

海洋油ガス田における二酸化炭素回収・貯蔵による 石油増進回収技術国際共同実証事業 研究開発プロジェクトの概要

平成27年12月4日

資源エネルギー庁資源・燃料部石油・天然ガス課

目 次

1. 事業の概要
2. 事業アウトカム
3. 事業アウトプット
4. 当省(国)が実施することの必要性
5. 事業アウトカム達成に至るまでのロードマップ
6. 研究開発の実施・マネジメント体制等
7. 費用対効果
8. 外部有識者の評価等
9. 提言及び提言に対する対処方針

1. 事業の概要

(1) 事業の目的

二酸化炭素を海洋油ガス田において油ガス層に圧入・貯蔵することにより、二酸化炭素を地中に閉じ込めるとともに、石油・天然ガスを増産する技術（CCS-EOR、以後「本技術」という。）を確立することを目的とする。

(2) 実施時期 平成24年度～平成26年度【3年間】

※実証試験の実施環境が整わなかったため、平成26年度で事業終了。

(3) 総事業費：3.64億円

年度	平成24年度	平成25年度	平成26年度
執行額(億円)	0	2.44	1.20

平成24年度事業を平成25年5月31日まで延長したため、平成24年度は執行額なし。

(4) 実施形態：独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物機構への委託事業

1. 事業の概要

概 要

- 二酸化炭素を海洋油ガス田において油ガス層に圧入・貯蔵することにより、二酸化炭素を地中に閉じ込めるとともに、石油・天然ガスを増産する技術（CCS-EOR、以後「本技術」という。）を確立することを目的とする。
- 国内には適した油ガス層がないため、海外で二酸化炭素を回収、圧入、貯蔵し、かつ石油・天然ガスを増産し得る実フィールドについて、海洋油ガス田における本技術の実証研究の計画案を策定する。
- 具体的には、海外の国営石油会社等と交渉し、実際の海外の海洋油田データを使用可能にする体制を構築するとともに、二酸化炭素圧入による油生産量の増加、二酸化炭素貯蔵量を予測し、海洋油ガス田に係る二酸化炭素の地下貯留による温室効果ガス削減のための実証試験計画等を検討する。

実施期間

平成24年度（2012年度）～ 平成26年度（2014年度）【3年間】

予算総額

5.2億円
（平成24年度：2.0億円 平成25年度：1.6億円 平成26年度：1.6億円）

実 施 者

独立行政法人石油天然ガス・金属鉱物資源機構

2. 事業アウトカム

事業アウトカム指標(目標値)	達成状況	原因分析(未達成の場合)
【事業終了時】 29年度末までに、本技術を確立	未達成	● 本技術について、ア. 油層シミュレーションによる実証試験計画最適化、イ. 二酸化炭素供給源・輸送方法調査、ウ. 二酸化炭素が生産設備や坑井へ与える影響及び低減方法調査、エ. 二酸化炭素漏洩モニタリング方法調査、オ. 実証試験実施に関係する法令調査、カ. 実証試験を実施し、本技術の確立とともに、複数の資源国で同技術の導入に向けた取り組みを行う予定であった。 ● しかしながら、実証試験対象地域においてCO2圧入による増進回収を要しない、想定外の量の油・ガスの胚胎が確認された。実証試験に向け鉱区権者や国営石油会社と協議したものの、鉱区権者の要請を踏まえ、当面は商業生産を優先することとなった。 ● 他の油田での実証試験を実施するため、国営石油会社と協議したが、油層の連続性に乏しく、油層によって原油性状が異なることから、本技術の適用条件が十分には揃っておらず、実証試験を実施するための要件を整えることができなかったため、実証試験の実施を見送って終了した。
【事業目的達成時】 複数の資源国(3ヶ国以上)で本技術の導入に向けた取り組みを実施	未達成	● 実証試験の実施見送りを受けて、複数の資源国への導入に向けた取り組みについても、達成せずに終了した。

3. 事業アウトプット

事業アウトプット指標(目標値)	達成状況	原因分析(未達成の場合)
1. 実証試験の実施に向けた調査 (平成24年度～26年度) ①油層評価に関する調査及び実証試験 実施計画書の策定 ②油ガス田群への適用可能性の把握 ③油田全体に二酸化炭素を圧入した場合の原油回収率および二酸化炭素貯留量の定量的評価し、年間100万トン以上の二酸化炭素を安定的に圧入し、原油の回収率を10%以上向上 ④海上における地上設備の詳細な影響評価及び材質選定	実証試験の実施に向けた調査等を計画どおり実施(達成)。	
2. 実証試験 (平成27年度～29年度) ①基本設計及び仕様検討 ②資機材調達及び建設 ③実証試験	実証試験を実施せずに事業を終了(未達成)。	想定外の量の油・ガスの胚胎が確認されたため、実証試験に向け鉦区権者や国営石油会社と協議したものの、鉦区権者の要請を踏まえ、実証試験の実施を見送って終了した。

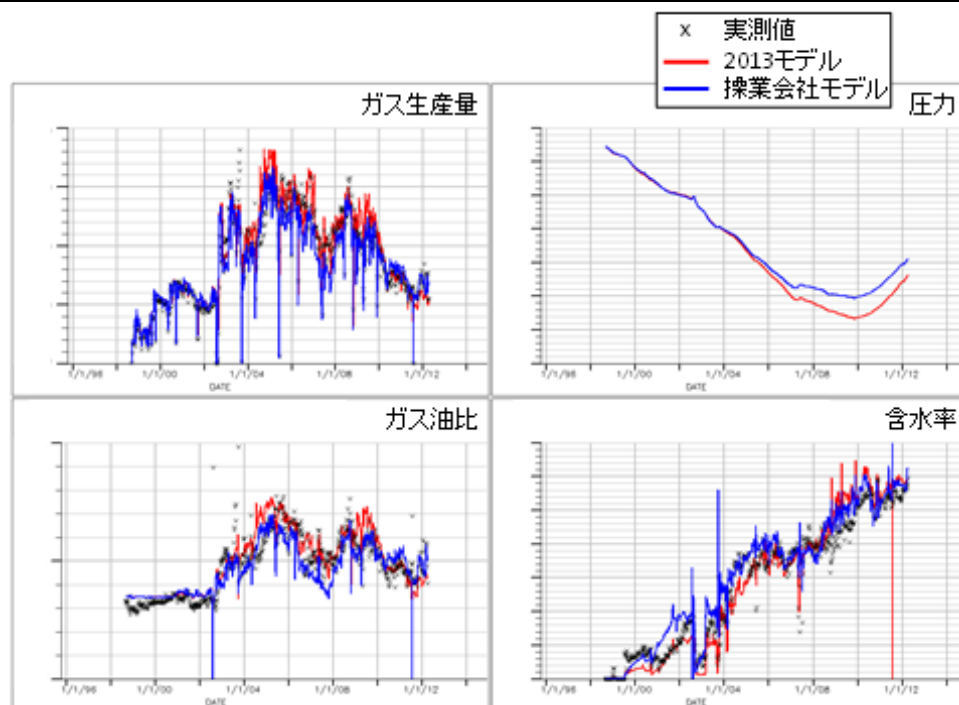
目標・指標及び成果・達成度

個別要素技術	達成状況(実績値・達成度)
① 油層評価に関する調査及び実証試験実施計画書の策定	①(1) 対象油田の油層モデルの調整・・・P7 ①(2) 概念計画策定・・・P8 ①(3) スリムチューブシミュレーションを通じた二酸化炭素圧入の基本挙動の把握・・・P9 ①(4) 二酸化炭素調達・輸送方法、坑井配置等の検討・・・P10 ①(5) 詳細計画策定・・・P16
② 油ガス田群への適用可能性の把握	② 油ガス田群への適用可能性の把握・・・P19
③ 油田全体に二酸化炭素を圧入した場合の原油回収率および二酸化炭素貯留量の定量的評価し、年間100万トン以上の二酸化炭素を安定的に圧入し、原油の回収率を10%以上向上	③ 油田全体に二酸化炭素を圧入した場合の原油回収率および二酸化炭素貯留量の定量的評価し、年間100万トン以上の二酸化炭素を安定的に圧入でき、原油の回収率を約8%向上させ、さらに増産する方策を提案・・・P21
④ 海上における地上設備の詳細な影響評価及び材質選定	④ 海上における地上設備の詳細な影響評価及び材質選定・・・P25

個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

①(1) 対象油田の油層モデルの調整

- 対象油田の操業会社から、対象油田データ及び当時の最新情報に更新した多成分系の油層モデルを受領した。
- しかしながら、受領した油層モデルは相対浸透率や毛細管圧力が一意的に決まっており、油層の不均質性を十分に再現していない。また、油層モデルのヒストリーマッチングは坑井或いはその周辺の修正だけに留まり**油層全体の流動挙動を反映していない可能性が高い**ことがわかった。
- そのため、**油層モデルをモデル全体の浸透率、ある地域の浸透率、相対浸透率、生産指数の修正といった手順で、それぞれのパラメータを合理的な範囲で調整した。**
- 調整後のモデル(2013モデル)による計算結果の方が、ガス生産量、ガス油比及び含水率共に実測データに近い値を示しており、**油層モデルが改善された**(下図)。



※ 凡例中の「操業会社モデル」及び「2013モデル」は、それぞれ調整前及び調整後のモデルを示している。

個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

①(2) 概念計画策定

- ①(1)で述べた調整後の油層モデルを使用し、実証試験対象エリアとして、本スタディ終了後の最短実証試験実施時期である2015年4月1日時点で二酸化炭素圧入の適した条件（油飽和率及び貯留層圧力が比較的高く、遊離ガスが発生していない）を設定し、条件を満たす実証試験エリアを油層全体から4つ選出した。
- それぞれのエリアに対して、坑井間隔、二酸化炭素圧入期間および水圧入期間を下表の様に設定した油層シミュレーションを実施した（下図）。
- 油層シミュレーションの結果、既存の生産地域から十分離れ、生産井が途中で生産を止めないこと、設定した二酸化炭素が全量圧入可能なこと等から**北部エリアが実証試験に適していることが分かった**。

