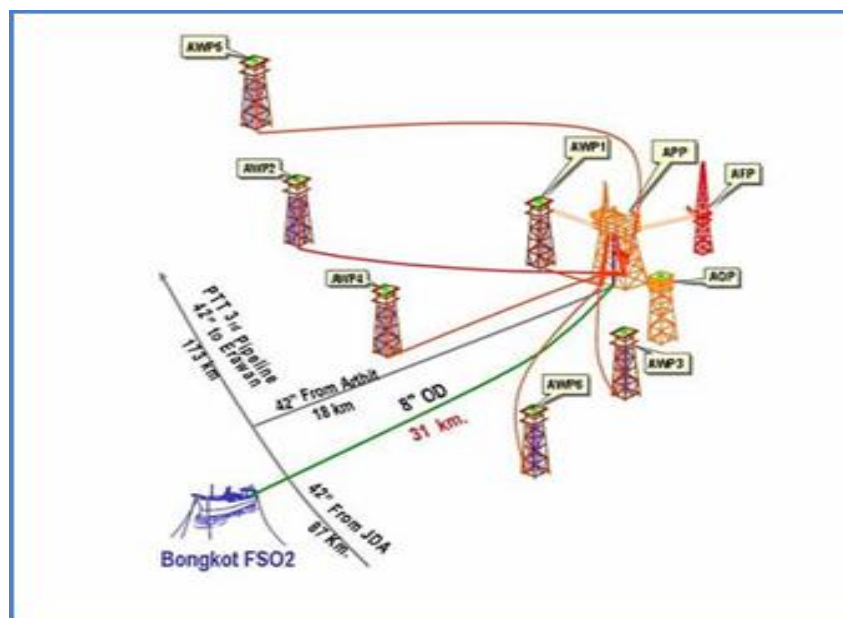


Figure 3 Platong FSO Pattani Spirit. Oil and condensate from the Platong production platforms are stored and offloaded at this turret-moored tanker.

מכלול אסדות מותקן בעומק 80 מ', המצוי 230 ק"מ מחופי תאילנד.

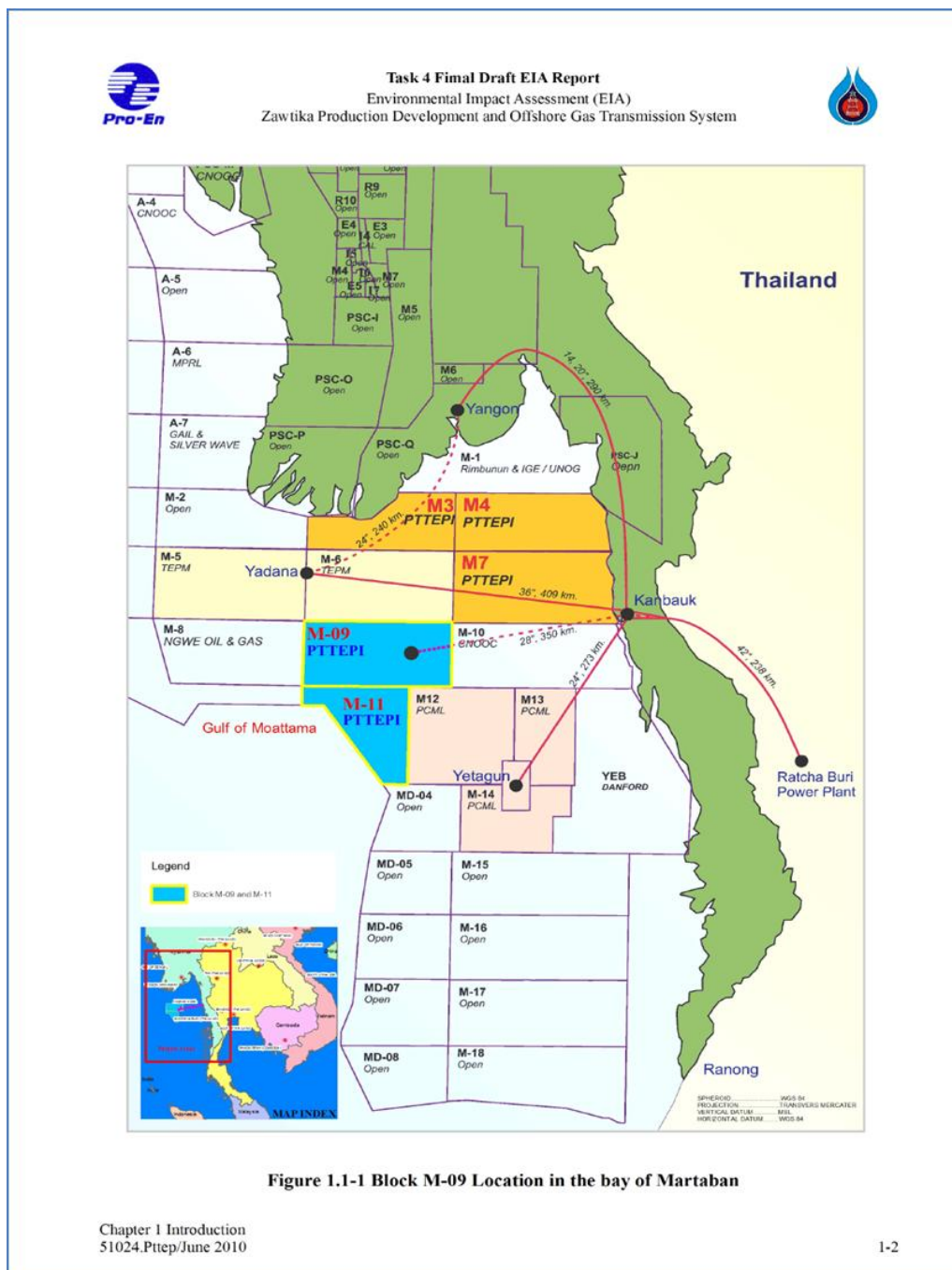


הפרוייקט פעיל משנת 2008, ומפיק כ- 10 מלמ"ק גז ו- 11,000 חביות condensate ליום. שדה Arthit כולל 90 בארות הפקה המחוברות ל- 6 פלטפורמות לטיפול ראשוני. הגז עובר מהפלטפורמות הראשוניות לפלטפורמת הטיפול הראשי (אסדה במשקל של כ-17000 טון) המכילה את כל האמצעים הנדרשים לטיפול מלא בגז הטבעי וב- condensate. בהמשך מוזרם הגז דרך 5 צינורות וה- condensate משונע דרך צינור אחד נפרד. במשך הזמן נוסף מתקן FPSO נייד המבצע טיפול מלא בים, על מנת להגביר את ההפקה, והאספקה מהשדה, ל- 3 שנים לפחות.



4. פרויקטים להפקת גז עם שיפול מלא בים במיאנמר (בורמה לשעבר)

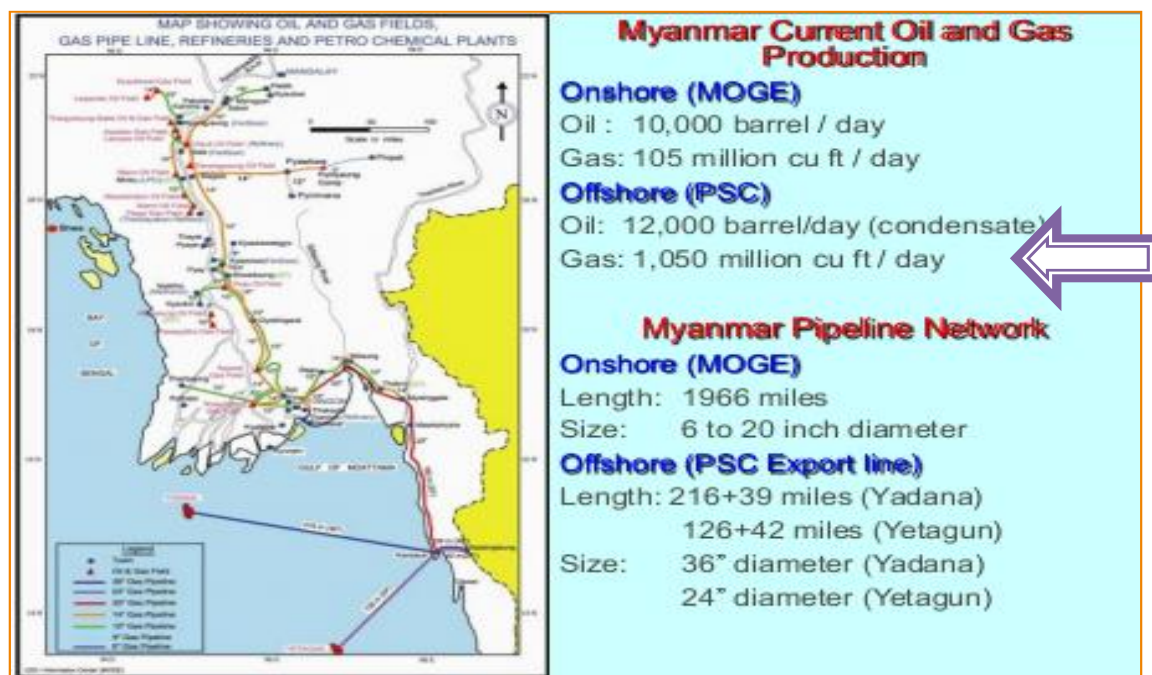
בים אנדמן , בקרבת מיאנמר (בורמה לשעבר) נתגלו בעשורים האחרונים מצבורים גדולים של גז ונפט, עד כדי כך שחלק נכבד מההפקה של המדינה מיועדת לצרכני חוץ, כגון תאילנד וסין²⁵ :



