

# 終 了 報 告 書

S I P (戦略的イノベーション創造プログラム)

課題名「エネルギーキャリア」

研究開発テーマ名「CO2 フリー水素利用アンモニア製造・

貯蔵・輸送関連技術の開発」

研究題目「カタール産 CO2 フリーアンモニアの日本向け供給に係わる検討」

研究開発期間：平成 30 年 6 月 1 日～平成 31 年 3 月 31 日

研究担当者：豊田 浩正

所属研究機関：丸紅株式会社

## 目次

1. 本研究の目的	1
2. 研究開発目標とマイルストーン	2
3. 研究開発実施内容	2
3-1. アンモニア製造プラント及びCO <sub>2</sub> の分離・回収に係わる検討	
3-2. CO <sub>2</sub> の処理に関する検討	
3-3. アンモニア海上輸送オペレーションの検討と経済性評価	
3-4. カタール産CO <sub>2</sub> フリーアンモニアのコスト・経済性の評価	
3-5. まとめ	
3-6. 今後の課題	
4. 外部発表実績	22
5. 特許出願実績	22
6. 参考文献	22

## 図表一覧

図1. カタール国地図
図2. アンモニア製造プロセス
図3. カタール国の主要な油ガス田
図4. シュアイバ層の孔隙率と浸透率の関係
図5. 中東地域のアラブ層の孔隙率と浸透率の関係
図6. ドーム型構造と単斜構造
図7. 抗井数が4の場合のCO <sub>2</sub> 圧入レートプロファイル
図8. 抗井数が3の場合のCO <sub>2</sub> 圧入レートプロファイル
図9. 抗井数が2の場合のCO <sub>2</sub> 圧入レートプロファイル
図10. 抗井数が5の場合のCO <sub>2</sub> 圧入レートプロファイル
図11. 遊離および溶解ガス分布経時変化 (ケース1c)
図12. 地層傾斜0.2度の単斜構造における遊離ガス分布
図13. 地層傾斜0.2度の単斜構造における溶解ガス分布
図14. CO <sub>2</sub> 圧入レートプロファイルの比較 (シュアイバ層)
図15. 遊離ガス飽和率分布および溶解ガス分布 (シュアイバ層)
図16. CO <sub>2</sub> 圧入システムの全体概念図
図17. カタールから日本への一般的な航海ルート
表1. QAFCOのアンモニア及び尿素生産設備
表2. アンモニア製造プラントの主要前提条件
表3. CCS対象層の貯留層特性

- 表 4. 圧入条件
- 表 5. ドーム型構造モデルのケース設定
- 表 6. 抗井数、抗井間隔および圧入ガスの広がり
- 表 7. CO<sub>2</sub> ガスの条件
- 表 8. CO<sub>2</sub> パイプラインの条件
- 表 9. アンモニア船のサイズ比較 (LGC vs. MGC)
- 表 10. カタールー日本間のアンモニア輸送条件 (年間 110 万トン)
- 表 11. 経済性評価の前提条件

## 1. 本研究の目的

世界のエネルギー消費量は、将来的な人口増加や生活水準の向上により大幅な増大が見込まれている。一次エネルギーとして従来の化石燃料（石油・石炭・天然ガス）への依存が続く場合には、CO<sub>2</sub> 発生量の増加とそれに伴う地球温暖化、さらにはこれに起因する各種被害の増加が懸念されている。こうした課題を回避するためには CO<sub>2</sub> 排出量の削減が急務であり、再生可能エネルギーや Carbon Dioxide Capture and Storage (CCS) の導入が必要とされている。

再生可能エネルギーによる発電の導入拡大が CO<sub>2</sub> 排出量削減策として期待されているが、地域的な偏在が大きな課題の一つであり、国内で利用するためには海外の適地で再生可能エネルギーを化学物質に変換し日本に輸送して利用する、「エネルギーキャリア」の導入が必須となる。再生可能エネルギーを水素やアンモニアなどのエネルギーキャリアへ転換することで、電力では困難な長距離輸送と長期貯蔵が可能になる。一方で、再生可能エネルギーからエネルギーキャリアの製造を実現するためには、再生可能エネルギーからの発電コストの削減のみならず、水電解や熱化学法などによる水素転換、さらにはアンモニアなどといったエネルギーキャリアへの転換のための技術の確立、低コスト化が必須となる。

これに対して、石油・石炭・天然ガスに代表される化石燃料はエネルギー源として安価であるが、CO<sub>2</sub> 排出量削減のためには、発電の更なる高効率化あるいは CCS との組み合わせが求められる。国内での大規模 CCS の普及は難しいと考えられるため、海外で化石燃料を原料として水素やアンモニアといったエネルギーキャリアへの変換を行い、その際に発生する CO<sub>2</sub> を CCS あるいは CO<sub>2</sub> を用いた石油増進回収 (CO<sub>2</sub>-EOR) によって処理し、CO<sub>2</sub> 排出量を削減するスキームが想定される。こうしたスキームは、技術面・コスト面でのハードルが比較的安く、前述の再生可能エネルギー利用に比べて早期の商業化が期待できる。

現在、水素を輸送するためのエネルギーキャリアの候補として、アンモニア、有機ヒドライド、液化水素が検討されている。この中でも、アンモニアは、質量水素密度が 17.8 mass% と非常に高く、常圧で -33°C 以下に冷却、あるいは 20°C で 0.86 MPa 以上に加圧することで容易に液化できるため、輸送が容易である。アンモニアは世界で流通しており、液化アンモニアの製造・輸送・取扱技術は商業規模で既に確立されている。

再生可能エネルギー由来の CO<sub>2</sub> フリー水素を使用したアンモニア合成は、小規模ではアンモニア製造コストが高くなるという課題があり、近年のアンモニア価格に比べて非常に高価なものとなる。より低コストで CO<sub>2</sub> フリーアンモニアを製造するためには、再生可能エネルギー由来の水素（電力）コストの削減、あるいは化石燃料由来の安価な CO<sub>2</sub> フリー水素の利用、ならびにプラントのスケールメリットを活かすための生産量の増大を目指す必要がある。化石資源からの水素製造は、すでに工業的に大規模で行われており、CCS や EOR が可能であれば水素供給量に大きな制約はない。

経済性に優れた石炭火力発電所は、LNG-GCC 等の火力発電所と比較すると CO<sub>2</sub> 排出量の観点で劣後する状況にある。石炭代替燃料として期待が高まるアンモニアは燃焼の際に CO<sub>2</sub> を発生しないが、製造段階においても CO<sub>2</sub> を発生させないアンモニアを石炭火力発電所に

供給できれば、石炭の一部をアンモニアに代替することで CO2 排出原単位を大きく低減できる可能性がある。一方、火力発電所の燃料としては安定的で大量かつ低廉なサプライチェーンが求められ、これらサプライチェーンインフラの初期投資が大きな参入障壁となる。