油層シミュレーションの設定

坑井数： 圧入井1本、生産井2本

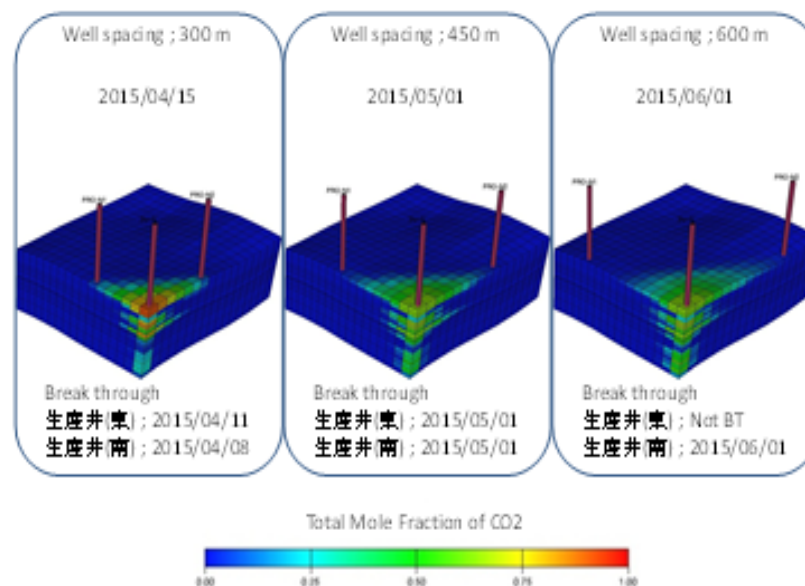
圧入方法： 二酸化炭素圧入後水圧入

二酸化炭素圧入レート： 5,200Mscf/d

水圧入レート： 3,900stb/d

シミュレーションのケース

二酸化炭素圧入 期間・(月)。	0.5・/・1.0・/・1.5。
水圧入期間・(月)。	1.5・/・2.5・/・3.5。
坑井間距離・(m)。	300・/・450・/・600。

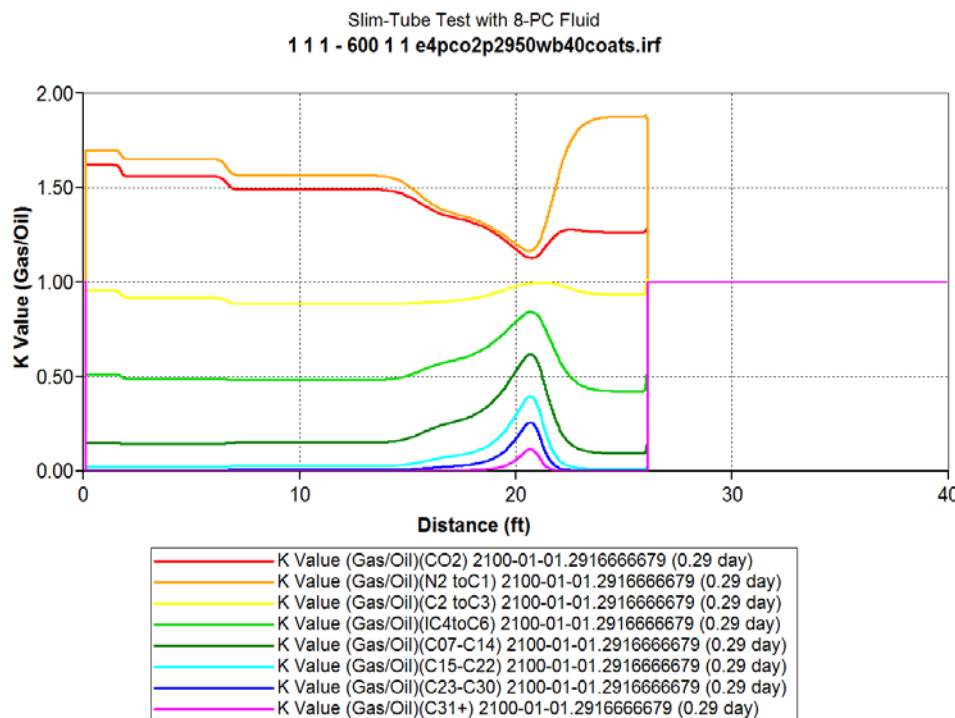


二酸化炭素圧入期間 0.5 ヶ月ケースでの二酸化炭素のモル分率分布。

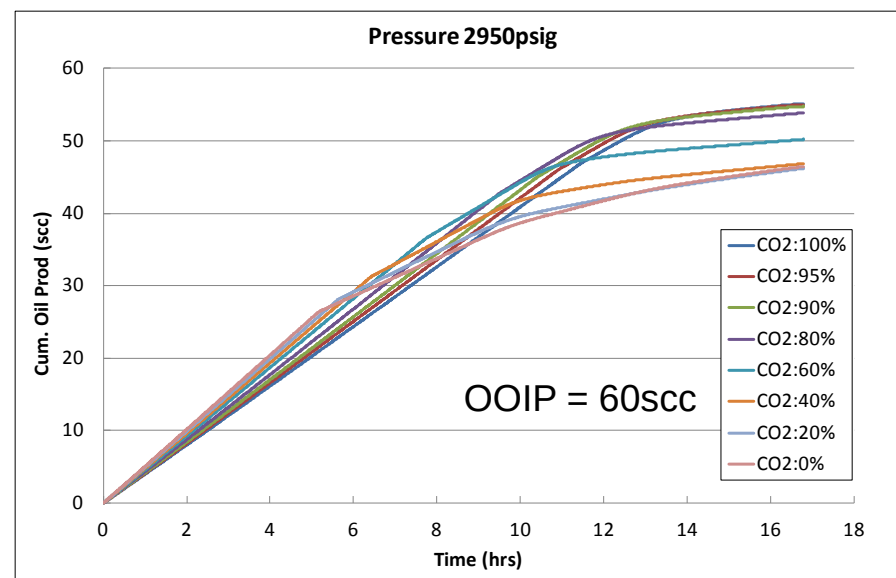
個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

①(3) スリムチューブシミュレーションを通じた二酸化炭素圧入の基本挙動の把握

- スリムチューブ試験シミュレーションを実施し、油回収量及び二酸化炭素中の不純物(随伴ガス)混入による影響について、圧力を変えた計算を行い調査した。
- シミュレーションの早期段階では随伴ガスの含有量が大きいほど回収率が大きくなっている。これは、随伴ガスと二酸化炭素のガス容積係数が異なり油層条件下の圧入体積が異なるためである。
- シミュレーション最終時点においては、**二酸化炭素の濃度が90%以上あれば十分な回収率が得られることがわかった(下図右)**。また、**油層圧力に近い2950psigで中間成分のK-value(ガス相と液相の比)が1に近づいているので十分ミシブル(混和状態)に到達していることを確認した(下図左)**。



スリムチューブ内のK-value変化(0.5PVI)

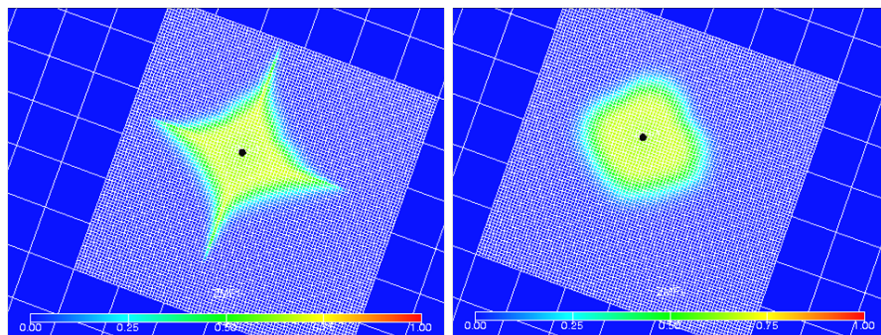


同一地上体積圧カレートの元での各種混合ガスによるスリムチューブ試験の原油生産量(圧力2950psig)

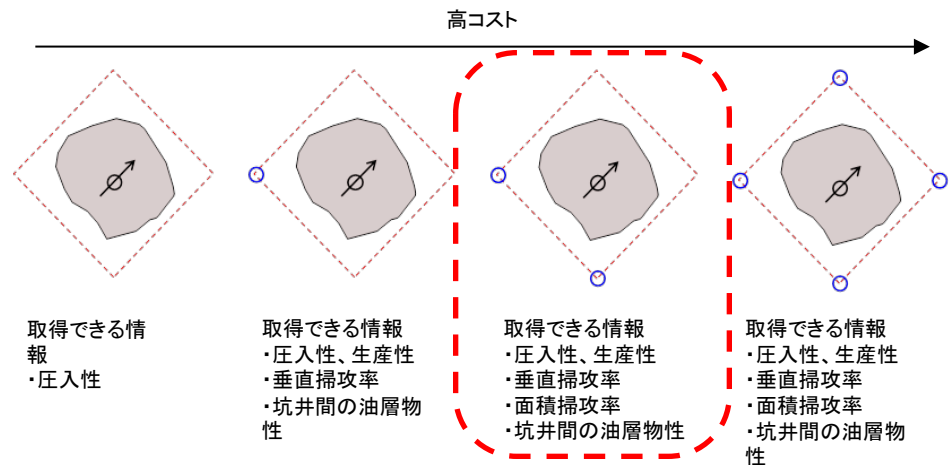
個別要素術の目標・指標及び成果・達成度

①(4)二酸化炭素調達・輸送方法、坑井配置等の検討

- 実証試験のための二酸化炭素調達・輸送方法、井戸配置、圧入法、関連設備の概念検討、モニタリング方法等を計画した。**実証試験は、二酸化炭素による増油、二酸化炭素の圧入性、掃攻率の確認、実証試験の費用およびリスクの最小化を確認することを目的とする。実証試験の目的を達成可能でかつ費用の最小である、圧入井1本と生産井2本の坑井配置を決定した(右図)。**
- 実証試験の計画を作成するため、圧入した二酸化炭素の広がりを正確に捉えるため油層シミュレーションモデルのグリッドを細かくした。また、差分方法も検討した結果、9点差分法を用いた方がより現実的な二酸化炭素の分布になることが分かった(左図)。
- さらに、工業用二酸化炭素を調達するので**調達コストを抑えるため、二酸化炭素圧入の後、水圧入することとした。**



5点差分法(上図)と9点差分法(下図)を用いた場合のCO₂モル分率分布(CO₂圧入から85日後)