<http://dc347.4shared.com/doc/H0epQxm2/preview.html>²⁵

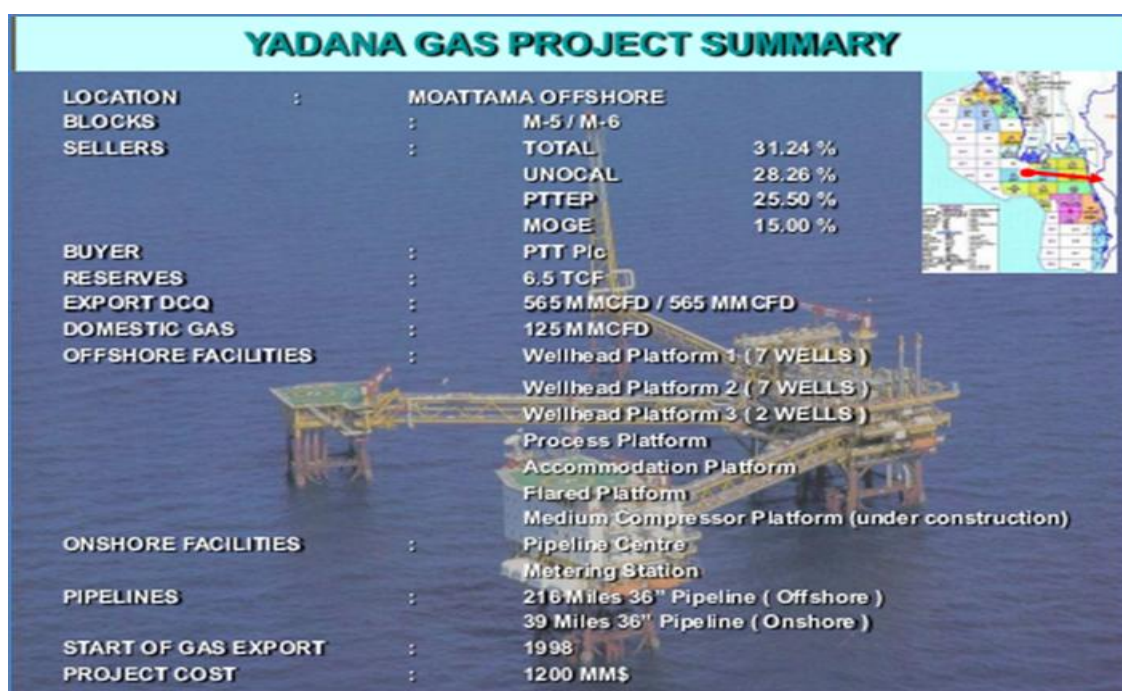
Zawtika Production Development and Offshore Gas Transportation System, EIA Report, p.1-2²⁶

להלן מספר נתונים כלליים: מיאנמר מפיקה הרבה מעל כמויות ההפקה העתידיות של ישראל, על בסיס עשרות שדות ומתקנים. עיקר הפקת הגז הטבעי היא בים (30 מלמ"ק גז ליום ויותר):



(1) פרויקט YADANA (1998)

מכלול אסדות הפקה לטיפול מלא בים בעומק 40 מ', המפיקות כמויות גדולות, כ- 24 מלמ"ק גז טבעי ליום (מספר הדומה להפקת תמר).

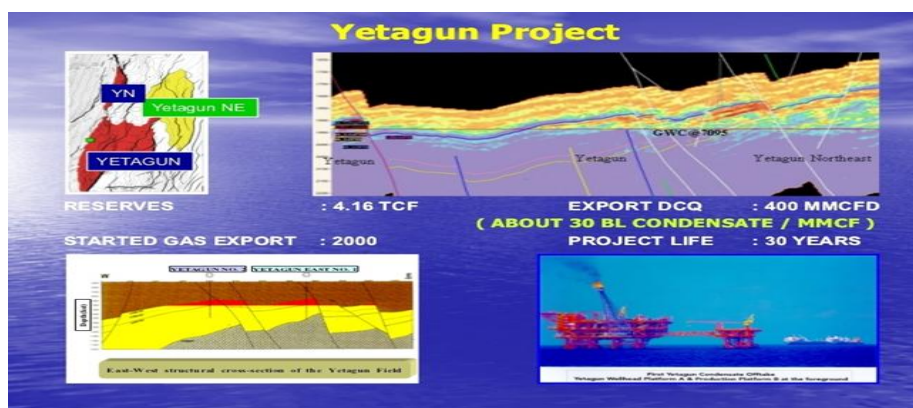


בים מבוצע טיפול מלא כאשר חלק מהגז יעבור לצריכה מקומית ומרבית הגז מיועד לגורמי חוץ, באמצעות צנרת העוברת בין מיאנמר לסין (חלק מפרויקט אחר).
 בחוף קיימת תחנת מדידה²⁷ (metering station) בלבד:

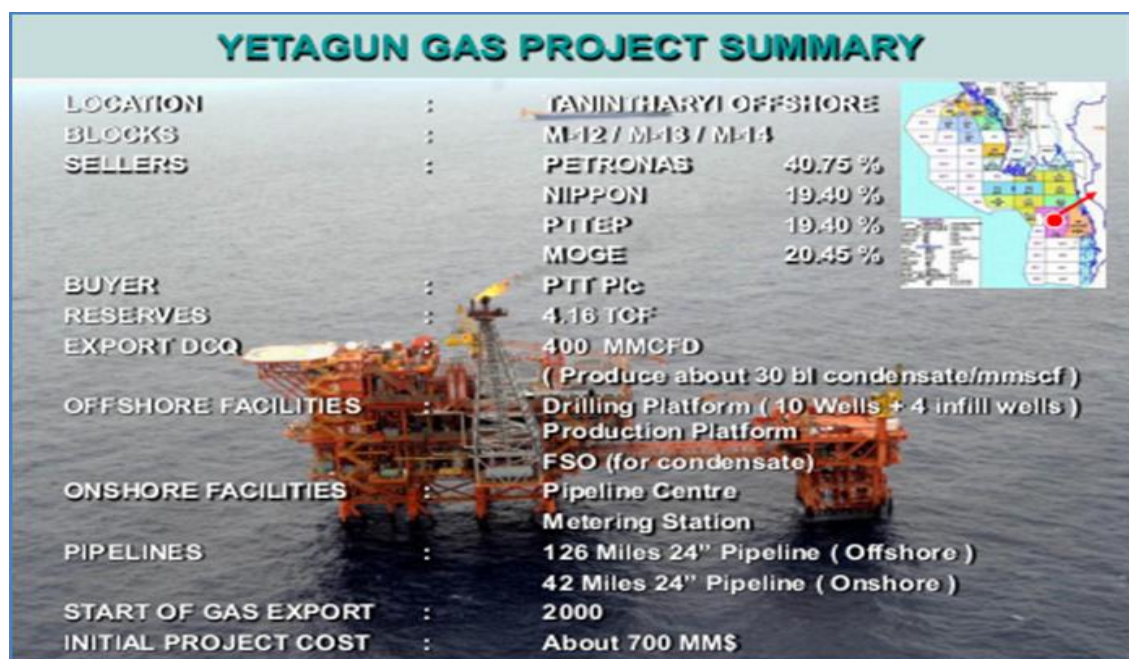


(2) פרויקט Yetagun (2000)

בים אנדמן קיים מכלול אסדות הפקה לטיפול ימי מלא עם מתקן חופי למדידה בלבד, והוא אחד מהפרויקטים המזרימים גז לתאילנד בצנרת העוברת בבורמה (מיאנמר). המאגר נתגלה בשנת 1993. המתקן מפיק כיום כ- 12 מלמ"ק גז טבעי ליום (ועומד לגדול ב- 2015) – מחצית מהספק ההפקה המיועד של אסדת תמר – וכ- 12,000 חביות condensate, המיועדות לתצרוכת מקומית בבורמה, באמצעות מיכלית FSO. הגז עובר דרך של כ- 230 ק"מ בצינור 24 אינץ' תת ימי עד החוף ומשם מתחבר לגז המגיע מהצנרת של פרויקט YADANA ומשונע יחדיו עוד כ- 42 ק"מ עד תאילנד, ומשם גם לסין.

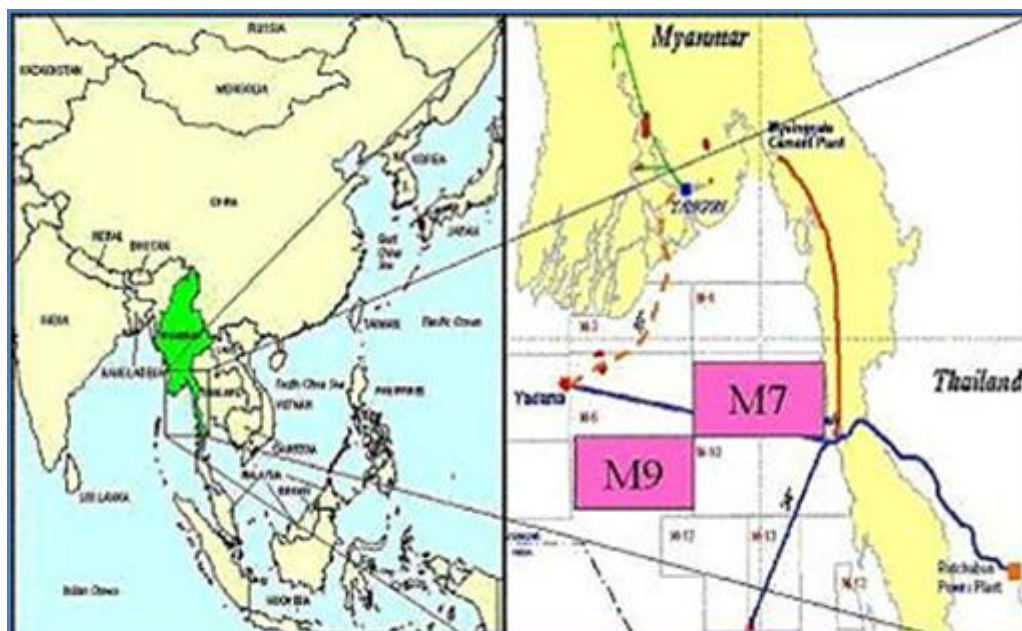


²⁷ <http://burma.total.com/myanmar-en/total-in-myanmar/yadana-project/description-of-the-yadana-project/the-onshore-pipeline-200165.html>