本研究では、既にアンモニア製造・既存設備が存在し、原料ガス埋蔵量も豊富なカタールにおける CO2 フリーアンモニアの製造を念頭に、本邦までの輸送、貯蔵、石炭火力発電所での混焼に係わる想定コストの調査、サプライチェーン全体における課題の抽出、既存のインフラの活用によるコスト削減効果等の導入可能性調査を行い、今後の実証に向けた課題整理を行う。

## 2. 研究開発目標とマイルストーン

本研究では、カタール産 CO2 フリーアンモニア導入に係わる技術面・経済面の初期的な評価を行うことを目標とし、アンモニア製造、CO2 分離・回収・処理、アンモニア海上輸送等、段階毎の経済性評価に加え、事業化に向けた諸課題の抽出を行う。

具体的には、アンモニア製造プラント及び CO2 の分離・回収の技術評価とコスト検証、CO2 処理に関する検討、アンモニア海上輸送オペレーションの検討と経済性評価、及びカタール産 CO2 フリーアンモニアのコスト・経済性の評価を実施する。

## 3. 研究実施内容

### 3-1. アンモニア製造プラント及び CO2 の分離・回収に係わる検討

カタール国は、人口約 270 万人（2018 年 12 月現在、外国人居住者含む）、面積 11,427km<sup>2</sup>（秋田県よりもやや狭い面積に相当）、首長制の国家であり、首都はドーハである。天然ガス資源が豊富であり、ロシア、イランに次ぐ世界第 3 位の天然ガス埋蔵量（約 900TCF）を誇り、液化天然ガス（LNG）の生産量では 2017 年度現在世界 1 位の国である。豊富な天然ガス資源を活用し、カタールは 1970 年代から天然ガスを原料としてアンモニアを生産しており、カタール国営石油会社（Qatar Petroleum: QP）の傘下にある Qatar Fertiliser Company（QAFCO）がアンモニア製造及びアンモニアを原料として尿素の生産を行っている。QAFCO は、カタールの首都ドーハから約 50 キロ南に位置するメサイード工業都市に、年間約 4 百万トンのアンモニア生産設備と年間約 6 百万トンの尿素生産設備を有している（表 1. 参照）。QAFCO の 2016 年のアンモニア生産量は 3.8 百万トン、尿素生産量は 5.6 百万トンとなっている。生産されたアンモニアの大半は現在、アンモニア製造のプロセスで回収される CO2 との合成による尿素生産に利用されている。カタールは、年間約 0.5 百万トンのアンモニア、年間約 5.4 百万トンの尿素（2016 年実績）を輸出している（QAFCO Annual Report, 2016）。QAFCO の既存生産設備の概要は表 1. の通り。

図1. カタール国地図



出典：Google Map

表1. QAFCO のアンモニア及び尿素生産設備

	稼働開始年	プラント	生産能力 (MTPD)
QAFCO-1	1973	アンモニア-1	1,185
		尿素-1	1,505
QAFCO2	1978	アンモニア-2	1,185
		尿素-2	1,488
QAFCO-3	1997	アンモニア-3	1,828
		尿素-3	2,358
QAFCO-4	2004	アンモニア-4	2,292
		尿素-4	3,252
QAFCO-5	2012	アンモニア-5	2,396
		尿素-5	4,137
QAFCO-6	2012	アンモニア-6	2,396
		尿素-6	4,137

出典：QAFCO より聴取

本研究においては、アンモニアを発電燃料として想定しているため、エネルギー用途として合理的な価格で安定的に供給できることの重要性を踏まえた上で、天然ガス資源が豊富でアンモニア製造の実績があるカタールにアンモニア製造プラントを新設する検討を行った。

アンモニア製造プラントのサイズは、天然ガスを原料とした既存の Haber-Bosch 法において現在導入されている世界最大規模の生産能力となる日量 3,300 トンを前提とし（製造プロセスについては図 2. 参照）、規模の経済と安定操業の両立によるコストの低減と事業性の追求を検討した。また、CO<sub>2</sub> フリーの燃料とするためには、アンモニア製造プロセス及び天然ガスの燃焼排ガスからの CO<sub>2</sub> を回収、処理する必要があるため、本研究においては、可能な限り CO<sub>2</sub> フリーとすべく、製造プロセスからの回収を 100%、燃焼排ガスからの回収を 90%とし、全体で 95%の CO<sub>2</sub> 回収率を前提としている。回収した CO<sub>2</sub> の処理方法については、カタールにおける二酸化炭素回収・貯留（Carbon Dioxide Capture and Storage: CCS）を前提に検討した（後述 3-2. 参照）。アンモニア製造プラント及び CO<sub>2</sub> 分離・回収の前提条件の概要は以表 2. の通り。

図 2. アンモニア製造プロセス

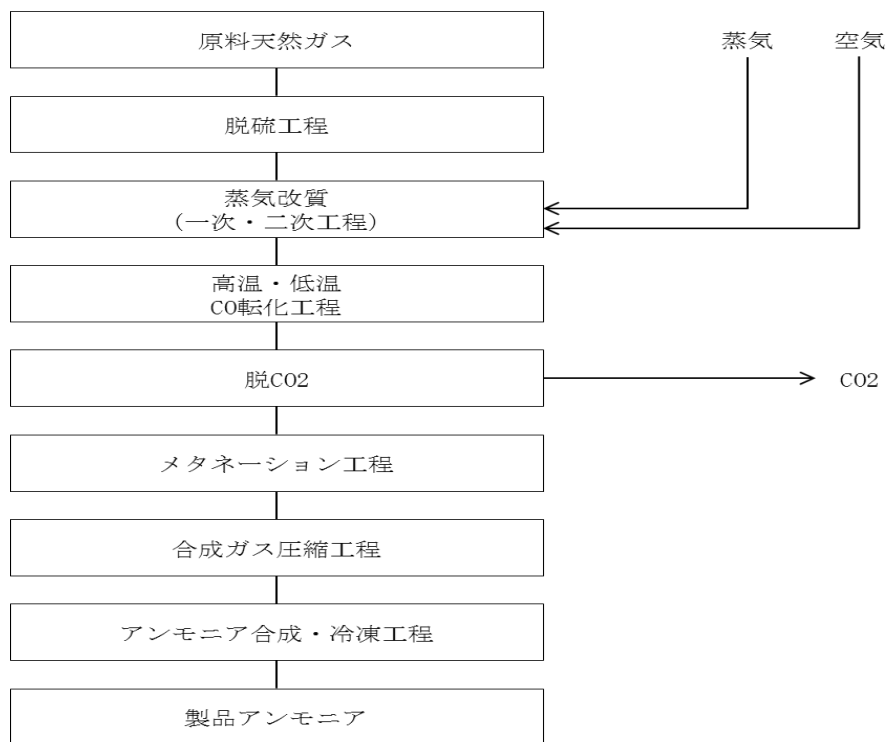


表 2. アンモニア製造プラントの主要前提条件

項目	前提条件
場所	カタール国、メサイード工業都市
原料	天然ガス (Harbor-Bosch 法)
生産能力	日量 3,300 トン (年間約 1.1 百万トン)
系列数	1 系列
CO2 回収 (プロセス)	100%
CO2 回収 (排ガス)	90%