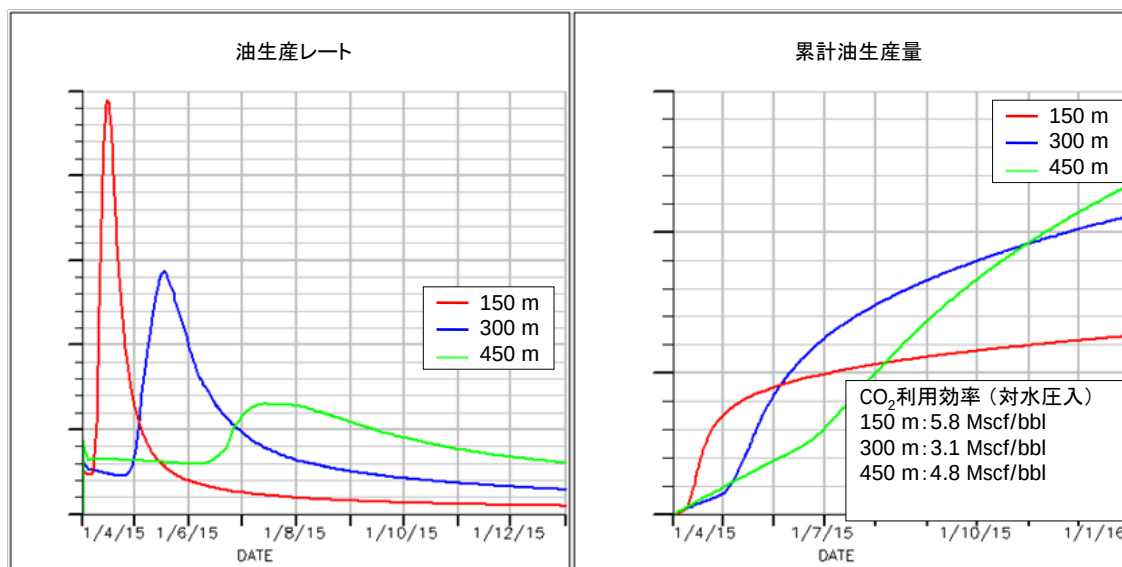


坑井本数および坑井配置の特徴

個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

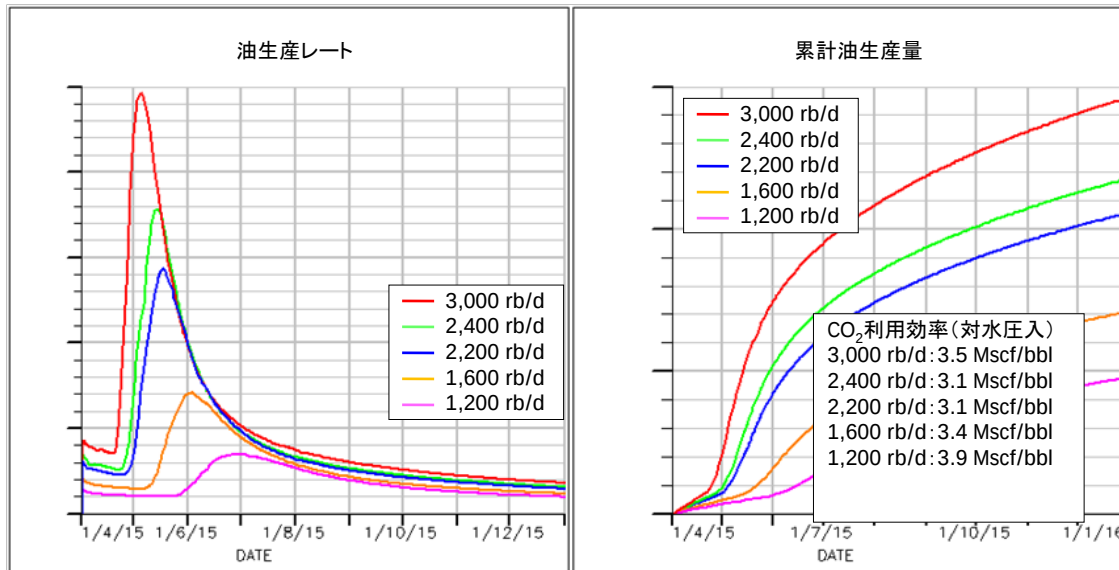
①(4) 二酸化炭素調達・輸送方法、坑井配置等の検討(続き)

- 生産井と圧入井の間隔、圧入レート・生産レート、圧入期間、二酸化炭素累計圧入量、坑井仕上げ層、坑井配置等の様々なケースを想定し油層シミュレーションによる感度解析を行った。
- その結果、本実証試験は、二酸化炭素圧入による増産を容易に確認でき、二酸化炭素の利用効率(1bbl増産するために必要な二酸化炭素量)が良い、生産井と圧入井の坑井間隔300 m、二酸化炭素圧入レート2,200 bbl/d(地下状態)、圧入期間0.5ヶ月、総圧入量約2000 t、二酸化炭素圧入後の水圧入期間8.5ヶ月、モニタリング終了までの実証試験の全期間9ヶ月という概要になった。この場合、水攻法に比べて、11,709bblの生産が増加し、圧入した二酸化炭素のうち、52.8%が地下に貯蔵される結果となった。

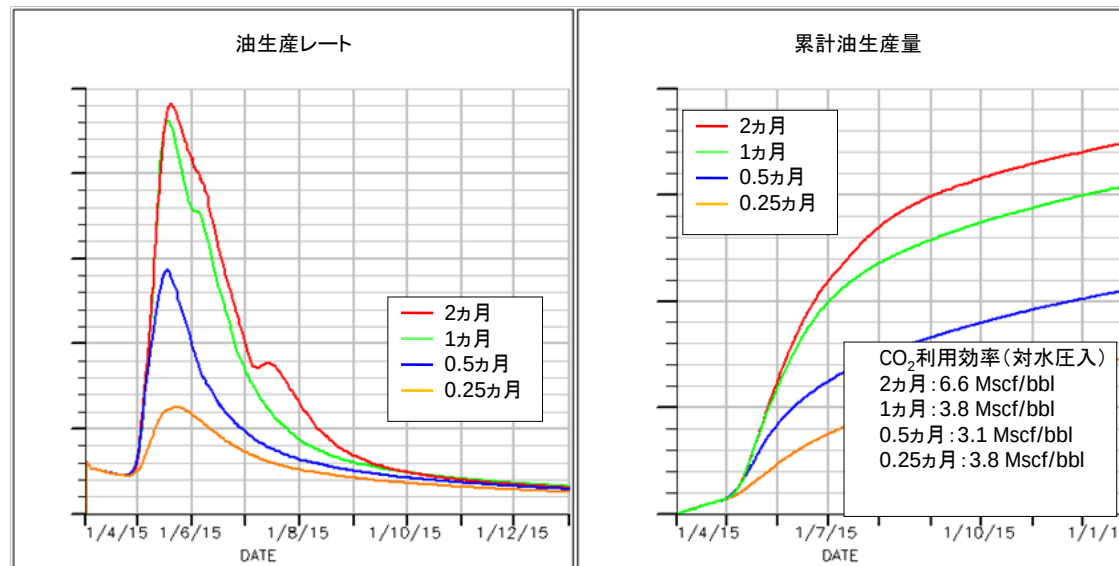


坑井間隔を150、300、450mに変化させたときの油生産レートと累計生産量：坑井間隔が150mでは早期に二酸化炭素が生産井に到達し、450mでは油生産レートの顕著な増加が確認できない。

個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

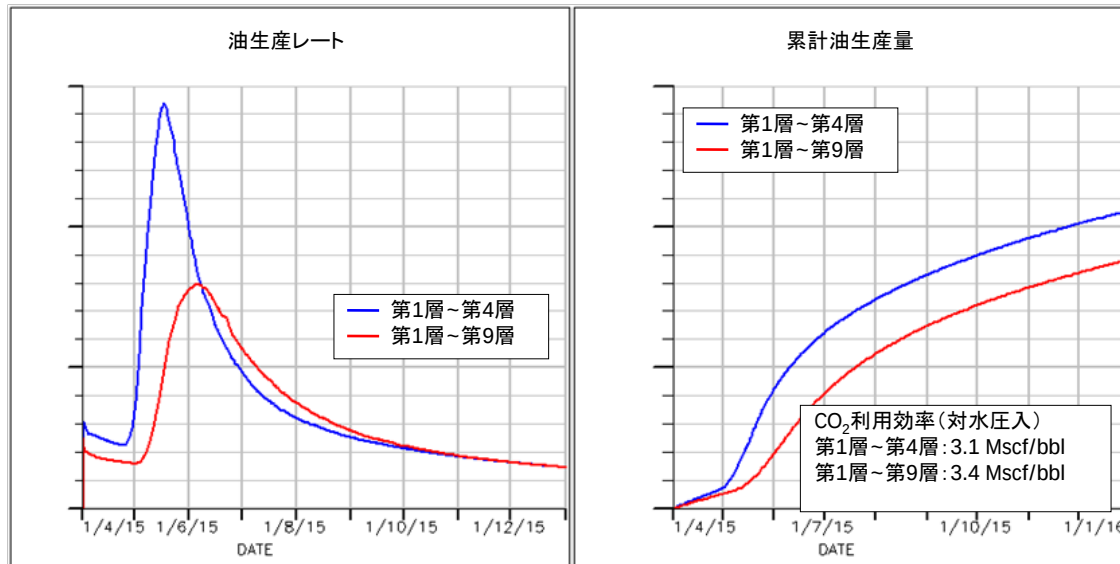


圧入・生産レートを1,200～3,000rb/dに変化させた場合の油生産レートと累計油生産量の変化: 圧入・生産レートが高いほど、油生産レートのピーク値および累計油生産量が大きくなるが、2,200および2,400rb/dの場合、二酸化炭素利用率が低くなり、効率的に二酸化炭素を利用していることがわかる。

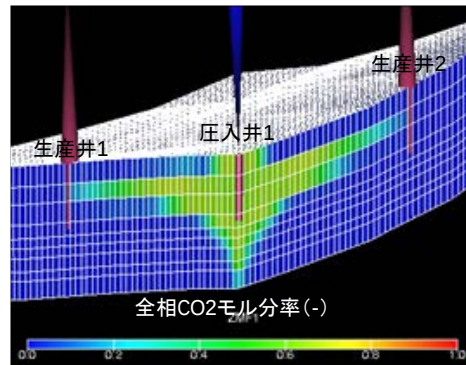


二酸化炭素の圧入期間を0.25、0.5、1.0、2.0ヵ月に変化した(二酸化炭素圧入レートは一定)ときの油生産レートと累計生産量の変化: 圧入期間が長いほど、油生産レートのピーク値および累計生産量が高くなるが、二酸化炭素の利用効率は圧入期間が0.5ヵ月のときがもっとも低くなる。