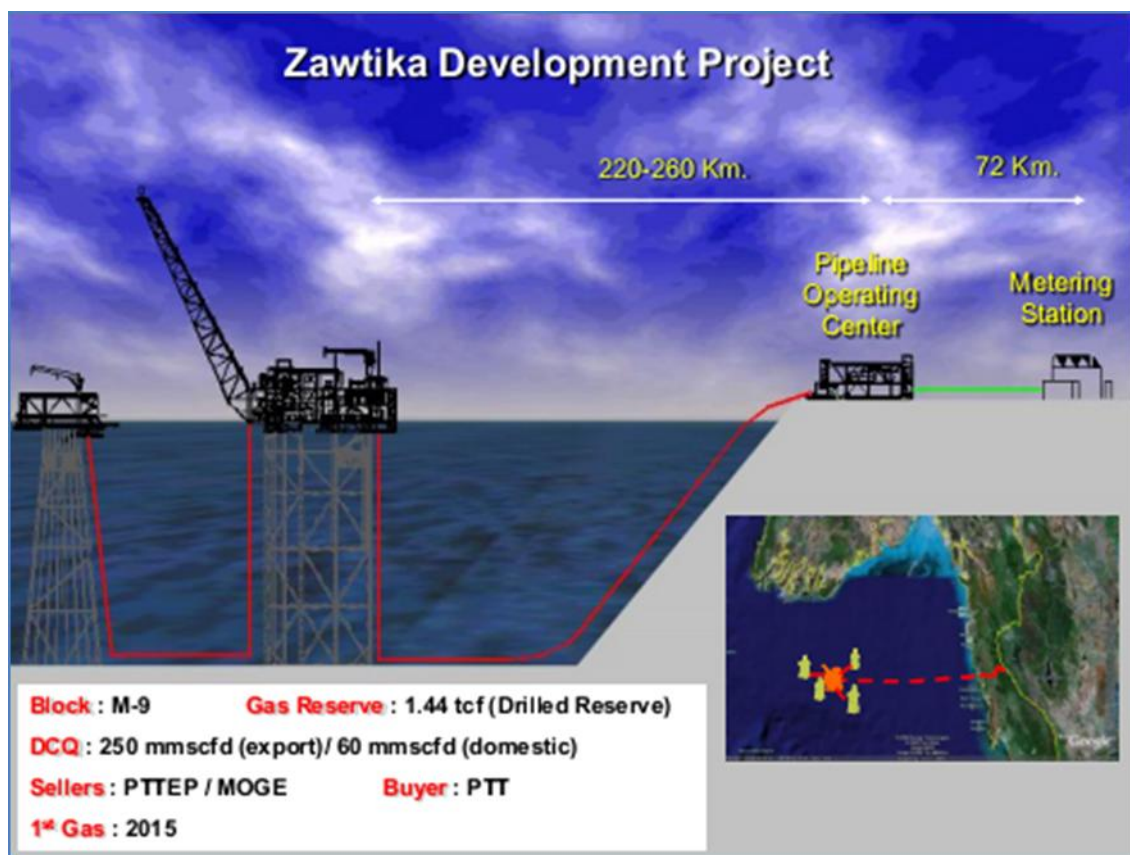
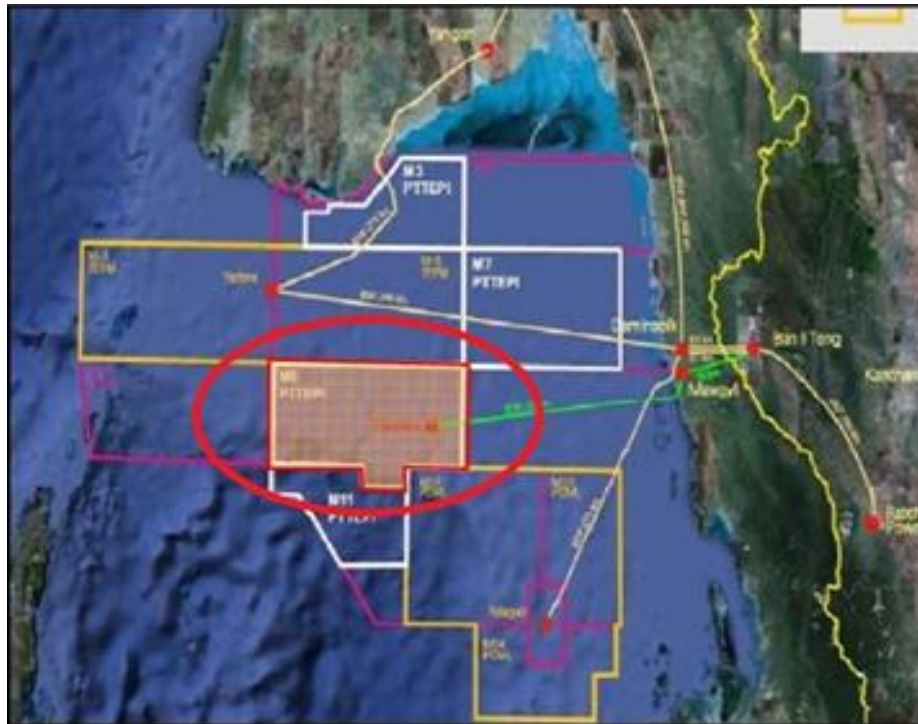


(3) פרויקט בהקמה – *Zawtika Development Project*^{29 28}

צפי הפעלה 2015. מכלול הפקה בים (טיפול מלא) המיועד להפיק כ- 8-10 מלמ"ק גז טבעי ביממה .



²⁸ <http://www.offshore-technology.com/projects/zawtika-gulf-martaban-myanmar-burma/>
²⁹ <http://www.1derrick.com/pttpeps-zawtika-project-update/906/>



ONGOING PROJECT *(Singapore Yard)*

scope
EPCIC

project structure

Process Quarters Platform:

Topside weight - 15,000t (128 men)

Jacket / Piles - 20,000t

Flare Boom - 100 meters

Water Depth - 150 meters

contract awarded

July 2011

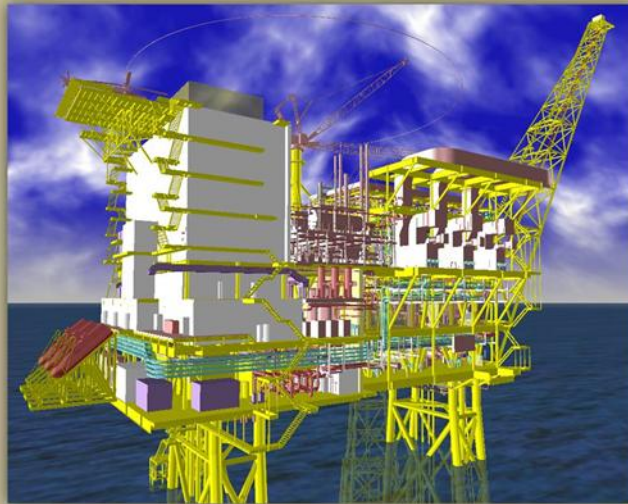
location

Block M9, Andaman Sea, offshore
Myanmar

salient point

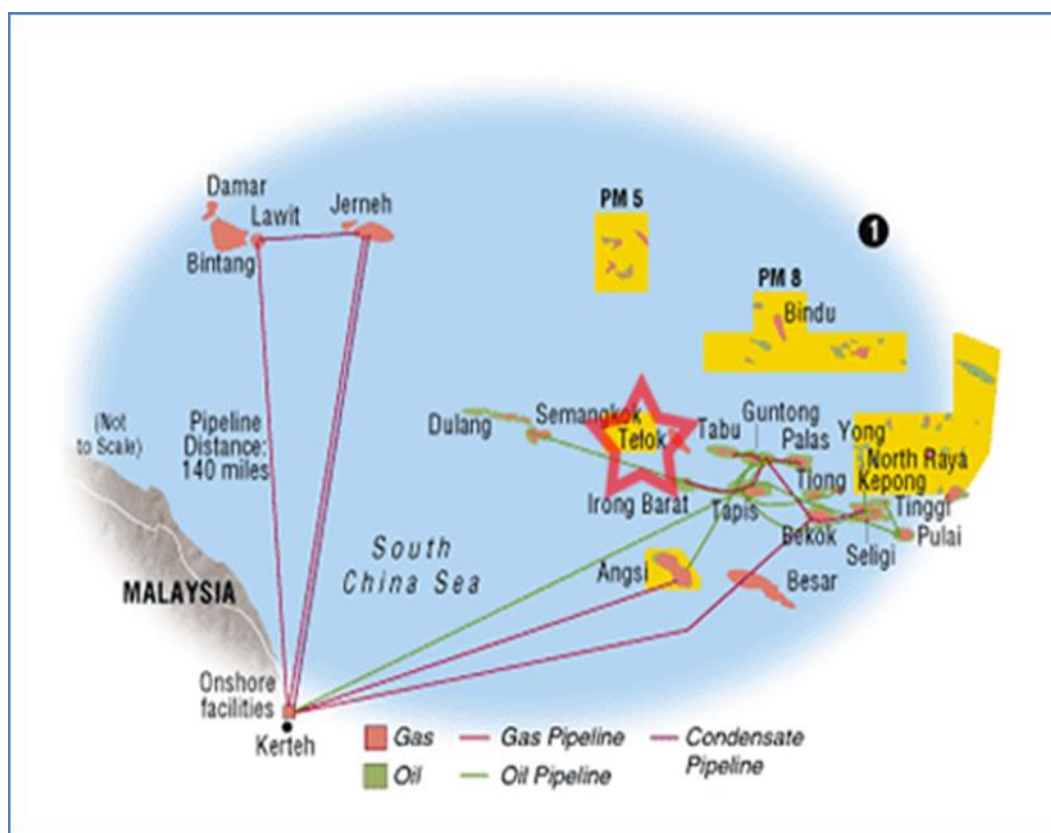
SMOE's second heaviest platform
ever built

PTTEP INTERNATIONAL LIMITED



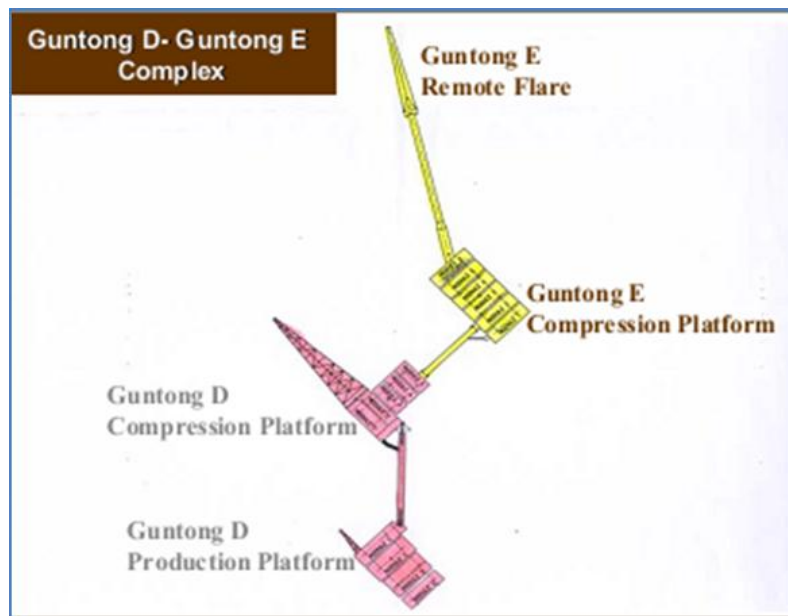
ZAWTIKA PROCESS QUARTERS PLATFORM (ZPQ)

שדה TELOK נמצא 200 ק"מ מחצי האי מלזיה בים סין הדרומי. השדה פותח בעזרת 2 פלטפורמות 4 רגליים בלתי מאוישות להפקת הגז (המתוכננות להפיק ולפתח 14 בארות גז עתידיות). הגז מהשדה מוכנס לצינור 16 אינץ' ומשונע 26 ק"מ אל פלטפורמת הפקה קיימת Guntong E. השדה מפיק דרך הפלטפורמה כ- 15 מלמ"ק גז טבעי ליום, וכ- 30 אלף חביות condensate המועברות למיכלית FSO.