上記前提条件を基に、アンモニア製造プラント及び CO2 分離・回収に係わるフィジビリティスタディ (FS) は日揮株式会社が先行し、同社の検討結果に基づいてカタールからの CO2 フリーアンモニアの製造コストの検討を行った。

### 3-2. CO2 の処理に関する検討

前述 3-1 のアンモニア製造プラントからは年間約 2.1 百万トンの CO2 が回収される。CO2 フリーアンモニアとするには同量の CO2 を処理する方法を検討する必要があり、カタールにおける CO2 の処理方法を検討した。

カタールにおいて回収した大量の CO2 を処理する方法として CCS 及び CO2 - EOR が考えられる。カタールでは、同国最大の油田である Dukhan 油田において CO2 - EOR のパイロット・プロジェクトが推進されているが、商業化された CO2 - EOR 等の CO2 市場はない。CO2-EOR は CO2 の販売クレジットが期待できるものの、カタールでは現在そのような市場がないため、本研究においては CCS にて CO2 を処理する方針で検討した。

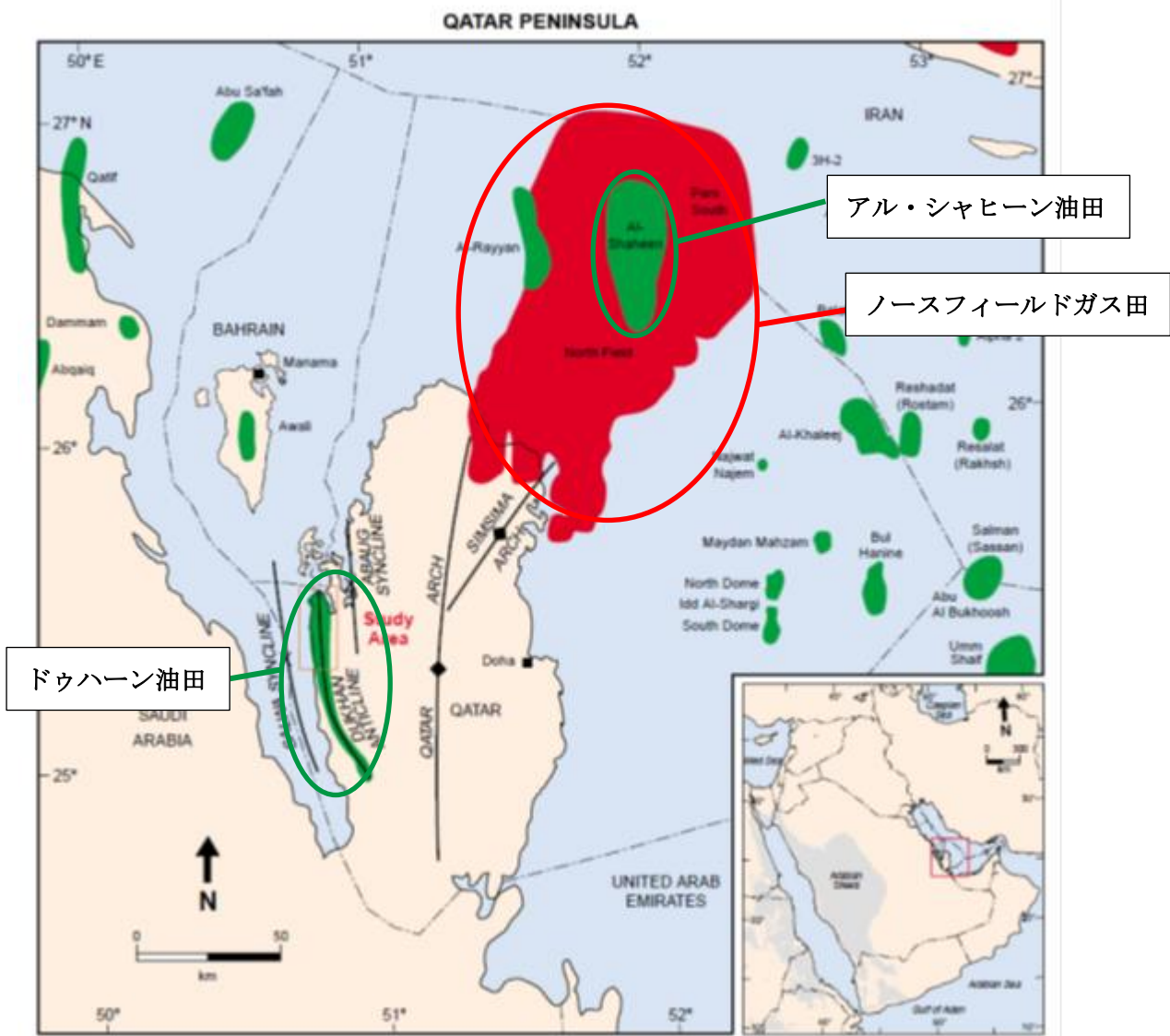
本研究では、まずカタールにおける CCS に適する貯留層についての検討を行い、CCS 実施において新規に必要なシステムについて施設の概算費用を算定した。また、貯留層についての検討は既存公開データを用いた仮想的な検討であり、探鉱・試掘結果を用いたより詳細な検討は今後の課題の一つである。

CO2 の地中貯留に適した対象層としては、枯渇した油・ガス層と帯水層がその候補として考えられる。枯渇した油・ガス層は、地質時代を経て油・ガスが集積した実績があるので、CO2 漏洩のリスクが少ないと考えられる。しかし、浸透性の良好な枯渇した油・ガス層は天然ガスの地下貯蔵の対象層になるため、地中貯留に使用できないケースがある。さらに、油・ガス生産井において生産レートが減退したとしても、EOR で将来、残留流体を採取できる可能性があるため、必ずしも必要なタイミングで適当な油・ガス層が候補に挙がるとは限らない。一方、帯水層は他の利用法と競合することが少なく、地中貯留への使用が容易である。この際 CCS 貯留層として要求される条件は、構造が広い、層厚が厚い、シール層が存在する、孔隙率・浸透率が高いというような、一般の油・ガス貯留層の条件と同様である。カタール周辺には数多くの油ガス田が分布しており、主要な油・ガス田の