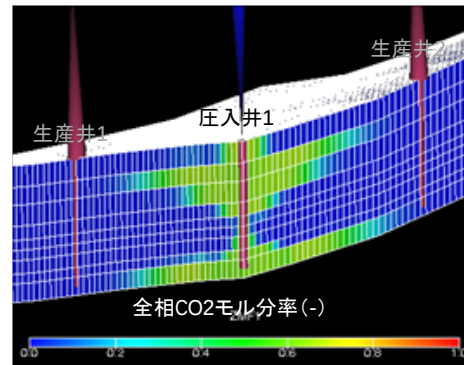
個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度



坑井仕上げ層を変化させたときの油生産レートと累計生産量: 仕上げ層を上から第1層～第4層(上部層)と第1層～第9層(全層)にした場合を比較した。これは第5層に比較的低浸透性の層があり上部層と下部層を分割できるためである。上部層のみの方が油生産レートのピークおよび累計生産量が大きくなる。また、二酸化炭素モル分率分布から、上部層の仕上げでは第2層に、全層の場合は第2層と第9層目に二酸化炭素が優先的に流動している。

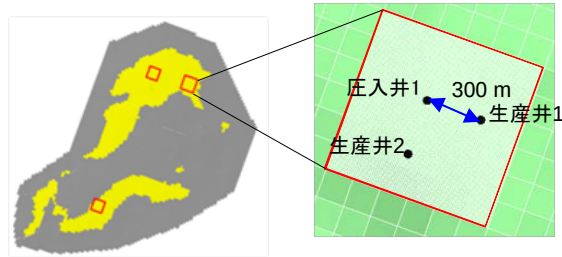


上部層を仕上げた場合のCO₂モル分率分布

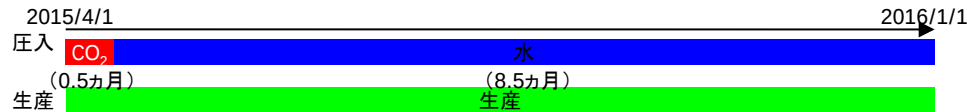


全層を仕上げた場合のCO₂モル分率分布

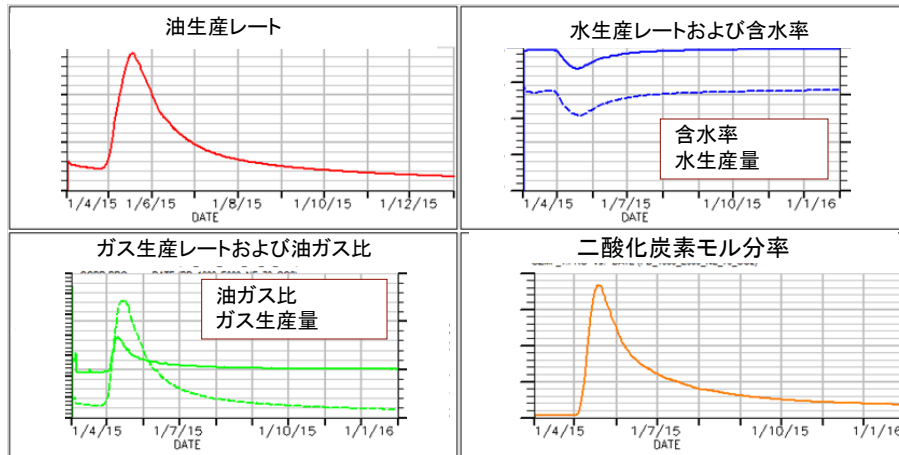
個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度



圧入・生産スケジュール



実証試験の坑井配置と圧入パターン



生産挙動の経時変化

計算期間: 2015/4/1~2016/1/1

圧入井

・本数: 1本

・コントロール方法:

圧入量コントロール

(CO₂) 2,200 rb/d^{注1} * 0.5ヵ月

(後押し水) 2,200 rb/d * 8.5ヵ月

生産井

・本数: 2本

・コントロール方法:

坑底圧力コントロール 1,200 psi

・生産井からの離隔距離: 300 m

坑井仕上げ層: 第1層~第4層

地層圧力 (psi)

CO₂モル分率 (-)

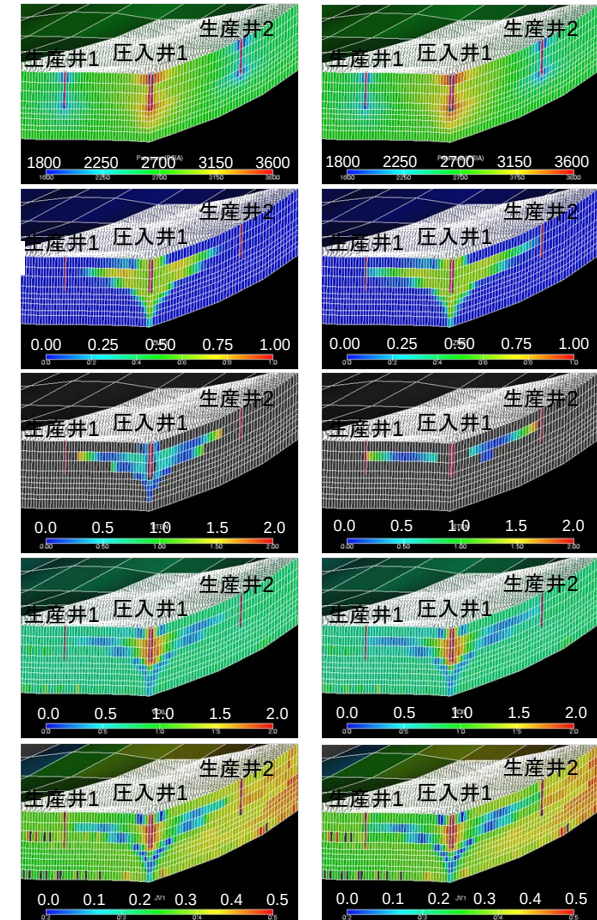
界面張力 (油、ガス間)
(dynes/cm)
註) 灰色の地域はガスが
なく、界面張力なし

油の粘性 (cp)

二酸化炭素のln(k-value)

2015/5/1
(CO₂到達時)

2015/5/15
(油生産量最大時)

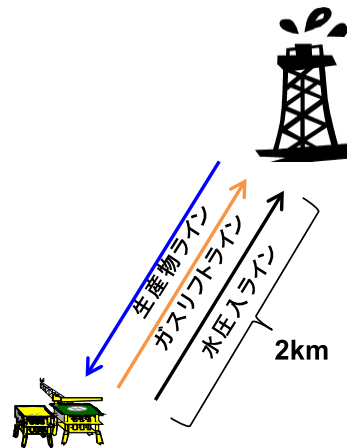


油層内挙動の経時変化: 油層内の
圧入した二酸化炭素の広がりとお
油層圧および原油の性状変化を確認

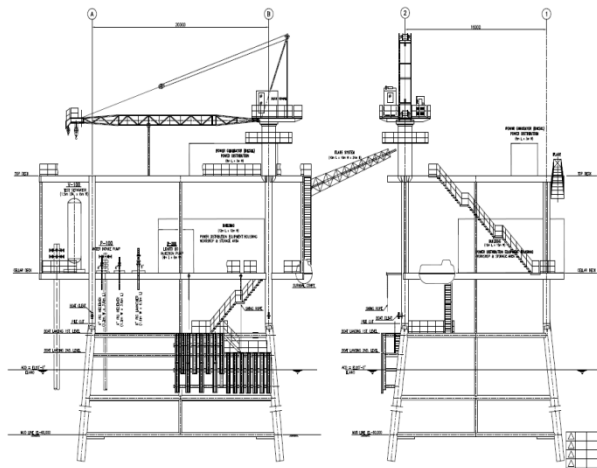
個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

①(4)二酸化炭素調達・輸送方法、坑井配置等の検討(続き)

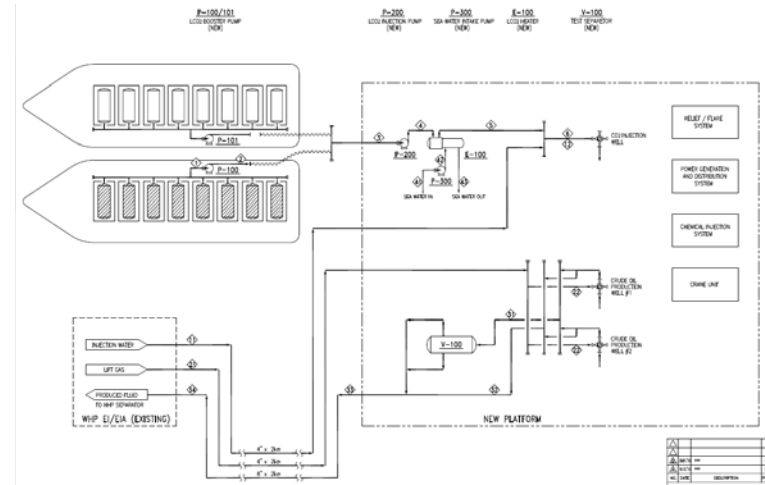
- 実証試験対象エリアは既存プラットフォームから掘削できないエリアにあるため**新規プラットフォーム(4本脚、2階建デッキ)**を建設する。水深は約60mで、最大15.8mの高波に耐えうように設計した。
- 実証試験は二酸化炭素圧入後水圧入を計画しているので、水圧入ラインおよび生産井から大量の水を含む油ガスが生産されるためガスリフトラインの設置を設置する。生産流体は既存のプラットフォームにパイプラインで輸送し処理する。
- 二酸化炭素はプラットフォームに横付けしたサプライボートからブースターポンプでプラットフォーム上に設置した二酸化炭素ヒーターに輸送し、10℃程度まで昇温してから圧入する。生産流体は3相テストセパレーターで計量し既存プラットフォームに輸送する。
- 実証試験費用は新規坑井3本の掘削費用、新規プラットフォーム建設等を含むCAPEXは、106.6 Million USD、OPEXは、10.3 Million USD、**総事業費は116.9 Million USDと概算した。**