³⁰ <http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2013/03/exxonmobil-starts-production-from-telok-gas-field-offshore-malay.html>

³¹ <http://www.offshoreenergytoday.com/exxonmobil-starts-pumping-gas-from-telok-field-off-malaysia/>



הפרויקט Vietnam Block B Offshore Field Development³³ צפוי להפעלה בשנת 2014,

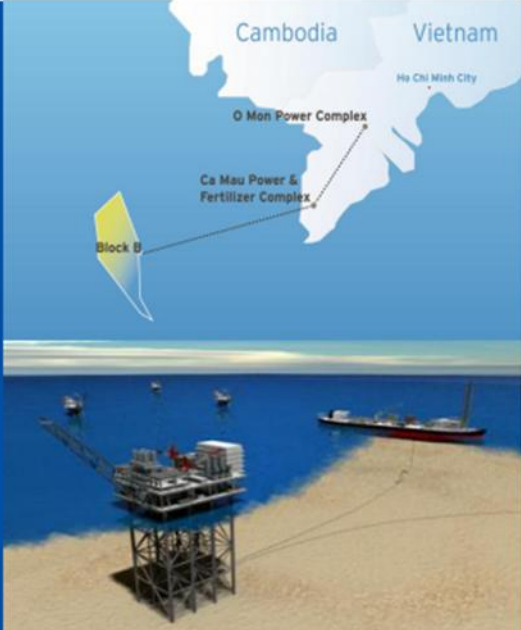
ממוקם 300 ק"מ מ-Ho Chi Minh, Vietnam



Vietnam Block B Gas Development

Project Description:

- 490 MMCFPD and 4MBD of condensate production
- Estimated US\$4.3 Billion
- 42-43% operated interest in Blocks B, 48/95 and 52/97
- 28.7% non-operated interest in natural gas pipeline
- FEED completed 2011
- Progressing towards Final Investment Decision

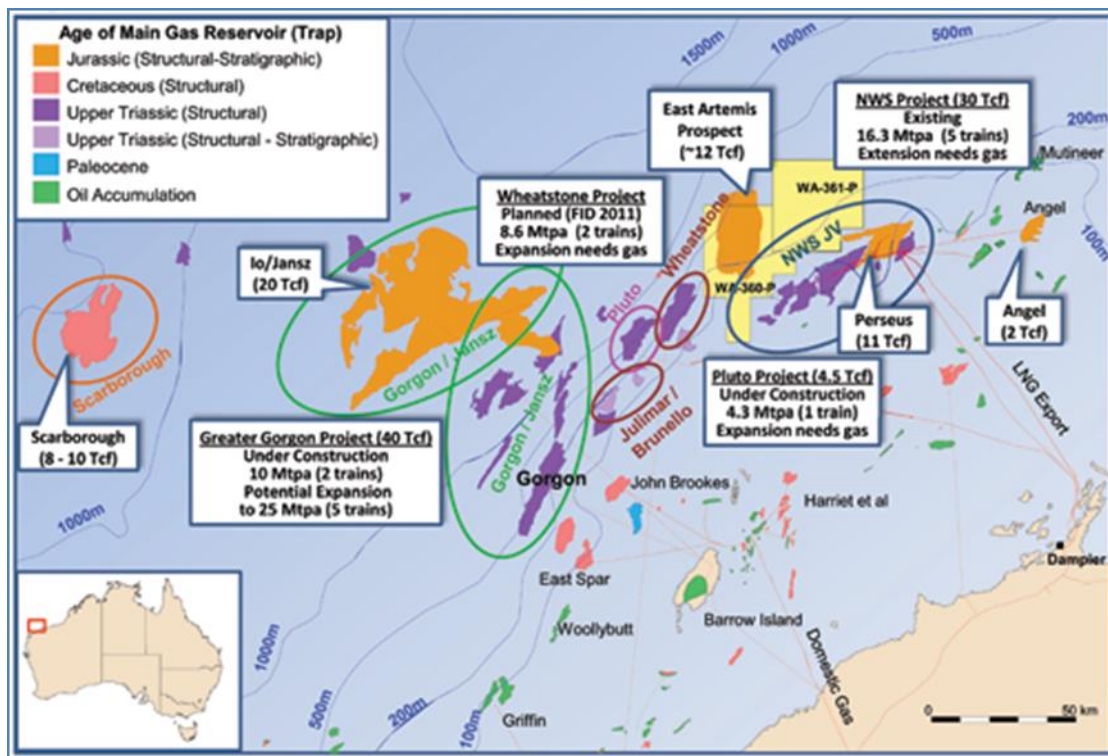
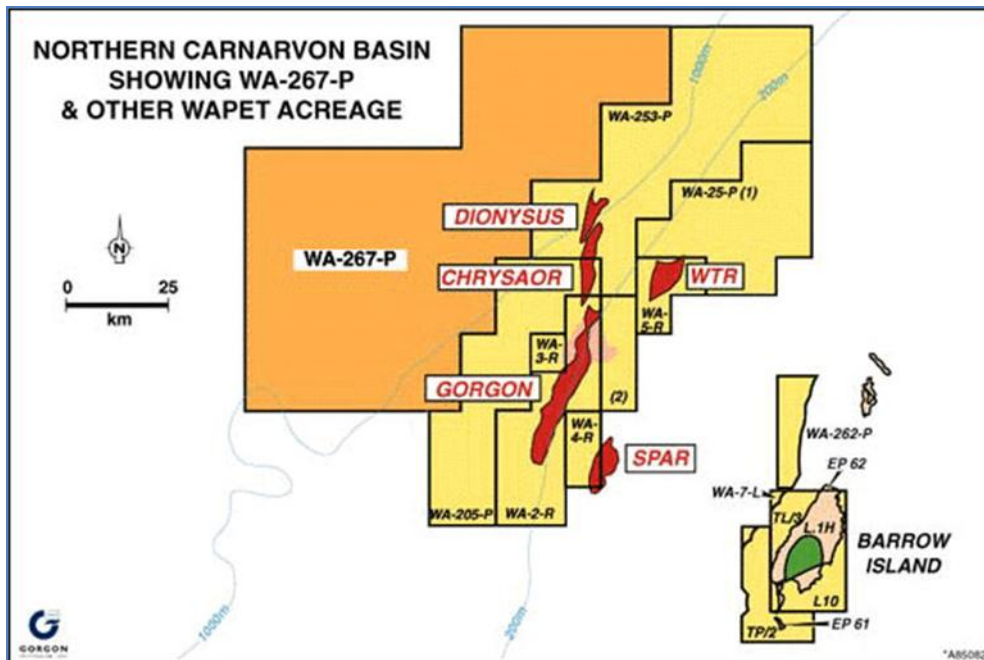



³³ <http://www.chevron.com/documents/pdf/VietnamFactSheet.pdf>
³⁴ <http://www.dorsch.de/projekte/projekt/dproject/b52-omon-gas-pipeline-project-feed/show/Project/>

הפרוייקט הויאטנמי Block B Gas Project הוא של חברת Chevron ומתוכנן להעביר גז טבעי נקי מהאגן המלאי לתשתיות אנרגיה קיימות ומתוכננות בדרום ויאטנם. הפרוייקט כולל התקנות תת ימיות, מכלול אסדות עם אסדת טיפול קבועה מרכזית בעלת 22,000 טון שתותקן בעומק 77 מ', מתקן איחסון צף (FSO), וצנרת מהמתקנים אל החוף. מדובר בהפקה והעברה של 12-14 מלמ"ק גז טבעי ליום, וכ- 4000 חביות condensate ליום.

הגז הטבעי, תוצר ההפקה, יחובר באמצעות צינור 28 אינץ' לאורך כ-450 ק"מ, למספר רב של מתקני תחנות כוח (Ca Mau, O Mon, and Tra Noc) ומפעלים סמוכים על הנתיב בוויאטנם.

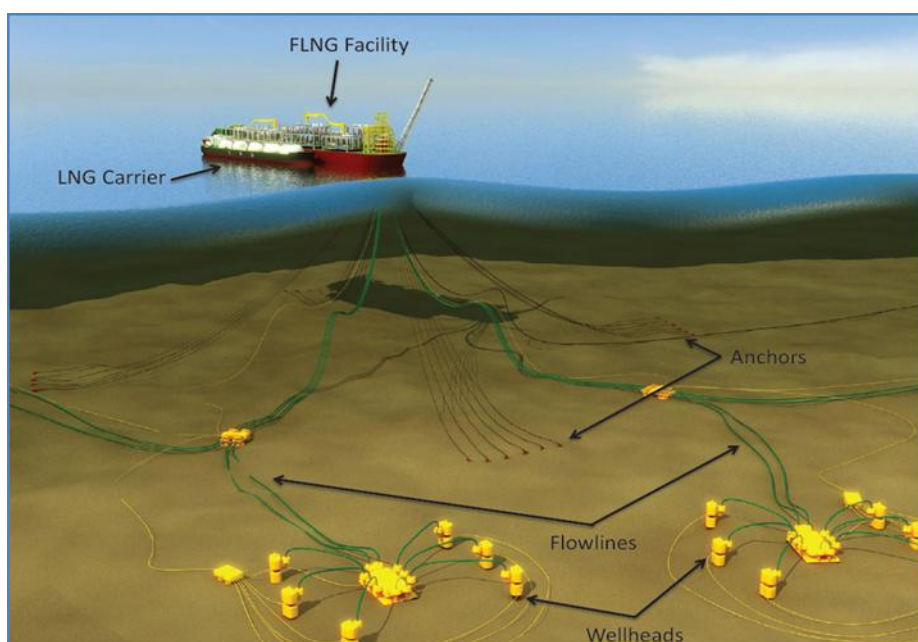






פרויקט Prelude נמצא באזור Browse Basin. מתוכנן להפיק גז מ-8 בארות אל מתקן הפקת LNG גדול מימדים (כאשר על מנת להפיק LNG צריך תחילה להפיק גז יבש ונקי ואז להפוך אותו לגז נוזלי לצורך שינוע ללקוחות).

מדובר בספינת הפקת LNG (FLNG) הראשונה והגדולה בעולם האמורה להתחיל הפקה בשנת 2016-7 [ספינה מהגדולות בעולם באורך 488 מ']. תעגון עצמה לעומק של 250 מ' למשך 25 שנה. הספינה תפיק 3.6 BCM גז טבעי נוזלי (LNG), ו-1.3 מליון ליטר condensate בשנה.