概要をレビューし各々の貯留層特性に関する項目を整理した。主要なフィールドとしてノースフィールドガス田、アル・シャヒーン油田、ドゥハーン油ガス田などが存在する（図3.）。カタール陸域では、いくつかの坑井が掘削されているものの、生産中の油ガス田はドゥハーン油ガス田のみである。

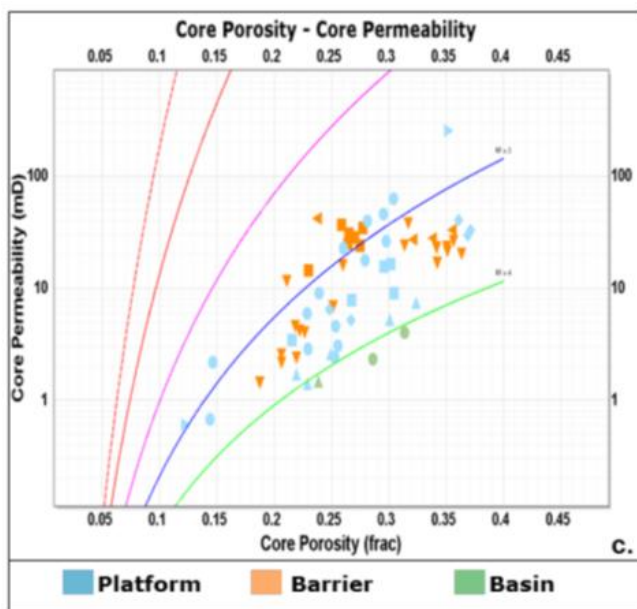
図3. カタール国の主要な油ガス田 (Dill and Al-Saad, 2003)



アル・シャヒーン油田は1970年代にカタール半島から北東方向に約70 km 沖合のカタールアーチ中央軸において発見され、その面積は2,080 km<sup>2</sup>に及ぶ。当該油田の産油層準は複数の地層群を含んでおり、この中でもアプチアン階シュアイバ層は主要な貯留層となっている。シュアイバ層の上位には主に頁岩からなるNahr Umr層が発達し、シールの役割を担っている。

シュアイバ層の堆積環境は全体として、厚い浅海成炭酸塩シーケンスからなる炭酸塩プラットフォームであり、非常によく発達したプログラデーショナル（プログラデーションとは、陸地から供給される堆積物によって海岸線が海の方向に進出すること）な堆積体を伴う高海水準堆積体の一部を構成していると解釈されている。カタール半島西方沖や北東沖の一部では Bab Basin と呼ばれる内側陸棚が形成されており、プラットフォームとの境界には厚歯二枚貝破片が卓越するバリアーが発達する。カタール陸域のシュアイバ層は主にプラットフォーム堆積物で構成される。通常コア分析結果から得られた孔隙率と浸透率の関係を図 4. に示す。陸棚盆地堆積物と比べ、バリアーおよびプラットフォーム堆積物は良好な貯留層性状を示す。

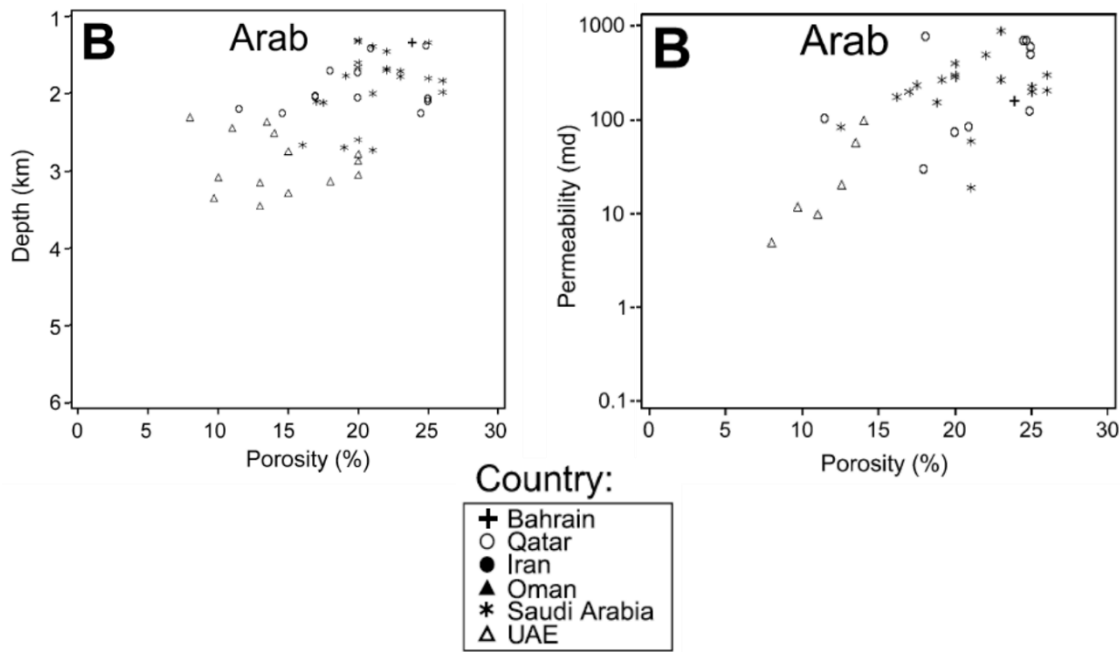
図 4. シュアイバ層の孔隙率と浸透率の関係 (Finlay et al, 2014)



ドゥハーン油ガス田は、ドーハから西に約 80 km のカタール陸域において 1939 年に発見された巨大ガス田である。1949 年の生産開始以降、合計 750 本以上の坑井が掘削されている。その構造は南北方向の軸を持つ背斜構造で、長さ 70 km、幅 8 km である。主要な産ガス層準は上部ジュラ系アラブ層である。アラブ層の上位には厚い硬石膏からなるヒス層が広域的なシール層となっている。アラビア湾西部およびサウジアラビア陸域のアラブ層は、A 層、B 層、C 層、D 層に区分されており、それぞれの間に挟在する硬石膏がローカルなシール層としての役割を担っている。ドゥハーン油ガス田の油層は全体として石灰岩とドロマイトの互層からなるアラブ C 層とアラブ D 層である。アラブ C 層およびアラブ D 層の貯留層性状は、堆積組織や続成作用の違いによって大きく異なる。部分的にカルサイトによるセメントが認められるものの、全体としては初生的な孔隙がよく保存されている。しかしながら、一部にはドロマイト化作用により形成されたドロマイトが発達しており、それらは数百～数千 mD の浸透率を示す良好な結晶間孔隙を持つ。また、貯留層区間にはいくつ

かの薄い頁岩や硬石膏層が挟在しており、それらはバリアーとして流体の垂直方向の移動を阻害している。ドゥハーン油ガス田を含むカタール周辺の油ガス田の貯留層となっているアラブ層の孔隙率と浸透率の関係を図5に示す。