新規プラットフォーム



新規プラットフォームの側面図



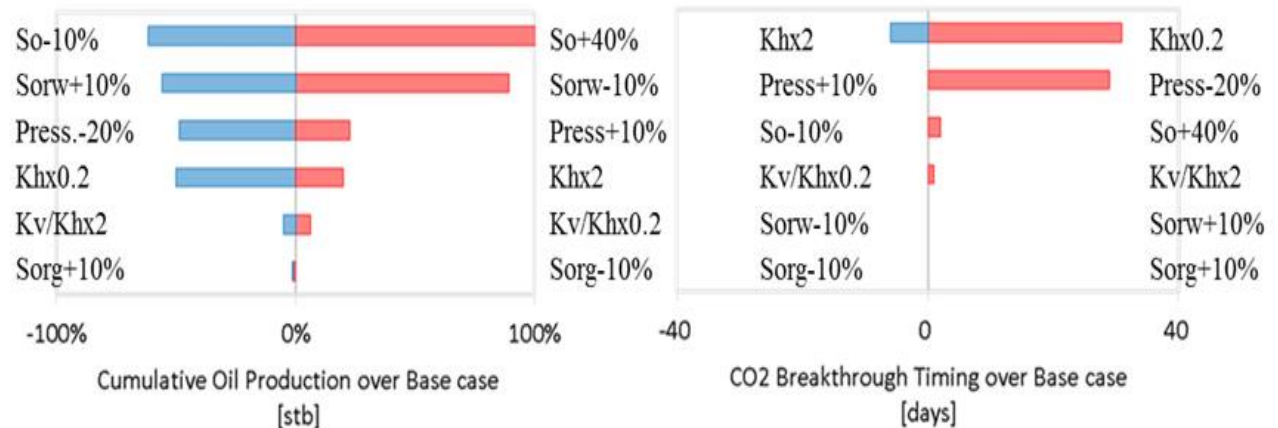
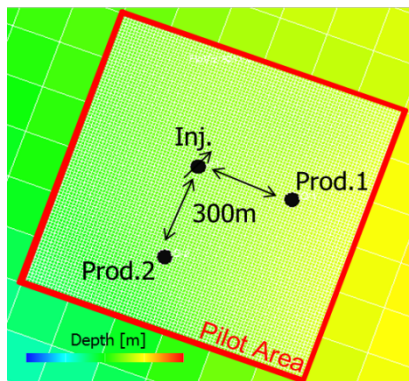
二酸化炭素の圧入フローと生産流体処理

既存プラットフォームとのパイプラインを接続

個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

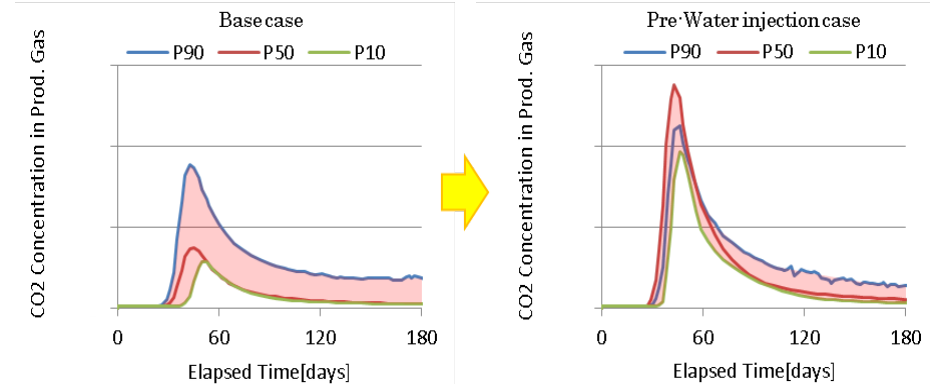
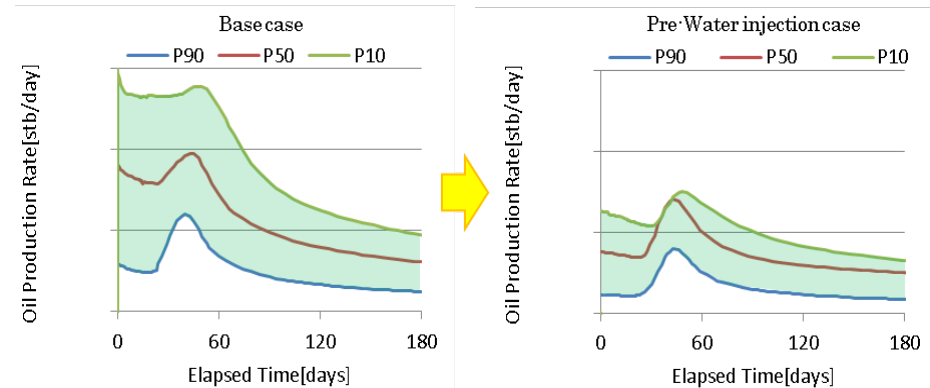
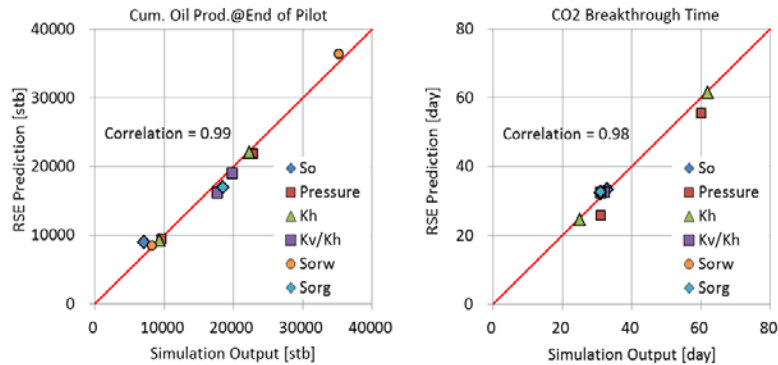
①(5)詳細計画策定

- 実証試験対象地域周辺は既存坑井が存在せず、油層の性状の不確実性が大きいと考えられるため、実証試験の評価で重要な油生産量および圧入二酸化炭素が生産井に到達する時間(CO₂ブレイクスルー)に影響を与えると考えられる油飽和率、水による残留油飽和率、油層圧力、水平方向の浸透率、縦と水平方向の浸透率の比およびガスによる残留油飽和率の**油層パラメータの感度分析**を実施した。その結果、**実証試験に最も影響を与える要因は油飽和率、浸透率、及び油層圧力である**ことが分かった。
- 油層パラメータと油生産量と圧入二酸化炭素が生産井に到達する時間の相関式を作成し、各油層パラメータに油層モデル等から得られる確率分布を用いてモンテカルロシミュレーション(1000試行)を行い、P10, P50, P90に相当する油層パラメータの組み合わせ推定した。その結果、P10ケースでは油飽和率が高いことにより、圧入する二酸化炭素が不十分のため、二酸化炭素圧入による増油の効果が不明瞭となる。その場合、二酸化炭素圧入前に水圧入し、油飽和率を低下させてから二酸化炭素を圧入することで対処可能とわかった。



実証試験の評価に重要な油生産量およびCO₂ブレイクスルー時間における油層パラメータの影響

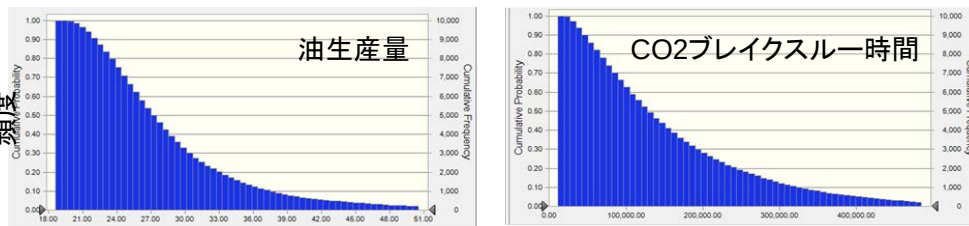
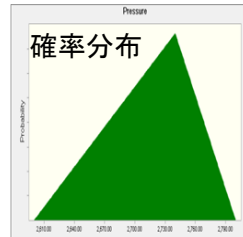
個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度



$$Q_i = f(x_i, y_i, z_i \dots)$$



Probability distribution for pressure



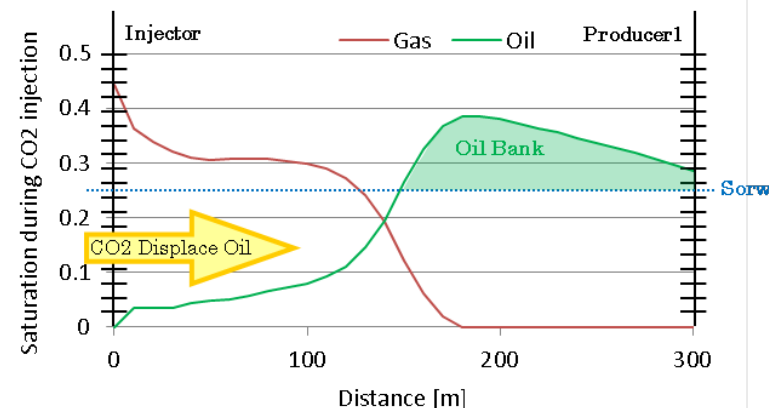
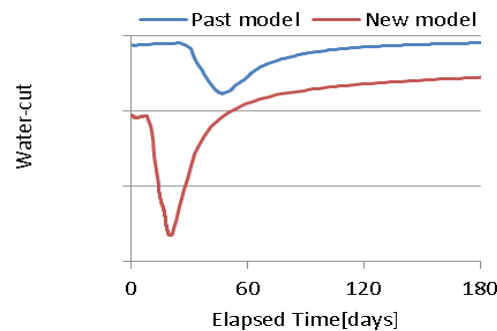
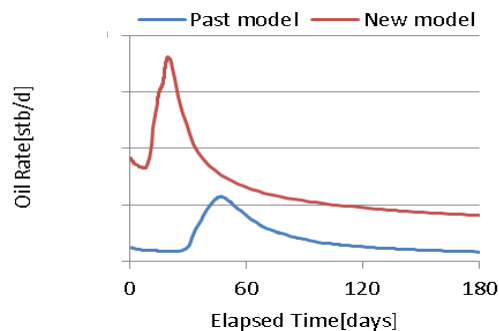
モンテカルロシミュレーションの手順