SHELL PRELUDE FLNG FACILITY

Boeing 747 (71m long)



Queen Mary 2 (345m)



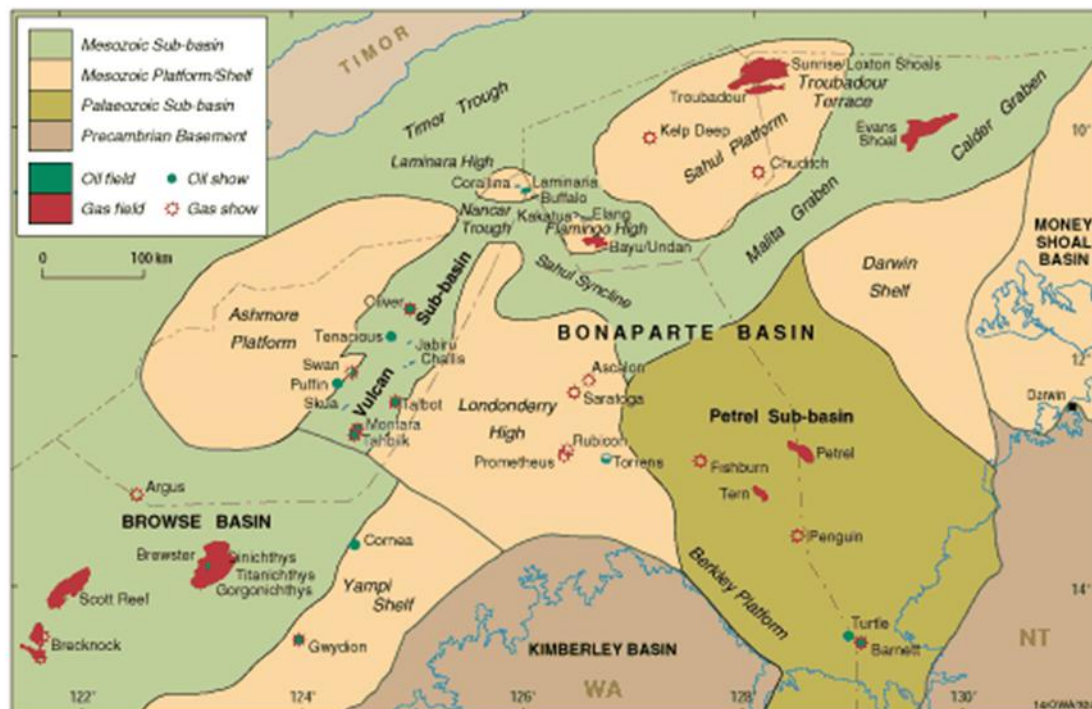
Shell Prelude FLNG (488m)

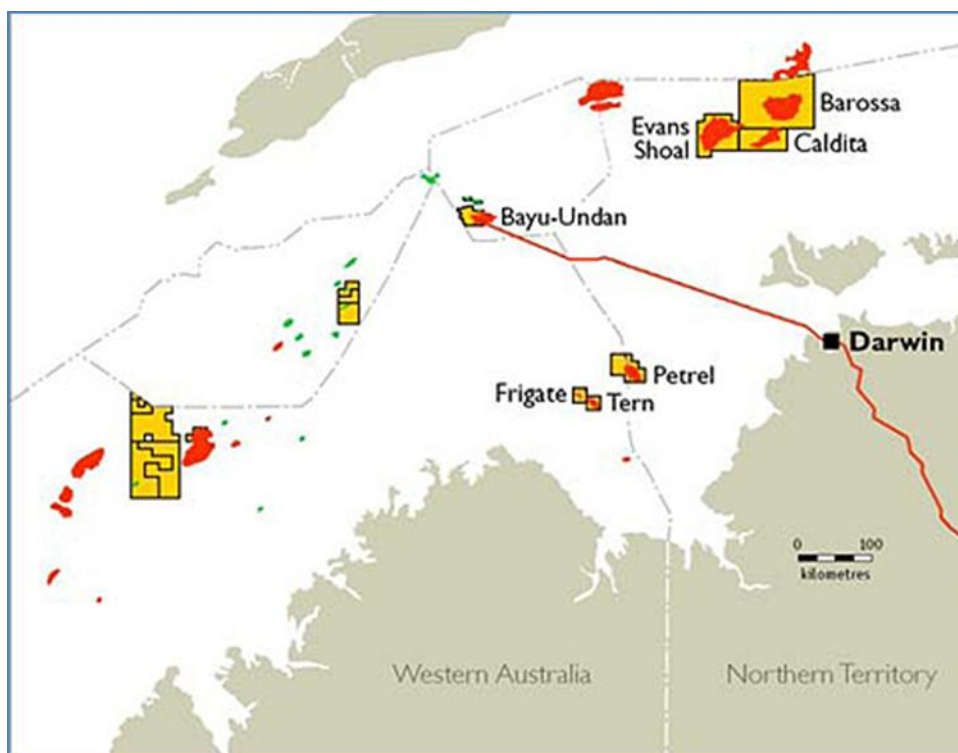
KEY FACTS

- The Prelude facility will be 488m long and 74m wide
- It will stay moored in water 250m deep for 25 years
- First production in 2017 of at least 3.6 million tonnes of LNG per year
- It will create 1000 jobs and add \$45 billion to the economy

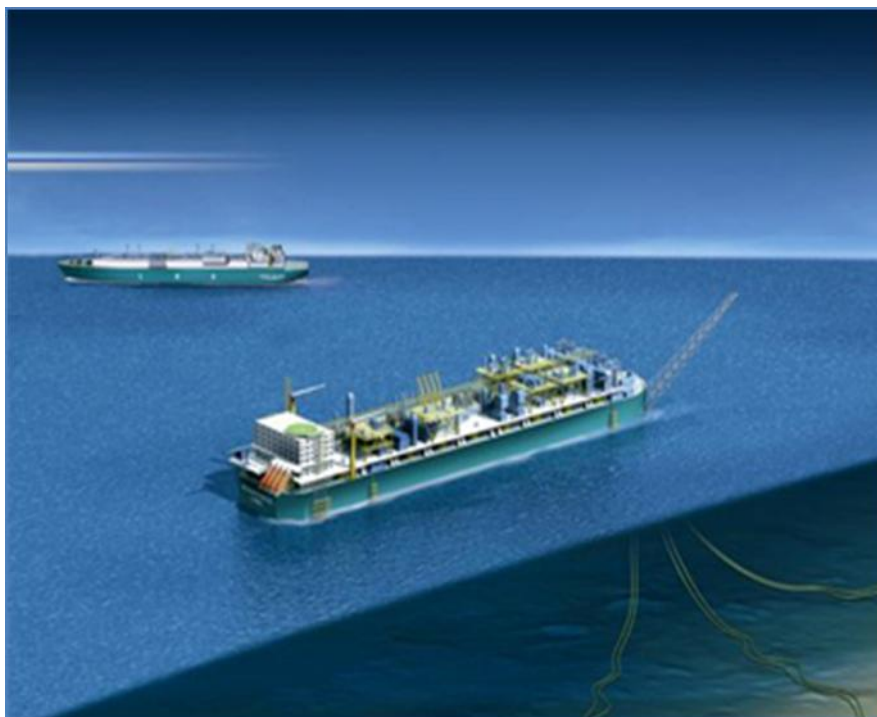


40 39 (2016) Bonaparte LNG פרויקט (2)





פרויקט Bonaparte Project משרת 3 שדות באמצעות מתקן FPSO, אשר מסוגל להפיק 2 BCM גז טבעי נוזלי (LNG) בשנה, אשר יותקן באזור. הפרויקט מיועד להפעלה בשנת 2016-17.



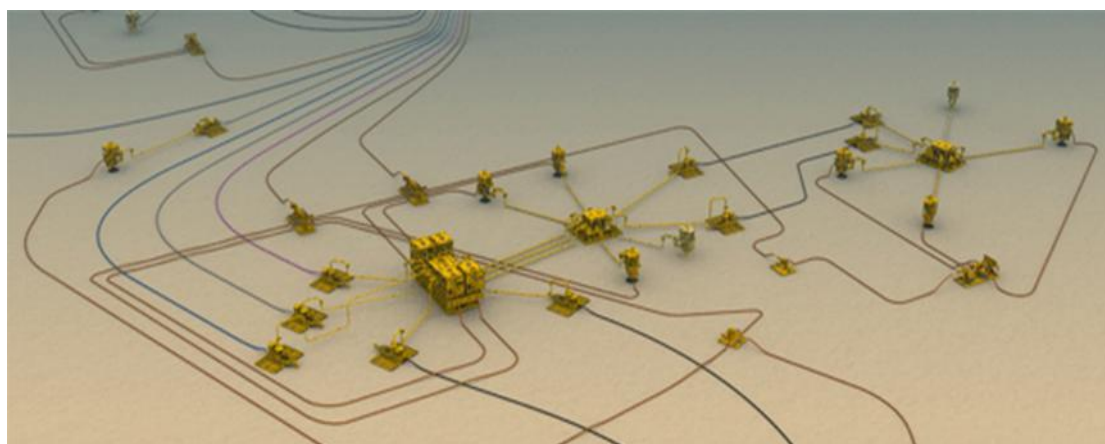


(1) פרויקט Parque das Conchas (BC-10) (2008) ⁴¹

פרויקט Parque das Conchas (BC-10) מהווה אבן פינה חשובה בפיתוח העסקי של הנפט הקיים במרבצי הים של ברזיל.

בפרויקט שלוש שדות הנמצאים כ-120 ק"מ מחופי העיר Vitoria שבמדינת Espirito Santo בברזיל. בכל שדה מספר בארות תת מימיות וכל שדה מחובר אל FPSO (אוניה צפה להפקה ואחסון) העגונה ל-1780 מ' עומק.

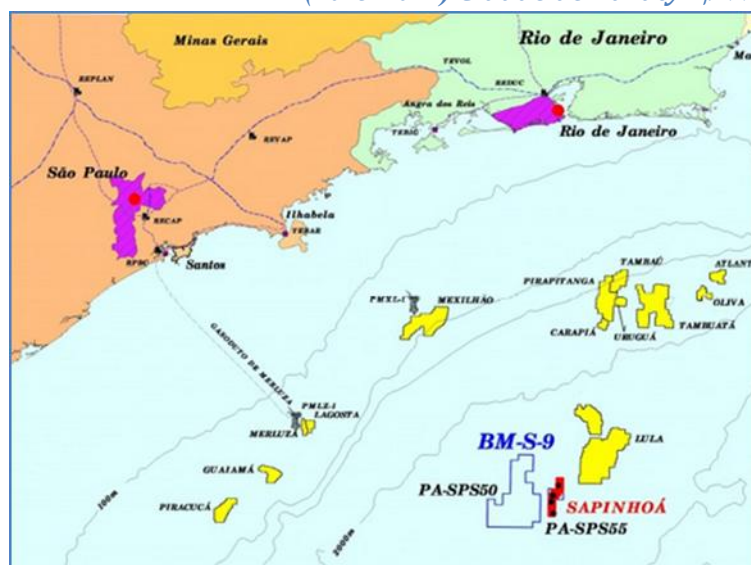
זהו הפרויקט הראשון המבוסס ברובו על פיתוח תת ימי (בקרעית) והפרדה תת ימית.