図5. 中東地域のアラブ層の孔隙率と浸透率の関係 (Ehrenberg et al., 2007)



これまでの CCS 対象層の評価結果に基づいて、シール層の有無・貯留層深度・層厚・性状（孔隙率・浸透率）・地層水塩分濃度などのシミュレーションモデルの貯留層パラメータ入力データに関連する項目を整理した（表 3.）。アラブ層はシュアイバ層に比べて様々な堆積相で構成されており貯留層性状にも幅があることから、より不均質性の高い貯留層であると考えられる。カタール半島北東部に位置するラス・ラファンでは排ガスの地中貯留が実施されており、その貯留層深度はおよそ 1,500 m である (Ahmadzami et al., 2009)。カタール陸域においてこの深度の地層はアラブ層に相当する可能性がある。

### シール層

油ガス田の貯留層となっているシュアイバ層とアラブ層の上位にはそれぞれシール層が存在し油ガスが集積していた実績があるため、カタール陸域においても同様のシールとして期待される。

### 貯留層深度

カタール陸域における南北方向の地質断面図を作成し、シュアイバ層とアラブ層の貯留層深度を決定した。

## 層厚

シュアイバ層とアラブ層の層厚は、それぞれアル・シャヒーン油田とドゥハーン油ガス田における坑井での値を参考に決定した。

## 孔隙率と浸透率

シュアイバ層の孔隙率と浸透率は、アル・シャヒーン油田において通常コア分析によって測定された値を使用した。アラブ層の孔隙率と浸透率は、カタールの様々な油ガス田の貯留層での測定値がコンパイルされたデータを参考にして決定した。

## 地層水塩分濃度

シュアイバ層の地層水塩分濃度は、Nahr Umr 層とシュアイバ層の地層水塩分濃度分布図に基づいて決定した。アラブ C 層の地層水塩分濃度は、ドゥハーン油ガス田の貯留層区間で測定された値を使用した。アラブ D 層の地層水塩分濃度は不明である。

表 3. CCS 対象層の貯留層特性

Reservoir	Shuaiba	Arab C	Arab D	
Age	Lower Cretaceous	Upper Jurassic	Upper Jurassic	
Lithology	Limestone	Limestone& Dolostone	Limestone& Dolostone	
Depositional Environment	Platform	Ramp Interior~ Sabkha	Middle Ramp~ Shoal~Lagoon	
Seal layer	Nahr Umr	Hith		
Top depth (m)	N	970-1,000	1,670-1,700	1,695-1,725
	S	1,100-1,200	1,800-1,900	1,825-1,925
Thickness (m)	N	100	25	60
	S	80		
Porosity (%)	22-32	10-25 (Arab D have better reservoir quality than Arab C)		
Permeability (mD)	3-20	20-1,000		
Salinity (ppm)	40,000	220,000	N/A	

## 貯留層パラメータの想定と簡易シミュレーション

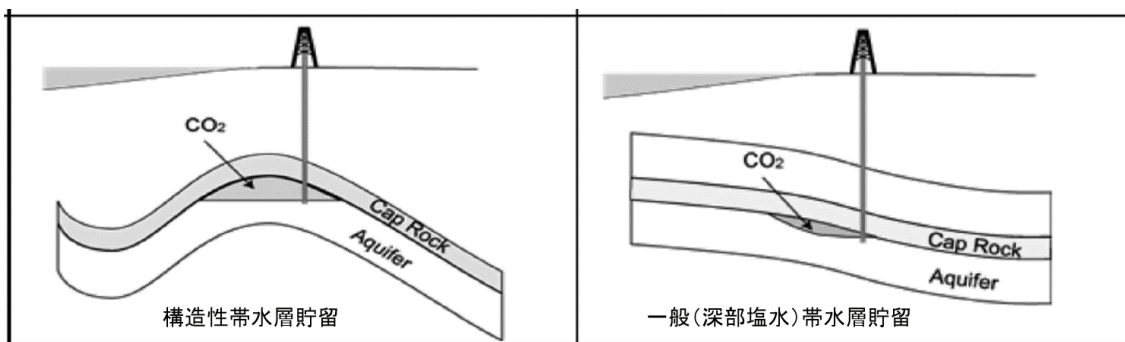
上記調査結果をもとに CO2 圧入の対象層を仮想して、簡易シミュレーションモデルを構築し、アラブ D 層を対象にシミュレーションモデルを用いて目標の圧入量および圧入期間

を達成するのに必要な帯水層規模、坑井数、圧入圧力に関する概略的検討を行った。

### 簡易シミュレーションモデルの構築

ドーム型構造と単斜構造を構築した（図 6.）。ドーム型構造は、圧入ガスを閉じ込めるために必要な構造規模およびそれに対する坑井数を概略的に検討するためであり、単斜構造は閉じられた構造がない場合に圧入ガスの移動範囲を概略的に検討するためのものである。

図 6. ドーム型構造と単斜構造（當舎ほか、2013）



### ドーム型構造モデルシミュレーション結果

圧入ガスを閉じ込めるために必要な構造規模およびそれに対する坑井数を概略的に検討するため坑井数および坑井間距離を変化させて CO2 圧入挙動を計算した。圧入条件およびドーム型構造モデルのケース設定をそれぞれ表 4. および表 5. に示す。

表 4. 圧入条件

坑底圧入圧力 (kPa) (最大圧力を設定し、この値を超えるようであれば圧入レートが抑えられる。)	Fracture gradientを0.65 psi/ftとして坑井深度より設定
圧入量 (目標圧入レート)	3.37 MMm <sup>3</sup> d (119 MMscfd, 6 Mt/day, 2.19 MMt/year)
坑井数および坑井間隔	ケース別に設定