モンテカルロシミュレーションのP10, P50, P90から推定された油層パラメータの油生産量とCO2ブレイクスルー時間(左図)。二酸化炭素圧入前に水圧入することで二酸化炭素圧入による増油が明確になる(右図)。

個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

①(5)詳細計画策定)(続き)

- 本事業中に**実証試験対象エリア近くに掘削された評価井の結果を反映し、実証試験計画の最適化**を実施した。評価井の結果から、実証試験対象エリアの油飽和率が予想よりも高く、かつ油層の構造も異なっていた。
- これらの点を反映させ最適化された実証試験は①(4)で示した計画の全期間を9か月から6か月に変更する以外は計画を変更することなく、所期の目的を達成できることを確認した。この場合、水攻法に対して**8,828 bblの原油増産が見込まれ、圧入した二酸化炭素のうち、56%の約1,120 tが地下に貯蔵される**計算結果となった。



修正前と修正後の油生産量と含水率の経時変化：修正後も基本的な実証試験の仕様を変更しなくても所期の目的を達成できることを確認

累計CO2圧入量(トン)	2,000
累計油生産量(STB)	60,370
ブレイクスルーまでの日数(日)	16
生産ガス中のピークCO2濃度(%)	74
累計CO2貯留量(万SCF)	1,609
CO2貯留率(%対CO2圧入量)	56
水攻法に対する増油量(STB)	8,828
CO2利用効率(万SCF/STB)	0.42

個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

②油ガス田群への適用可能性の把握

- 対象油ガス田海域における複数の既開発油ガス田および未開発油ガス田の中から当技術を適用可能な油ガス田を、商業的にCO₂-EORが成功した実績に基づく以下の基準により選定した。その結果、油層圧力が生産に伴い減退し二酸化炭素圧入前に水圧入によって油層圧力を高める等の工夫を要する油ガス田が多いことが分かった。
 - a. 油層深度: 600 m以上
 - b. 油層温度: 30 °C以上
 - c. 油密度: 22 API以上
 - d. 油粘性: 10 cp以下
 - e. ガスキャップ: None
 - f. 油飽和率: 25%以上
 - g. 初期油層圧: 最小混和圧力以上
- 圧入した二酸化炭素が生産井から生産される際の、坑井や生産設備へ与える影響としては、腐食及びアスファルテン沈着による、貯留層の目詰まり、配管の閉塞といった問題が懸念される。
- 二酸化炭素による腐食に対しての一般的に適用可能な防止策について、炭素鋼(CS)から耐食合金材(CRA)へのアップグレードや従来の炭素鋼に対する腐食防止剤注入による腐食緩和策の実施が挙げられる。
- また、アスファルテンの沈着の対処法としては、井戸内洗浄やワイヤーラインによるアスファルテンの掻き出しや、沈着防止剤の注入、酸処理、キシレン等溶剤の注入がある。

個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

②油ガス田群への適用可能性の把握(続き)

- 二酸化炭素供給源およびその**回収・輸送・施設等の最適化調査は、火力発電所3か所、及び肥料工場2か所で実施した。**
- 供給源調査及び回収・油層方法の最適化検討結果は以下の通りとなり、**海上ガス田のケースが発電所AのケースよりもCAPEXが安く、実行可能性が高い**と判断される結果となった。
- **法規制について、ベトナムにおいては、欧米各国のようなCCSやCO₂-EORに特化した政策は確認されず、各工程(二酸化炭素の排出、回収、輸送、地中貯留)に関係のある既存法に従うことになる。**
- 法規制に加え、海上油ガス田に二酸化炭素を圧入することにより生じる既存油田および既存設備への悪影響に関する**契約上ならびに適用法令上の賠償リスク、並びに二酸化炭素圧入と自然災害の複合要因による既存設備への賠償リスクについても調査した。**

二酸化炭素源調査結果

プラントの種類	プラント設備規模	排ガス中二酸化炭素濃度 (vol%)	利用可能な二酸化炭素量 (百万トン/年)	新規設備に利用可能なスペース
発電所 A	750 MW	2.8	1.9	スペース有り
発電所 B	1,060 MW	3.0	5.9	スペース無し
	450 MW			
	450 MW			
	450 MW			
肥料工場 A	850 k ton/y	10.0	ほぼ無し	スペース無し
発電所 C	750 MW	4.8	4.0	スペース無し
	750 MW			
肥料工場 B	800 k ton/y	8.7	0.4	スペース有り

二酸化炭素回収・輸送コスト (Million USD)

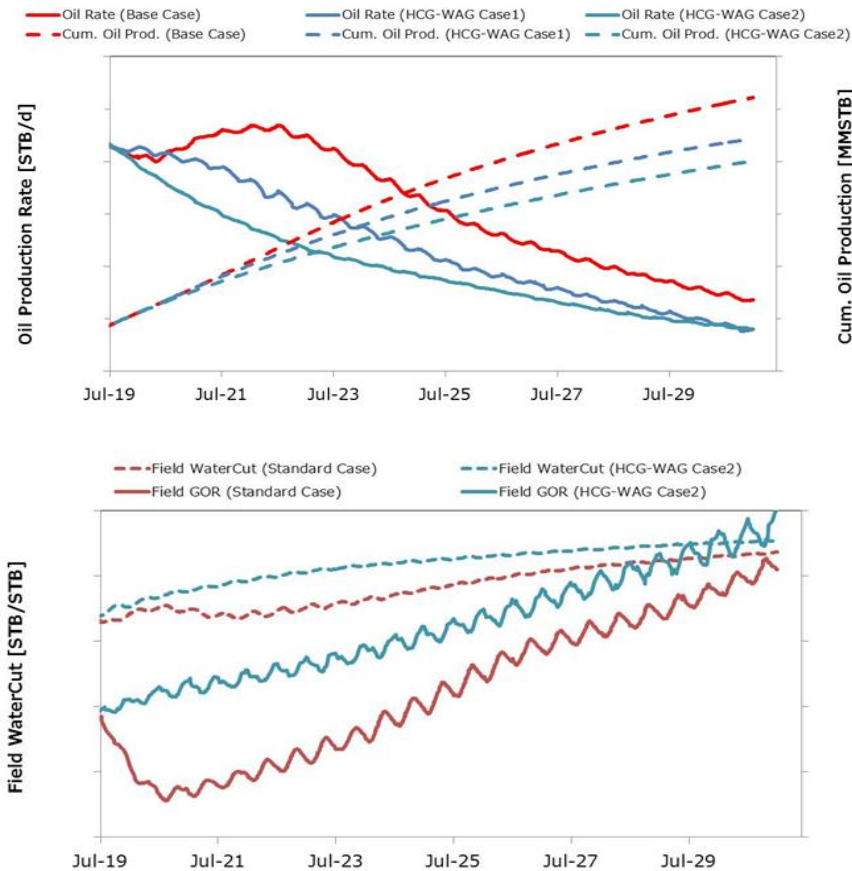
	Case-I	Case-II	Case-III	Case-IV
二酸化炭素排出源	発電所 A	海上ガス田	発電所 A	海上ガス田
二酸化炭素圧入レート	1百万トン/年	1百万トン/年	2百万トン/年	2百万トン/年
二酸化炭素回収	962	173	1,563	281
輸送パイプライン				
1) 陸上パイプライン	43.6	-	52.3	-
2) 海洋パイプライン	65.0	316.1	77.9	421.5
CAPEX合計	1,071	489	1,694	703

個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

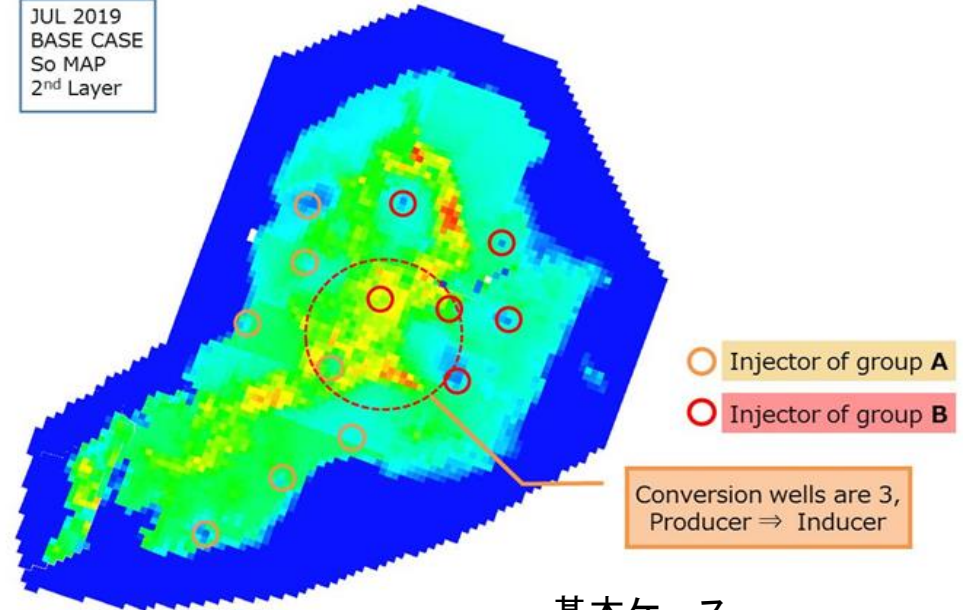
③油田全体に二酸化炭素を圧入した場合の原油回収率および二酸化炭素貯留量の定量的評価

- 油層全体に当技術を適用した場合に影響が大きいと考えられる以下の条件を変更し、原油回収率向上と二酸化炭素貯留量の最適化を行った。
 - ・圧入井位置
 - ・圧入期間
 - ・WAG(水とガスを交互に圧入)グループの分け方
 - ・ガス油比が高い場合等に生産停止する生産制限
 - ・ブレイクスルーした二酸化炭素の再圧入
 - ・Tapered-WAG(圧入量を徐々に増減させる方法)
 - ・Hysteresis(WAGを繰り返すことによる相対浸透率カーブの変更)
- その結果、油層中央部から南西地域に存在する既存生産井を4本圧入井に転換し、既存圧入井10本と合わせてWAGで実施する以下の場合(標準ケース)が、最も経済的で油回収率が大きかった。油層シミュレーション結果は、安定的に二酸化炭素を年間100万t(5200万SCF/d)圧入可能で、水圧入と比べて、回収率は6.1%の増加、二酸化炭素貯留量は圧入量の41.9%となった。
- さらに、生産した二酸化炭素を再圧入するケースでは、水圧入ケースと比較して回収率が7.9%増加し、圧入した二酸化炭素量の78%を貯留できることが分かった。
- 圧入する二酸化炭素を増加、圧入井・生産井を増やす、取り残しエリアにパターン圧入することにより、水圧入ケースと比較して回収率を10%以上増加させることができると期待される。