לב הפרוייקט הוא בספינה Espirito Santo בעלת יכולת הפקה של 100 אלף חביות נפט ליום. הספינה נבנתה בסינגפור והוצבה במקומה בשנת 2008 בשדה המדובר.



(2) פרויקט Cidade de Paraty (2013-2014)⁴²

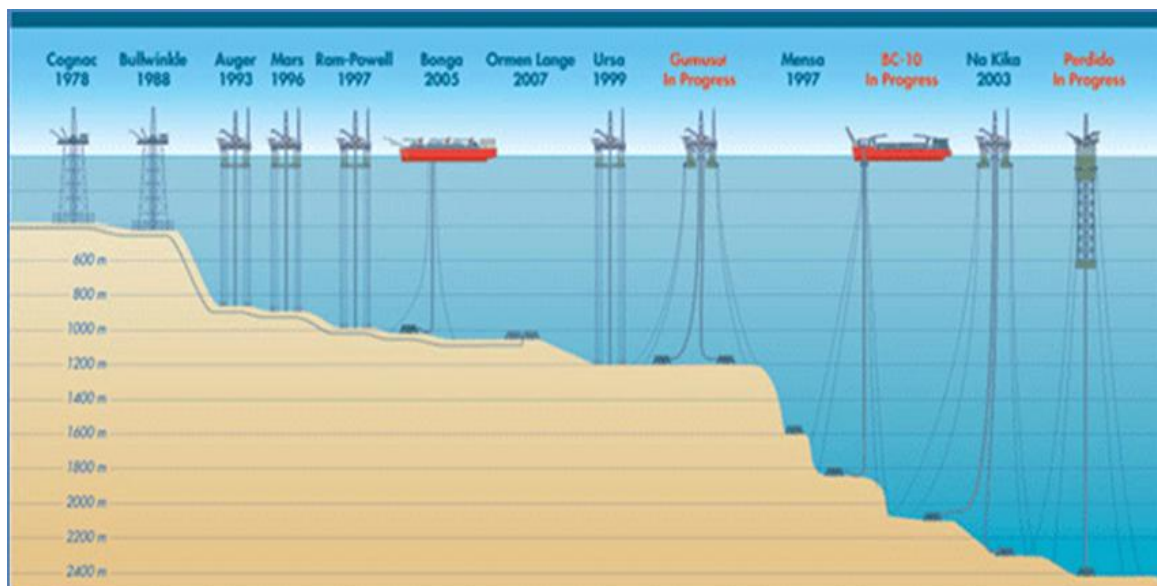


פרויקט Cidade de Paraty מפיק משדה LULA הנמצא באזור Santos Basin כ-350 ק"מ מחופי ברזיל. ההפקה היא באמצעות ספינה חדישה בטכנולוגית FPSO – 120,000 חביות נפט וכ-4 מלמ"ק גז טבעי ליום. מצופה כי יכולת ההפקה המירבית של הפרוייקט תהיה באמצע 2014.

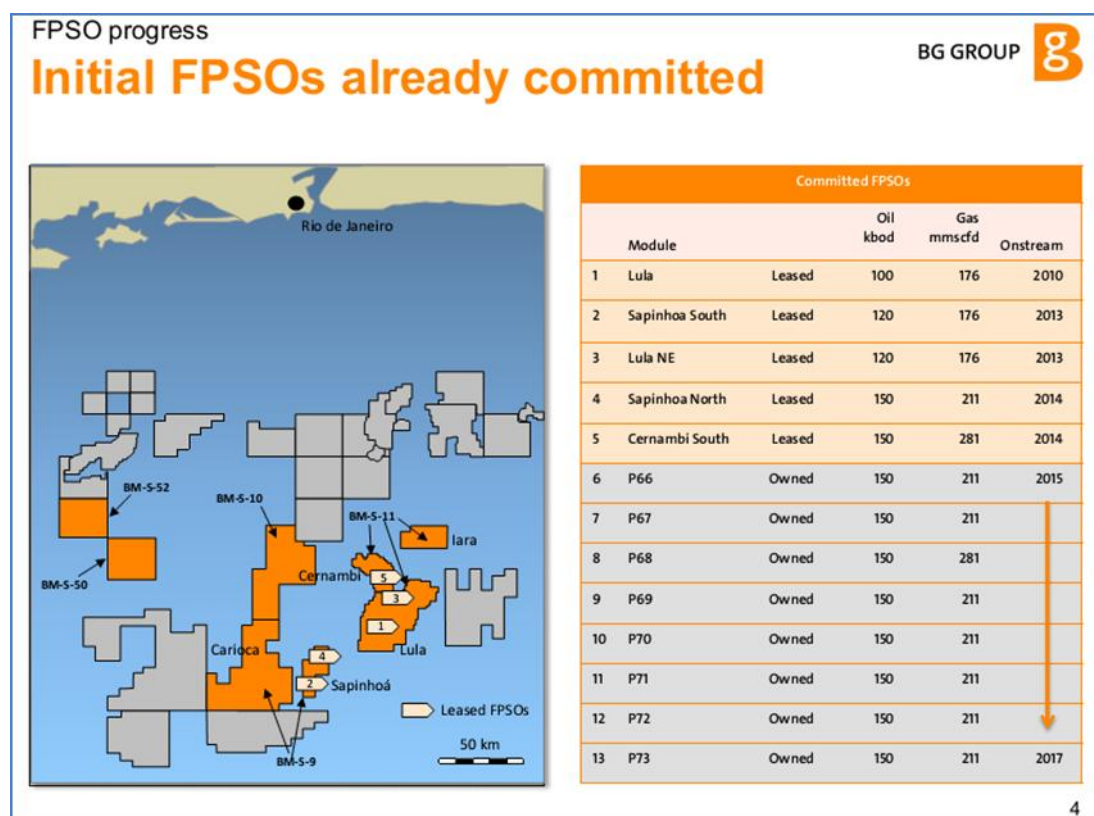


⁴² <http://www.presalt.com/en/brazil/texts-in-english/brazil-pre-salt/contract-signatur-of-fpso-cidade-de-paraty-for-brazilian-pre-salt-2081>

להלן תמונה המציגה כי לכל עומק הפקה בברזיל (לפחות) קיים פתרון טכנולוגי מוכח, אמין וזמין המאפשר להקים מתקני הפקה בכל עומק רצוי:

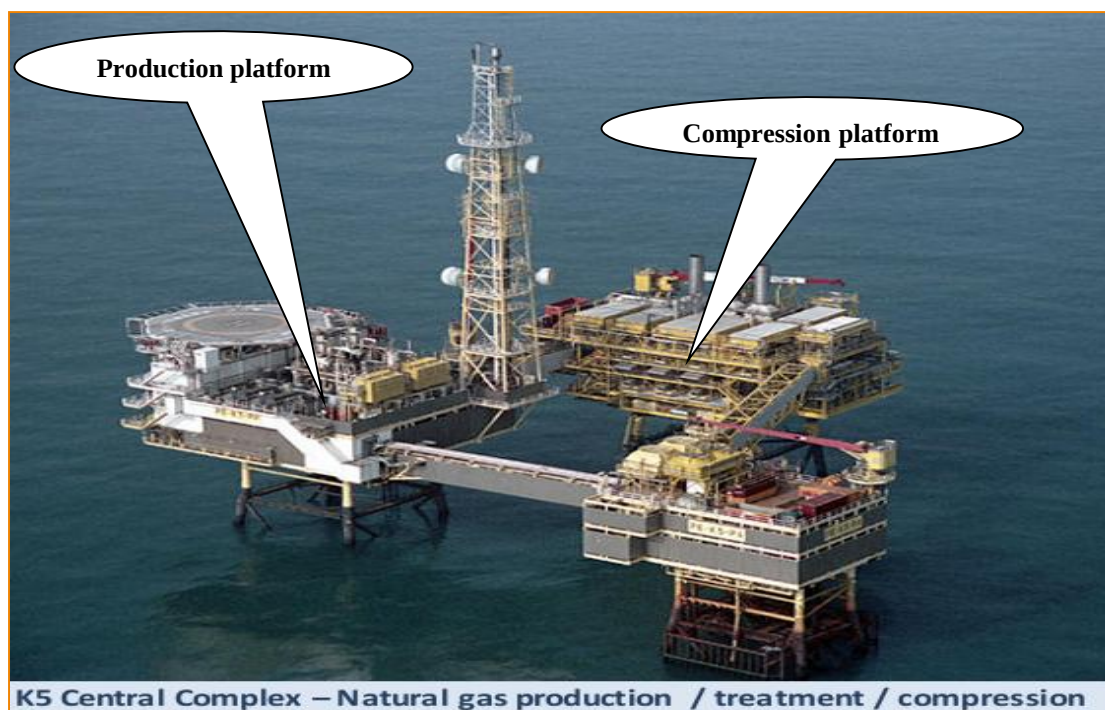
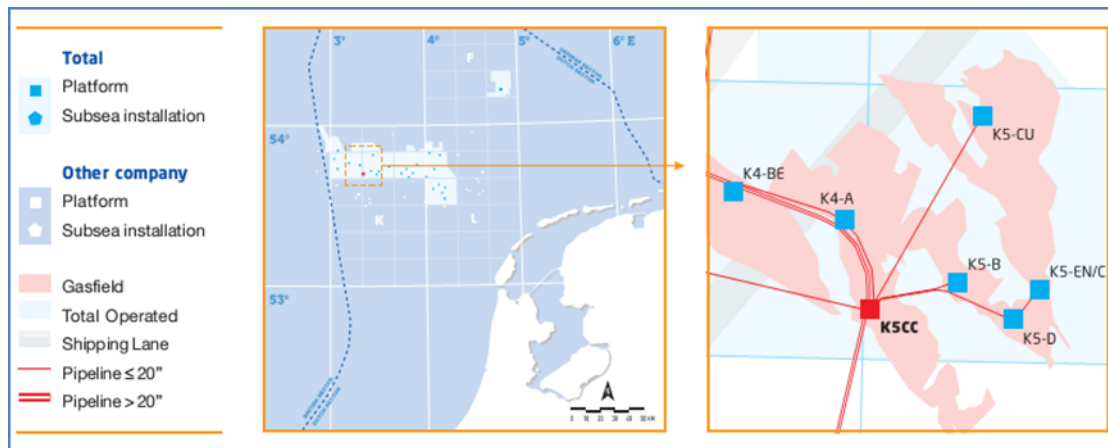


להלן תמונת מצב הזמנות מתקני FPSO בברזיל ⁴³:



(1) מכלול פלטפורמות (K5CC) K5 Central Complex 46 45 44

המכלול נמצא בחלק הצפוני של שדה K5 כ-130 ק"מ צפון מערבית לזן הדר בהולנד. מכלול הפלטפורמות נועד לטפל בגז ממספר בארות ומתקנים אחרים (כגון K4-Z), ומיועד לתפעול לא מאויש מרחוק (כיום מאויש ביום) ⁴⁷.