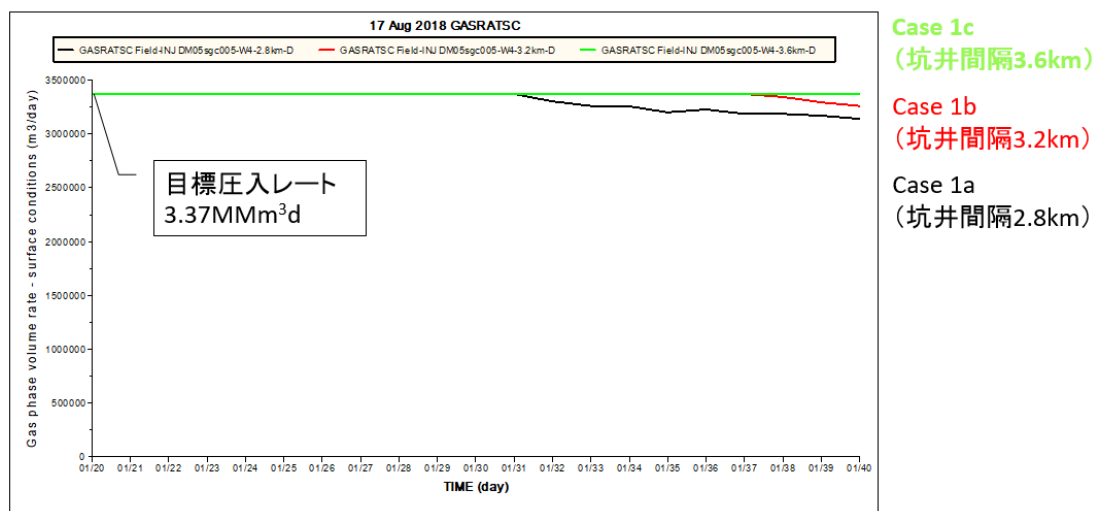
表 5. ドーム型構造モデルのケース設定

ケース	抗井数	抗井間隔
1a	4	2.8 km
1b	4	3.2 km
1c	4	3.6 km
2a	3	3.6 km
2b	3	4.4 km
3a	2	6.0 km
3b	2	7.2 km
4a	5	3.2 km

### 坑井数 4 のケース

坑井数が 4 の場合について坑井間隔を変化させた C02 圧入レートのプロファイルを図 7. に示す。坑井間隔を 2.8 km (Case 1a : 図中、黒色) や 3.2 km (Case 1b : 図中、赤色) に設定した場合には、目標の圧入量は 20 年間維持できなかったが、坑井間隔を 3.6 km (Case 1c : 図中、緑色) にした場合には目標圧入量を 20 年間維持することができた。

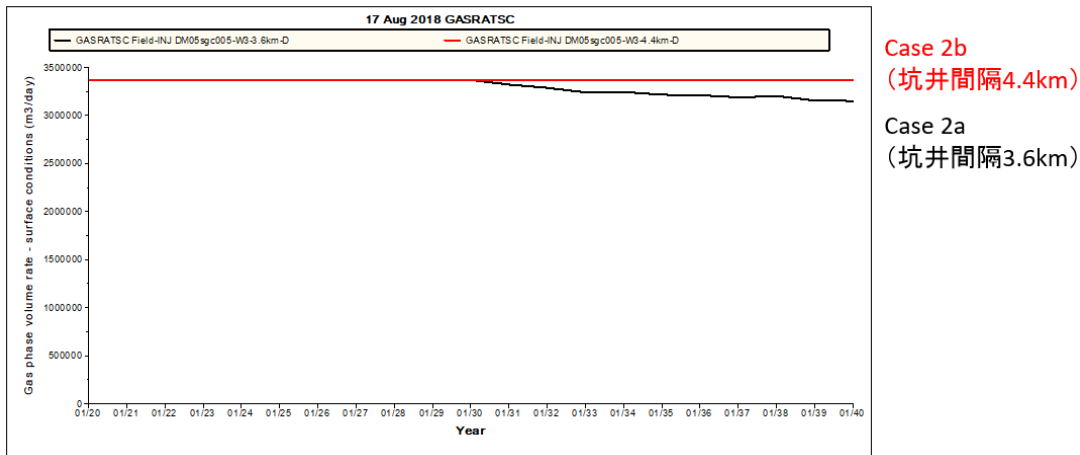
図 7. 坑井数が 4 の場合の C02 圧入レートプロファイル



### 坑井数 3 のケース

坑井数が 3 の場合について坑井間隔を変化させた C02 圧入レートのプロファイルを図 8. に示す。坑井間隔を 3.6 km (Case 2a : 図中、黒色) では、目標の圧入量は 20 年間維持できなかったが、坑井間隔を 4.4 km (Case 2b : 図中、赤色) にした場合には目標圧入量を 20 年間維持することができた。Case 2b においても 2041 年中に目標圧入レートを達成できなくなるので、最小抗生間隔は 4.4 km と考えられる。

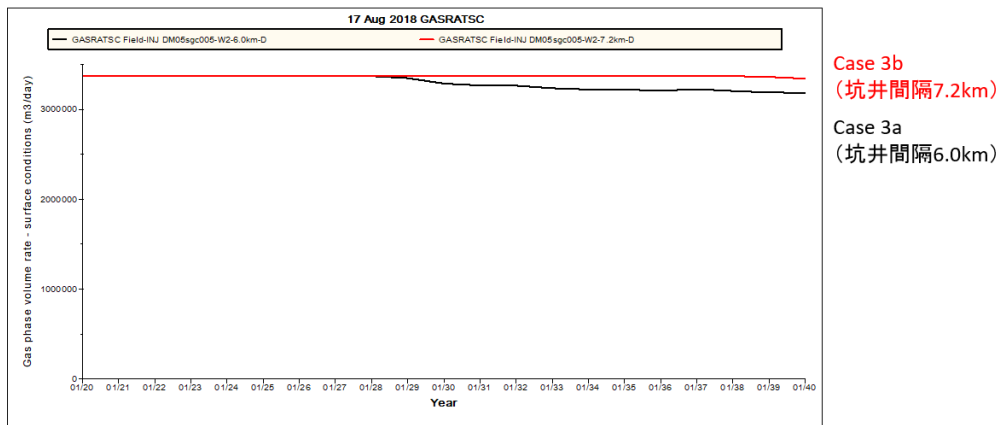
図 8. 坑井数が 3 の場合の CO2 圧入レートプロファイル



坑井数の 2 ケース

坑井数が 2 の場合について坑井間隔を変化させた CO2 圧入レートのプロファイルを図 9. に示す。坑井間隔が 6.0 km (Case 3a : 図中、黒色) では、目標の圧入量は 20 年間維持できなかったが、坑井間隔を 7.2 km (Case 3b : 図中、赤色) にした場合には目標圧入量を 20 年間維持することができた。厳密には、最後の 2 年でごくわずかではあるが、圧入レートは減少したが誤差範囲とした。

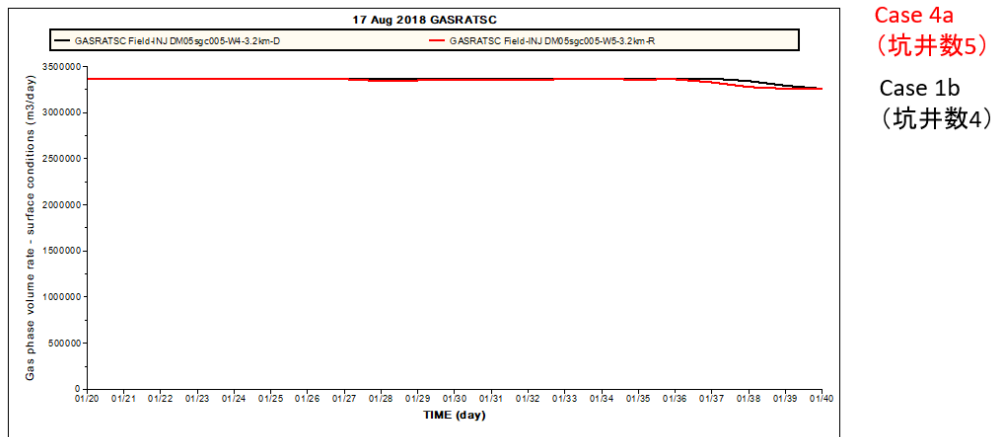
図 9. 坑井数が 2 の場合の CO2 圧入レートプロファイル



坑井数の 5 ケース

坑井数を 5 にして坑井間隔 3.2 km にした Case 4a と Case 1b (坑井数 : 4、坑井間隔 : 2.8 km) の比較を図 10. に示す。Case 4a も Case 1b と同様に目標圧入レートを 20 年間は維持できなかった。この坑井間隔だと坑井干渉が強くなり追加坑井の効果がなかったことになる。