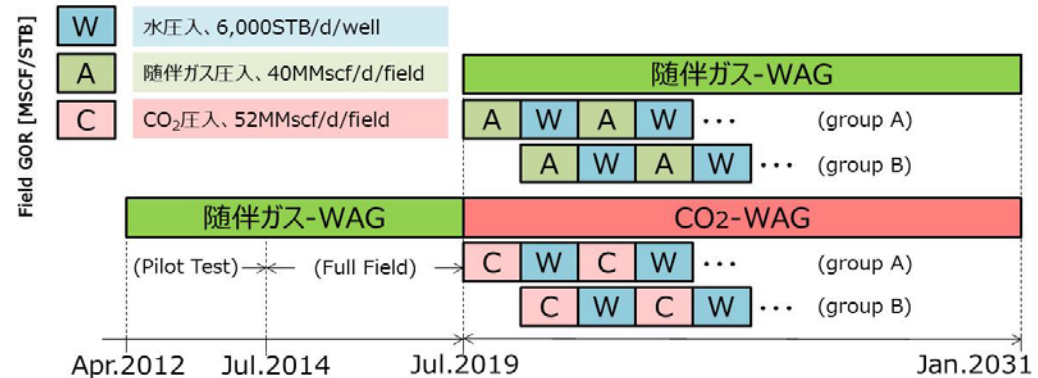
個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度



JUL 2019
BASE CASE
So MAP
2nd Layer



基本ケース

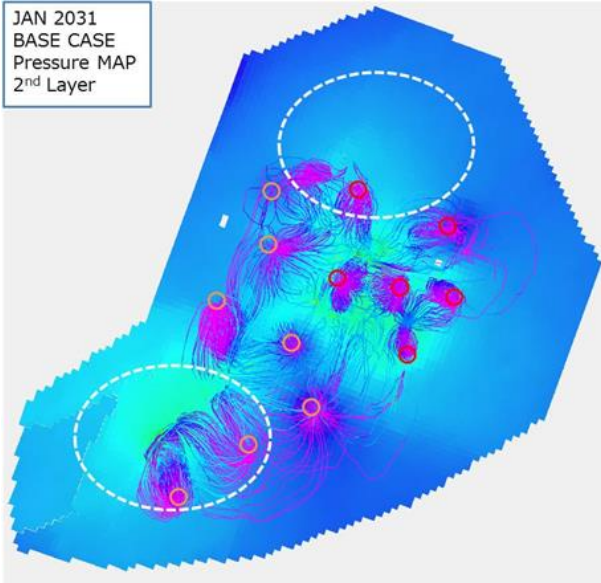


基本ケースで二酸化炭素圧入(赤)と随伴ガス圧入(青)の油生産量、含水率、ガス油比の比較: 二酸化炭素圧入の方が随伴ガス圧入より回収量が多く、含水率およびガス油比が小さい

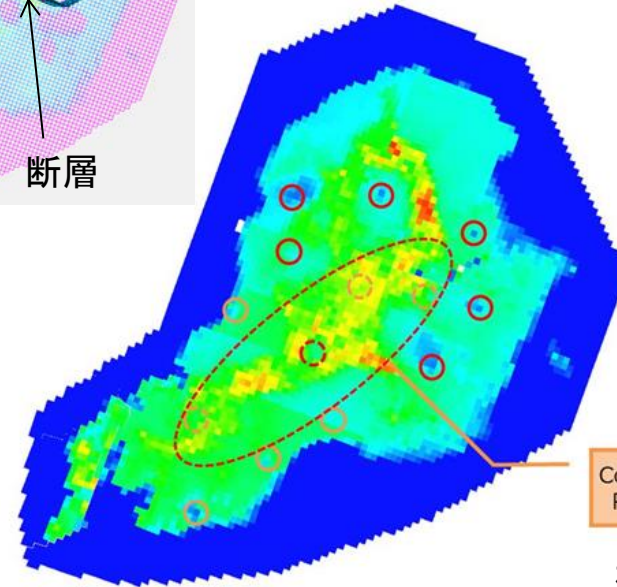
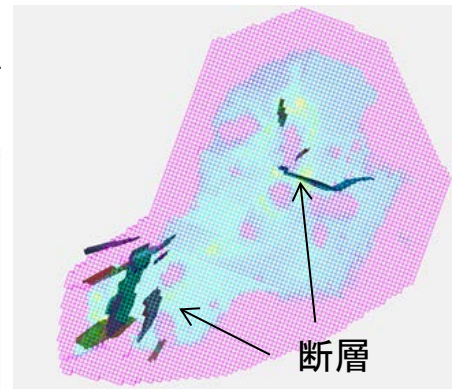
圧入井と生産井の配置および生産圧入スケジュール

個別要素技術の目標・指標及び 成果・達成度

JAN 2031
BASE CASE
Pressure MAP
2nd Layer



○ Injector of group A
○ Injector of group B



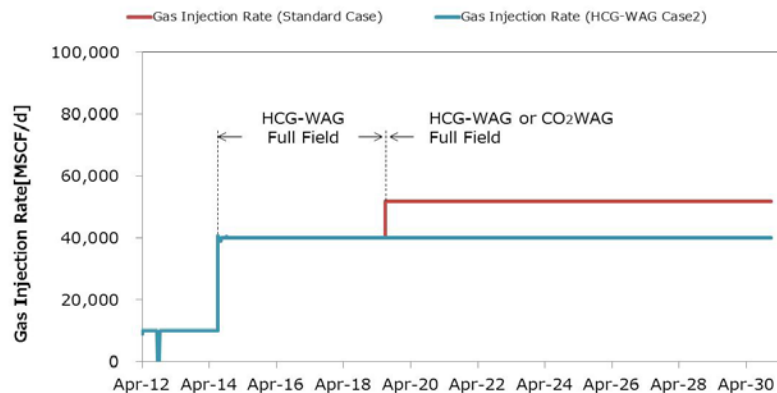
○ Injector of group A
○ Injector of group B

Conversion wells are 4,
Producer ⇒ Inducer

二酸化炭素を圧入した場合の流線から白丸のエリアは断層があるため生産に寄与していない

圧入井を変更

標準ケース



二酸化炭素圧入量の経時変化: 100万トン/年を
安定的に圧入

標準ケース

圧入期間: 2019/7/1 ~ 2031/1 (11.5年)

圧入レート: 5200万SCF/d (100万トン/年)

水圧入レート: 42,000STB/d

【計算結果】

100万トン/年の二酸化炭素を安定的に圧入

回収率: +6.1%

二酸化炭素貯留量: 482万トン (圧入量の41.9%)

個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

増油量の予測

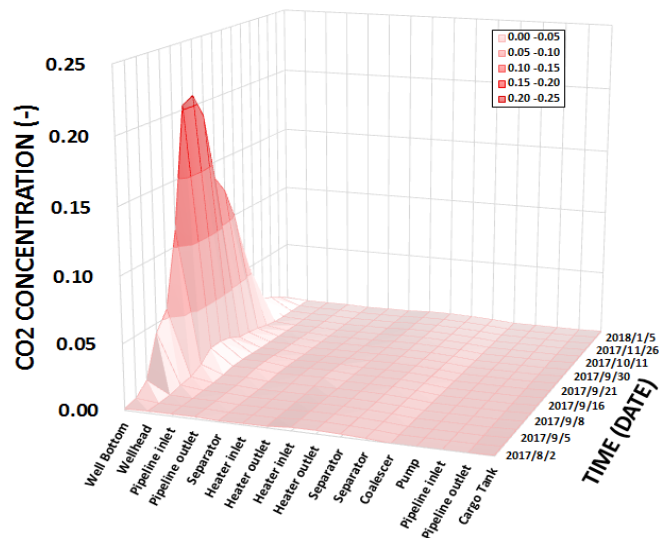
二酸化炭素を圧入することにより、水圧入と比較して回収率が増加する。圧入する二酸化炭素を増加、圧入井・生産井を増やす、取り残しエリアにパターン圧入することにより、水圧入ケースと比較して回収率を10%以上増加させることができると期待可能。

ケース名	WAGにおける 圧入流体	圧入井 [本]	圧入井パターン	圧入スケジュール	水圧入に 対する増油 [%_原始埋蔵量]
水圧入	Water	10	圧入井10本	水圧入のみ (-2031)	---
基本 ケース	CO2	13	圧入井10本に加え、 生産井3本を圧入井に変更	随伴ガスWAG (2012- 2019) CO2-WAG (2019-2031)	6.0
随伴ガス ケース	HCG	10	水圧入ケースと同様	随伴ガスWAG (2012- 2031)	4.2
標準 ケース	CO2	14	圧入井10本に加え、 生産井4本を圧入井に変更	随伴ガスWAG (2012- 2019) CO2-WAG (2019-2031)	6.1
圧入井 最多ケース	CO2	18	標準ケースの3本に加え、生産 井1本を圧入井に変更し、新規 に4本の圧入井を掘削	同上	6.5
リサイクル ケース	CO2	14	標準ケースと同様	同上	7.9

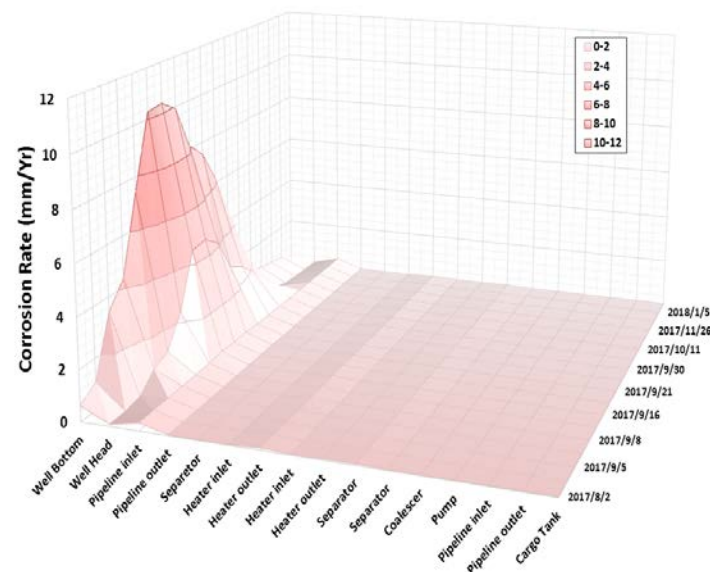
個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