⁴⁴ <http://www.ep.total.nl/press.php?iid=44&aboutinfo=about>

⁴⁵ <http://www.ep.total.nl/press.php?iid=44&aboutinfo=about>

⁴⁶ http://www2.fhi.nl/marineoffshoreautomation/archief/2012/images/total_sikkodejong.pdf

⁴⁷ [http://www.nl.total.com/cms/doc/open/item/filename/492/total-k5cc-uk\(5\).pdf](http://www.nl.total.com/cms/doc/open/item/filename/492/total-k5cc-uk(5).pdf)

48 *L7 Central Complex (L7CC) מכלול פלטפורמות (2)*

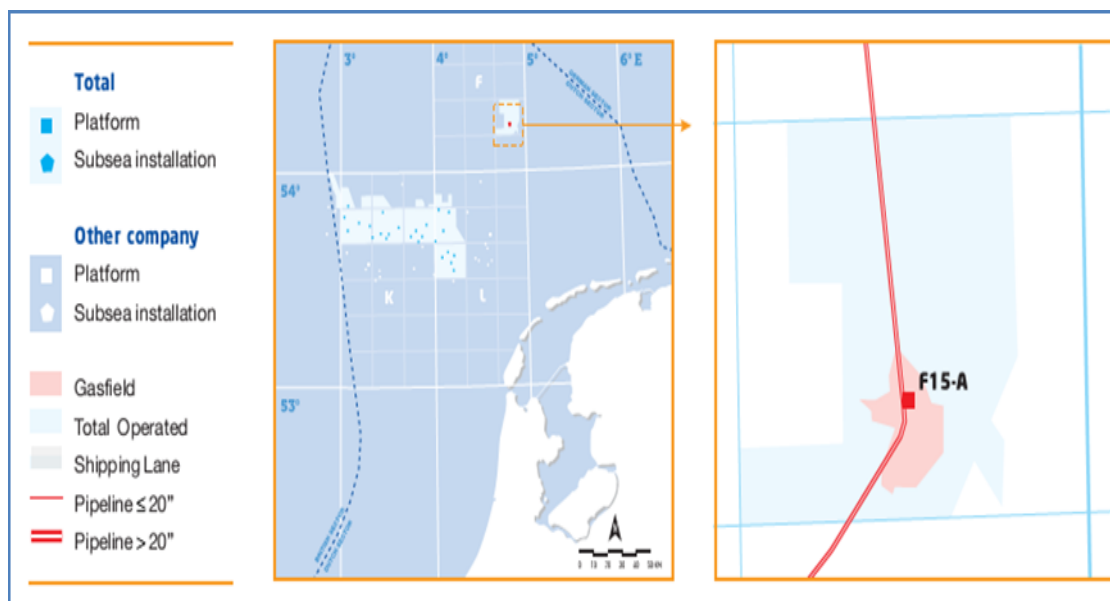


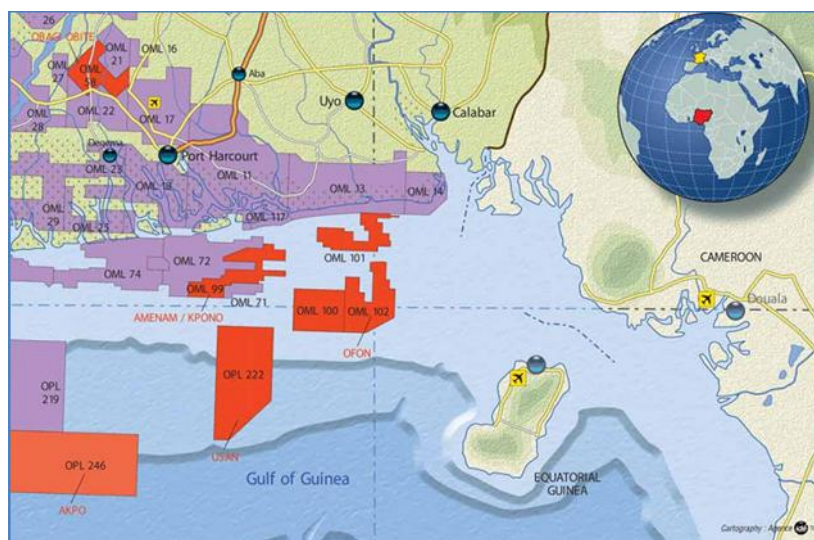
49 50 51 *F15 A פלטפורמת (3)*

פלטפורמת F15 A היא פלטפורמה לטיפול מלא והפרדה של condensate מאויישת (עד 15 איש), מותקנת בעומק 45 מ' ומטפלת בגז משדה בעומק של כ- 3.7 ק"מ מקרקעית הים. הפלטפורמה פועלת משנת 1993, וה- condensate מועבר דרך צנרת תת ימית NOGAT אל מתקני החוף בדרום הים.

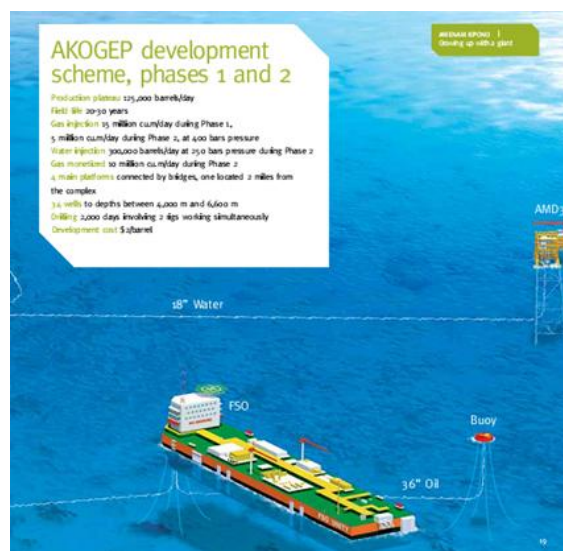
⁴⁸ [http://www.nl.total.com/cms/doc/open/item/filename/496/total-l7cc-uk\(5\).pdf](http://www.nl.total.com/cms/doc/open/item/filename/496/total-l7cc-uk(5).pdf)
⁴⁹ [http://www.nl.total.com/cms/doc/open/item/filename/511/total-f15-a-uk\(1\).pdf](http://www.nl.total.com/cms/doc/open/item/filename/511/total-f15-a-uk(1).pdf)
⁵⁰ <http://www.firstoilexpro.com/assets/f15-a>
⁵¹ <http://www.offshore-technology.com/contractors/separation/veolia/veolia2.html>

“F15a-A is producing continuously at rates of around 10 MMscf/d from wells F15a-A1 and A3.”





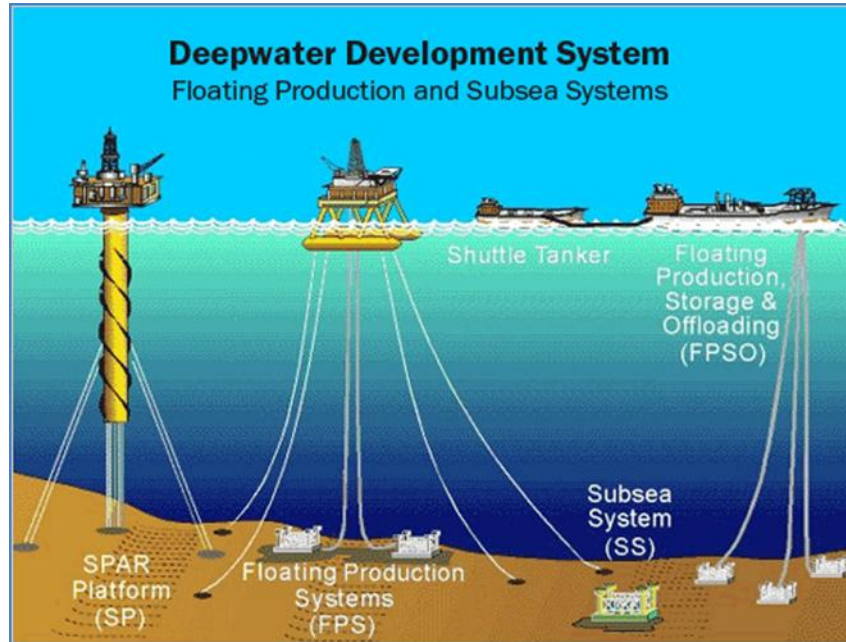
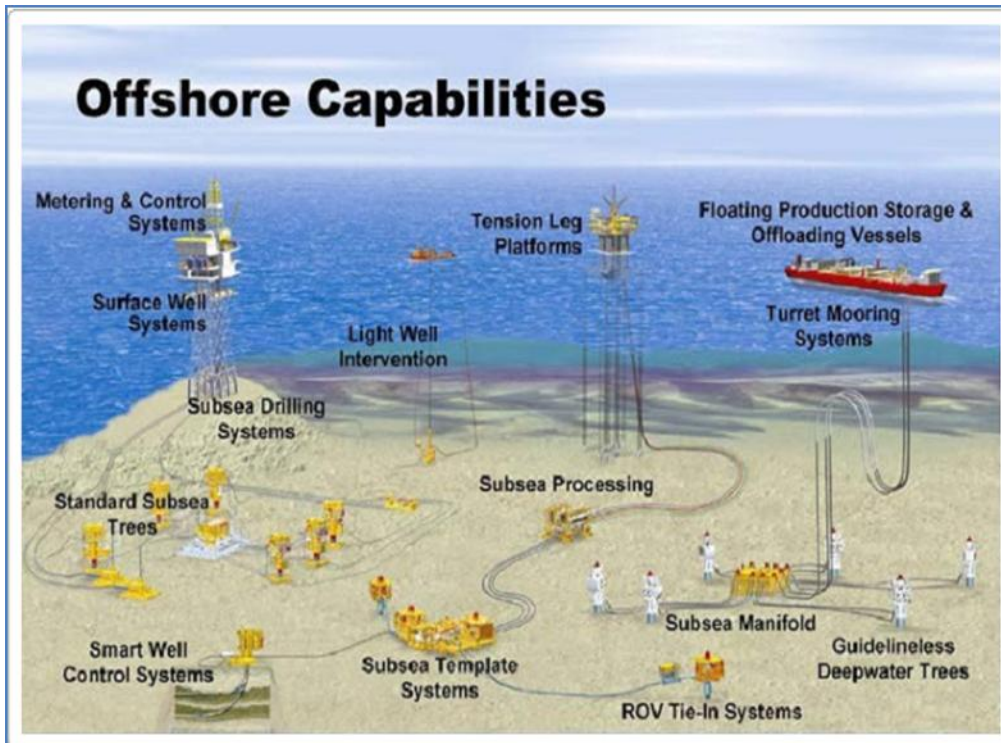
3D perspective view of the Bonny Offshore Platform, showing various modules including AMD1, AMD2, AMP1, AMP2, AMT1, AMT2, and ODP1, connected by a network of pipes and walkways over the ocean.