図 10. 抗井数が 5 の場合とケース 1 b の CO2 圧入レートプロファイルの比較



目標圧入レートを 20 年間維持できたケースの抗井数、抗井間隔および圧入ガスの広がりを表 6. に示す。ドーム状構造トラップを対象とした場合には、想定される圧入レートおよび圧入期間を達成するためには、最低でも 9×11 km 程度の構造トラップが必要とされ、その際の必要抗井数は 4 である。トラップ規模や形態によっては、2-3 抗井でも目標の圧入レートおよび圧入期間を達成することは可能と考えられる。坑口圧入圧力は、ケース 1c で 17,000 KPas、Case 3b で 18,000 KPas であった。

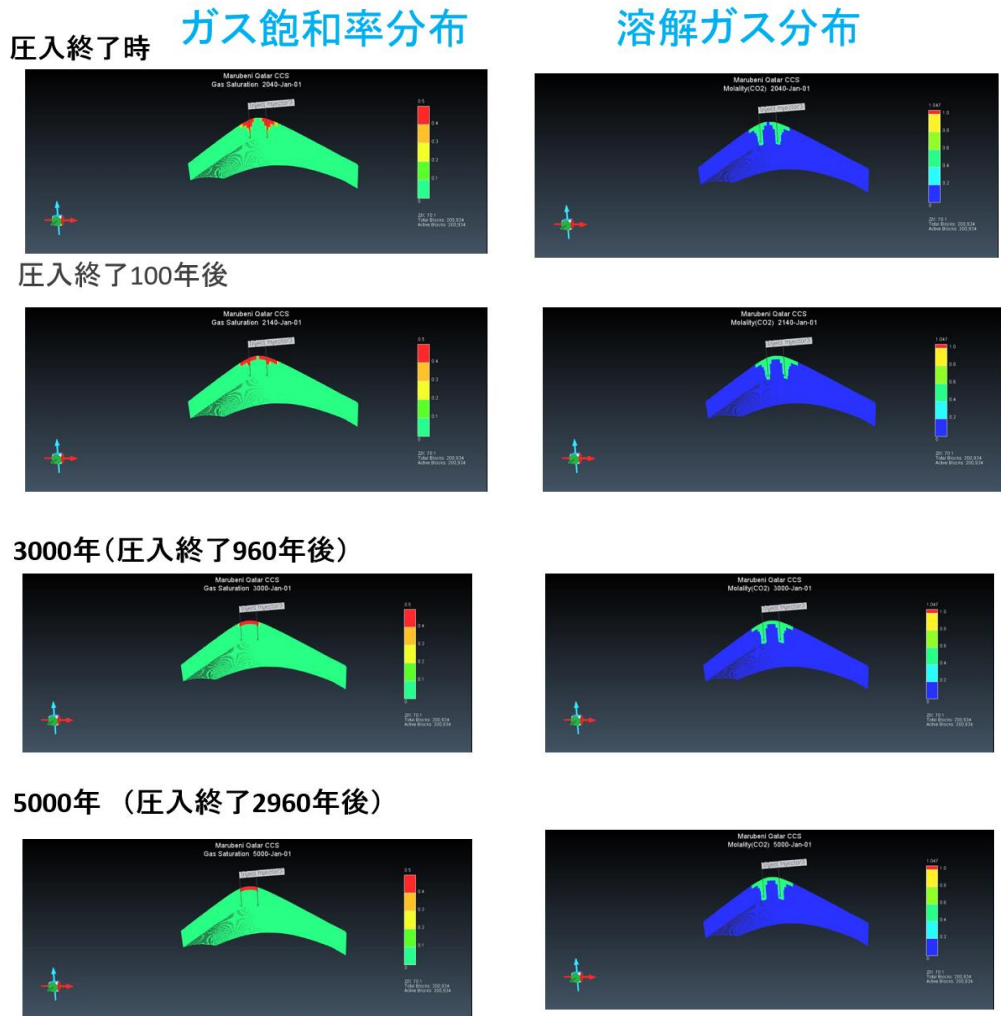
表 6. 抗井数、抗井間隔および圧入ガスの広がり

ケース	抗井数	抗井間隔	圧入ガスの広がり
Case 1c	4	3.6 km	9 km x 11 km
Case 2b	3	4.4 km	10 km x 12 km
Case 3b	2	7.2 km	6 km x 16 km

図 11. にケース 1c における圧入終了から 2,960 年後までの遊離ガス分布（ガス飽和率分布）および溶解ガス分布を示す。圧入終了後から圧入ガスは重力の関係で頂部に向かって移動していく。おおよそ 960 年後には圧入ガスは頂部に集まり固定される。