④海上における地上設備の詳細な影響評価及び材質選定

- 実証試験生産流体を海洋中央油ガス処理施設に輸送するパイプラインルートを選定した。その結果、**海洋中央油ガス処理施設に直接輸送するルートが選定**された。
- 海洋中央油ガス処理施設に直接輸送する実証試験を想定した**油ガス処理施設のプロセス計算及び腐食・スケール計算**を行った。
- 特に**実証試験生産井周辺設備で腐食が大きくなることから、予防策として、13Cr鋼などの耐腐食性油井管**を使用し、**油処理施設及び付随水処理施設では腐食防止剤を注入**する等、様々な対策が必要となってくる。さらに、想定以上の二酸化炭素が処理設備に到達したときの腐食の影響も検討した。
- なお、**スケールについては、現状と比較して大きな影響を与えるものではない**ことが分かり、特別な対策を施す必要はなく、現在の操業で使用している防止剤を注入すれば抑制することが可能であることが確認された。
- 腐食・スケールのモニタリング対策および運転指標を策定した。



CO2 Concentration (Base Case)- Production Fluid System



Corrosion Rate (Base Case)- Produced Oil System

実証期間中の坑井から生産設備までの二酸化炭素濃度に基づき各部の年間の腐食速度予測

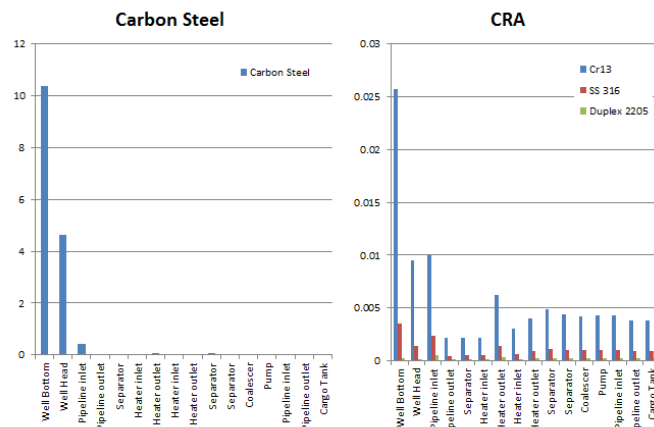
想定以上の二酸化炭素が生産処理設備に到達するいくつかのシナリオを設定し腐食速度の影響を検討:どのケースも生産井の坑口までの腐食速度が大きいことが分かった。

個別要素技術の目標・指標及び成果・達成度

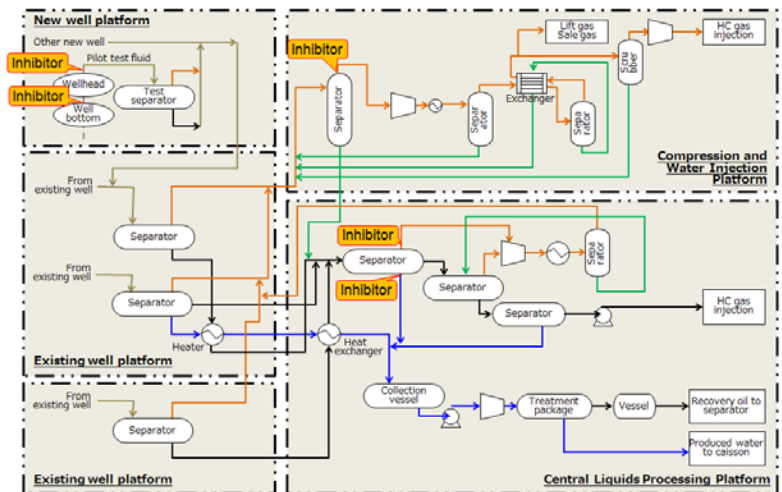
腐食・スケール対策案の策定

- 13Cr鋼管の使用: 実証試験生産井の坑底から坑口までの油井管
- ライニング加工: テストセパレータ
- ピグ作業: 新規プラットフォーム~既存プラットフォーム生産ライン
- ケミカル剤注入: 注入箇所は右下図参照
- フレアによる生産ガスの燃焼: 緊急時に実施

13Cr鋼管による腐食速度の低減 (腐食速度、mm/y)



ケミカル剤注入箇所



4. 当省(国)が実施することの必要性

海洋油ガス田における本技術が確立されれば、世界各地の海洋油ガス田に適用することにより、世界規模での大量の二酸化炭素排出削減が期待でき、化石燃料の有効かつクリーンな利用と、我が国におけるエネルギーの安定供給確保に大きく資するものである。

一方、本技術は、油ガス層へのダメージ、二酸化炭素圧入に伴う既存生産設備の腐食の問題等、**未だ技術的不確実性や導入による油田へのリスクが数多く残されており、技術を確立するまでに相当規模の投資と期間が必要**となることや、**実施に当たり産油ガス国政府や国営石油会社等との国レベルでの交渉も必要**となることから、**民間企業が独自で取り組むことは困難**である。したがって、国が実施することが必要である。

5. 事業アウトカム達成に至るまでのロードマップ

平成24年度	平成25年度	平成26年度	平成27年度	平成28年度	平成29年度
			ア.油層シミュレーションによる実証試験計画最適化		
		イ.二酸化炭素供給源・輸送方法調査			
		ウ.二酸化炭素が生産設備や坑井へ与える影響及び低減方法調査			
	エ.二酸化炭素漏洩モニタリング方法調査				
オ.実証試験実施に関する法令調査					
カ.実証試験の仕様検討・設備建設・実施。及び複数の資源国での同技術導入に向けた取り組み。			(事前基本設計)		
			(仕様検討及び建設)		
			(実証試験実施、資機材撤去)		
			(複数の資源国での同技術導入に向けた取り組み)		

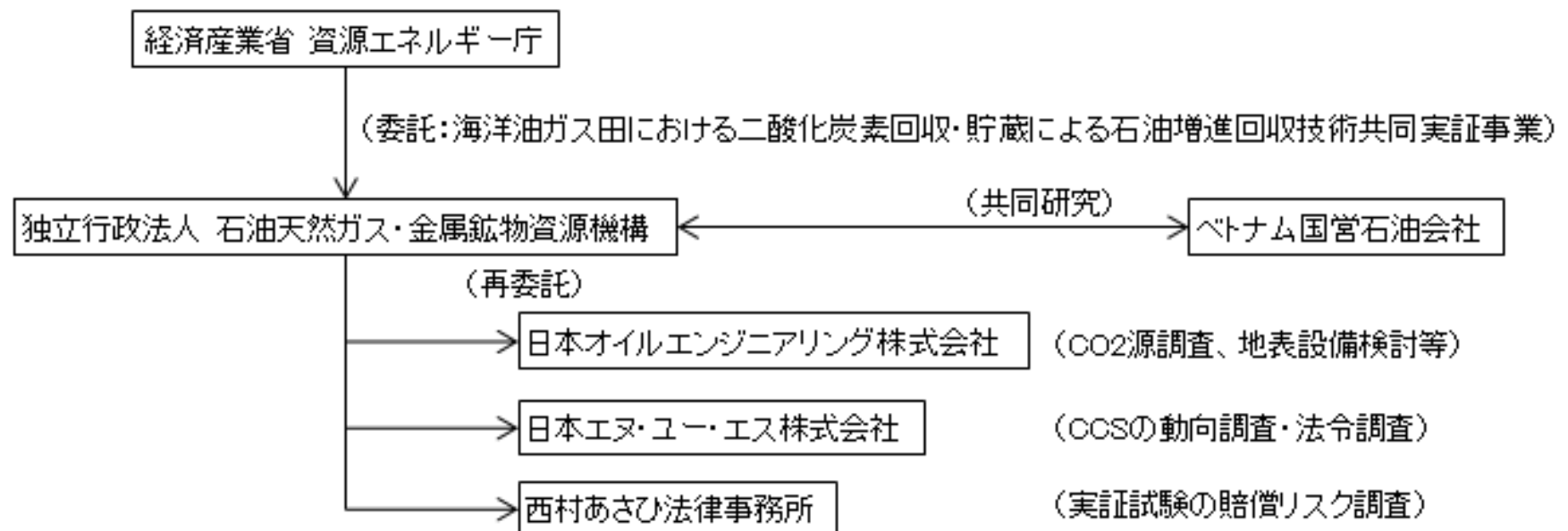
【期待される波及効果】

- 策定した実証試験実施計画等は、同技術の導入を目指す**他の海上油田において適用する際のモデルケース**。
- 今後ニーズを有する本邦石油開発企業に技術支援を行い、知見の活用が可能である。

【事業アウトカム達成時期における目標値の達成状況(見込み)】

想定外の油・ガスの胚胎等を確認し、実証試験に向け国営石油会社及び鉱区権者と協議したものの、実証試験を実施することができなかった。今後、別の油田で実証試験を実施することができれば、日本企業の権益獲得に資する有効な技術となり、我が国のエネルギー安定供給への貢献が期待される。

6. 研究開発の実施・マネジメント体制等



7. 費用対効果

- 予算額は3年で5.2億円に対し、執行額は3.64億円。
- 効率的な事業計画の策定によるソフトウェアレンタル期間の短縮や、入札、相見積り等の実施により、費用を削減した。
- 実証試験の実施環境が整わなかったことにより、実証試験の実施を中止したが、本技術の確立に必要な課題を抽出し、シミュレーション等により実証試験計画における必要な検討項目及び最適化への解決方法を取りまとめた。このため、本技術の導入を目指す他の海上油田においても、本成果の活用は可能である。
- ベトナム国営石油会社は、本技術が増進回収・二酸化炭素削減方法として有力な手段であると評価しており、事業期間内に我が国保有の油田権益が延長されたとともに、今回の共同研究の実施によって、今後の権益獲得に繋がる協力関係を構築した。