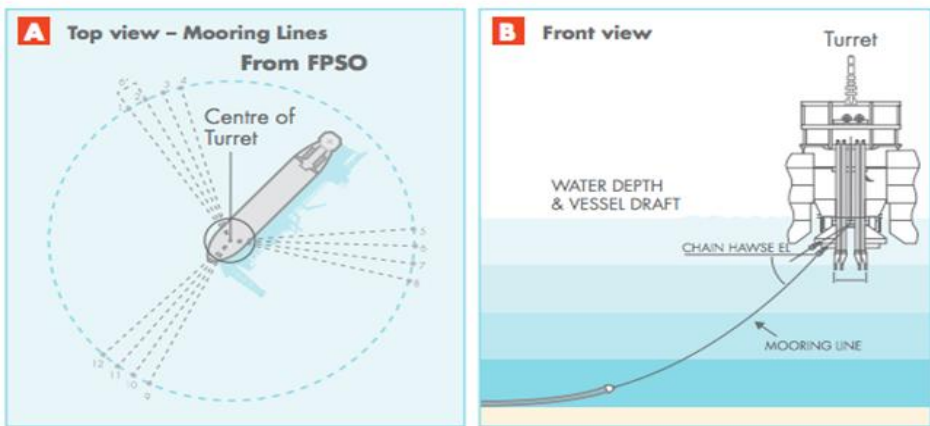
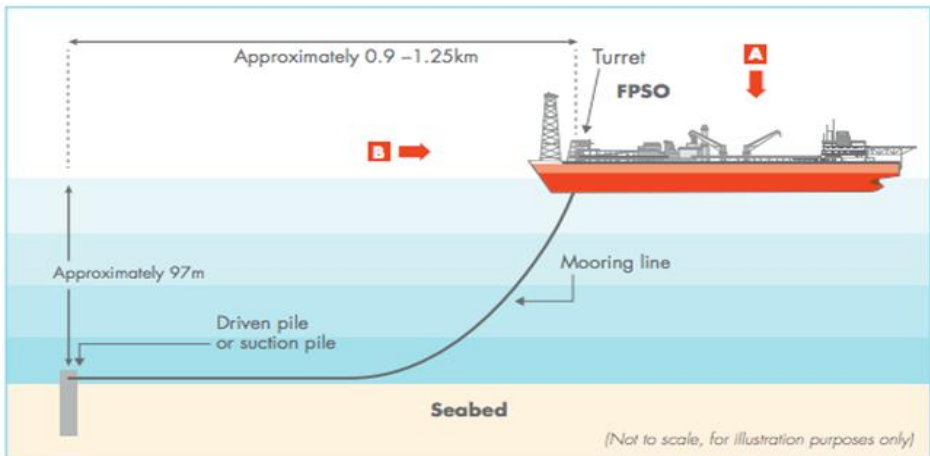
<http://www.offshore-technology.com/projects/amenamkpono/>⁵²
<http://www.ng.total.com/media/publications/amenam-kpono-first-oil.pdf>⁵³
http://www.ng.total.com/04_total_nigeria_activities/0405_cases_study.htm⁵⁴



(1) כיום ניתן להתקין מתקני טיפול כפי שרוצים – טיפול המשלב טיפול בקרקעית הים ועל פני הים, טיפול יבשתי, טיפול ימי מלא, וחלקים ביניהם, הכל על בסיס בחירה והתאמה:



(2) לדוגמה, להלן פרוייקט FPSO להפקה משדה תת ימי⁵⁶:



<http://gcaptain.com/shell-awards-offshore-fram-fpso/>⁵⁶

- (3) הגורמים המשפיעים על בחירת פריסת המתקנים והטכנולוגיה הם בעיקר מיקום שדות הגז, אופי יעד שינוע הגז (או הנפט), ומה רוצים גורמי התכנון המחליטים.
- (4) הפקת ה- condensate נעשית בקרבת שדה ההפקה, והטיפול בו נועד או לשימוש מיידי לתפעול המתקן הימי (כמו בקנדה), לשינוע ומכירה דרך מיכליות לאחסון (FSO), או להעברה דרך צנרת לבית זיקוק קרוב לצורך עיבוד דלקים לשימוש.

ביבליוגרפיה

- (1) Oil & Gas Production in Denmark 2011,
- (2) Oil & Gas Production in Denmark 2012,
- (3) Deep Panuke, Volume 4 (Environmental Assessment Report), November 2006,
- (4) <http://www.cnsopb.ns.ca/offshore-activity/offshore-projects/deep-panuke>
- (5) <http://www.gov.ns.ca/energy/oil-gas/offshore/current-activity/deep-panuke.asp>
- (6) Jorge Katz, Structural reforms and technological behaviour: The sources and nature of technological change in Latin America in the 1990s, Research Policy, Vol. 30 , 2001, p-388
- (7) <http://www.mtja.org/development.php>
- (8) http://www.pttep.com/en/ourBusiness_EAndPprojectsDetail.aspx?ContentID=30
- (9) <http://pm-pipeliner.safan.com/mag/ppl0910/cb10.pdf>
- (10) <http://pm-pipeliner.safan.com/mag/ppl0910/cb10.pdf>
- (11) <http://www.offshore-mag.com/articles/print/volume-72/issue-12/top-5-projects/great-bongkot-south-buoys-production.html>
- (12) http://www.pttep.com/en/ourBusiness_EAndPprojectsDetail.aspx?ContentID=1
- (13) <http://www.offshore-technology.com/projects/greater-bongkot-south-gas-condensate-field/>
- (14) <http://www.hydrocarbons-technology.com/projects/platonggasproject/>
- (15) http://www.rigzone.com/news/article.asp?a_id=112069
- (16) <http://www.scribd.com/doc/6772593/Platong-Gas-II-Project-DescriptionV1>
- (17) <http://www.offshore-technology.com/projects/arhit-field/>
- (18) http://www.subseaiq.com/data/PrintProject.aspx?project_id=288
- (19) <http://dc347.4shared.com/doc/H0epQxm2/preview.html>
- (20) Zawtika Production Development and Offshore Gas Transportation System-EIA Report, p.1-2
- (21) <http://burma.total.com/myanmar-en/total-in-myanmar/yadana-project/description-of-the-yadana-project/the-onshore-pipeline-200165.html>
- (22) <http://www.offshore-technology.com/projects/zawtika-gulf-martaban-myanmar-burma/>
- (23) <http://www.1derrick.com/pttpeps-zawtika-project-update/906/>

- (24) <http://www.pennenergy.com/articles/pennenergy/2013/03/exxonmobil-starts-production-from-telok-gas-field-offshore-malay.html>
- (25) <http://www.offshoreenergytoday.com/exxonmobil-starts-pumping-gas-from-telok-field-off-malaysia/>
- (26) <http://www.energy-pedia.com/news/malaysia/exxonmobil-begins-guntong-e-gas-production>
- (27) <http://www.chevron.com/documents/pdf/VietnamFactSheet.pdf>
- (28) <http://www.dorsch.de/projekte/projekt/dproject/b52-omon-gas-pipeline-project-feed/show/Project/>
- (29) <http://www.offshore-technology.com/projects/gorgon/>
- (30) http://www.ret.gov.au/Department/Documents/MIR/FS_1_AUSTRALIA'S-OFFSHORE-PETROLEUM-INDUSTRY.pdf
- (31) http://www.epmag.com/Production-Field-Development/West-Coast-Gas-Bonanza-Lights-Australias-Offshore-Future_80974
- (32) <http://www.offshore-technology.com/projects/shell-project/>
- (33) <http://www.gdfsuez.com/wp-content/uploads/2012/05/bonaparte-uk.pdf>
- (34) <http://www.offshore-technology.com/projects/bonaparte-lng/>
- (35) <http://www.offshore-technology.com/projects/bc-10/>
- (36) <http://www.presalt.com/en/brazil/texts-in-english/brazil-pre-salt/contract-signatur-of-fpso-cidade-de-paraty-for-brazilian-pre-salt-2081>
- (37) <http://www.bg-group.com/InvestorRelations/Presentations/Documents/BG-Brazil2012-FPSO-progress.pdf>
- (38) <http://www.ep.total.nl/press.php?iid=44&aboutinfo=about>
- (39) <http://www.ep.total.nl/press.php?iid=44&aboutinfo=about>
- (40) http://www2.fhi.nl/marineoffshoreautomation/archief/2012/images/total_sikkodejong.pdf
- (41) [http://www.nl.total.com/cms/doc/open/item/filename/492/total-k5cc-uk\(5\).pdf](http://www.nl.total.com/cms/doc/open/item/filename/492/total-k5cc-uk(5).pdf)
- (42) [http://www.nl.total.com/cms/doc/open/item/filename/496/total-l7cc-uk\(5\).pdf](http://www.nl.total.com/cms/doc/open/item/filename/496/total-l7cc-uk(5).pdf)
- (43) [http://www.nl.total.com/cms/doc/open/item/filename/511/total-f15-a-uk\(1\).pdf](http://www.nl.total.com/cms/doc/open/item/filename/511/total-f15-a-uk(1).pdf)
- (44) <http://www.firstoilexpro.com/assets/f15-a>
- (45) <http://www.offshore-technology.com/contractors/separation/veolia/veolia2.html>
- (46) <http://www.offshore-technology.com/projects/amenamkpono/>
- (47) <http://www.ng.total.com/media/publications/amenam-kpono-first-oil.pdf>
- (48) http://www.ng.total.com/04_total_nigeria_activities/0405_cases_study.htm
- (49) <http://www.api.org/oil-and-natural-gas-overview/exploration-and-production/offshore/offshore-production-facilities>
- (50) <http://gcaptain.com/shell-awards-offshore-fram-fpso/>