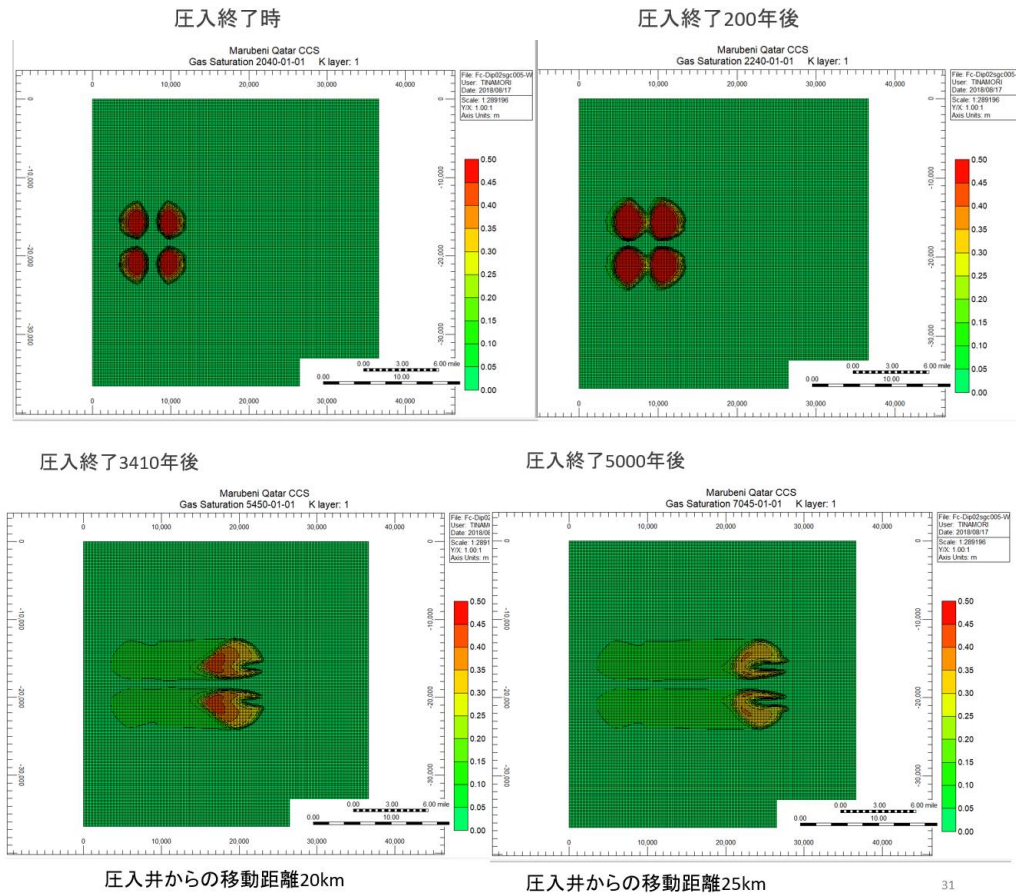
図 11. 遊離および溶解ガス分布経時変化（断面図）（ケース 1c）



### 単斜構造モデルシミュレーション結果

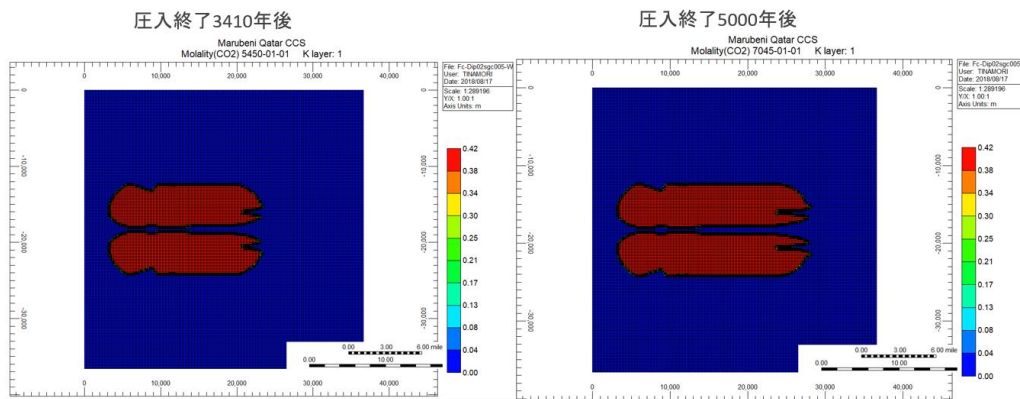
閉じられた構造がない場合に圧入ガスの移動範囲について概略的に検討を行った。地層傾斜0.2度の単斜構造に坑井数4で坑井間隔3.2kmに20年間圧入した場合の遊離ガス分布を図12.に示す。上段左が圧入終了時の2040年1月1日で、順に200年後（2240年1月1日（上段右））、3410年後（5,450年1月1日（下段左））、5,000年後（7045年1月1日（下段右））の遊離ガス分布である。図13.に溶解ガス分布を示す。右図が3,410年後、左図ガス分布5,000年後の溶解ガス分布である。溶解ガス分布は、遊離ガスの分布よりわずかに外側に広がっているだけでほぼ同じ分布となっている。圧入終了後、圧入ガスは重力の関係で地層のアップディップ方向に移動していく。圧入ガスの圧入井からの移動距離は圧入終了3,410年後で20 km、5,000年後で25 kmとなっている。

図 12. 地層傾斜 0.2 度の単斜構造における遊離ガス分布



31

図 13. 地層傾斜 0.2 度の単斜構造における溶解ガス分布



シュアイバ層を対象層にした場合の簡略的検討

シュアイバ層を対象層とした時の簡略的検討を行った。坑井数を 4 として、坑井間隔を 12 km、14 km および 16 km とした場合のガス圧入レートのプロファイルを図 14. に示す。坑井間隔を 12~14 km にした場合、目標圧入レートは 20 年間維持できなかったが、坑井間

隔を 16 km にした場合は目標圧入レートを 20 年間維持することができた。坑井間隔を 16 km にした場合の圧入終了時の遊離ガスおよび溶解ガスの広がりを図 15. に示す。溶解ガス分布は、遊離ガスの分布よりわずかに外側に広がっているだけでほぼ同じ分布となっている。ガスは坑井の周り 2 km×3 km 程度に分布するがこれら 4 坑井をすべて含めるためには最小でも 19 km×21 km 程度のトラップが必要とされる。Arab D 層に比べてかなり大きな構造が必要となる。

図 14. CO2 圧入レートプロファイルの比較 (シュアイバ層)

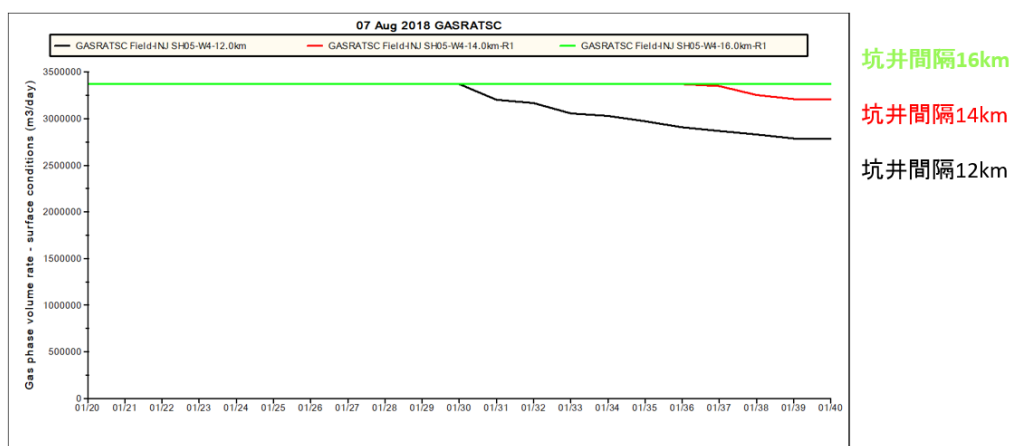
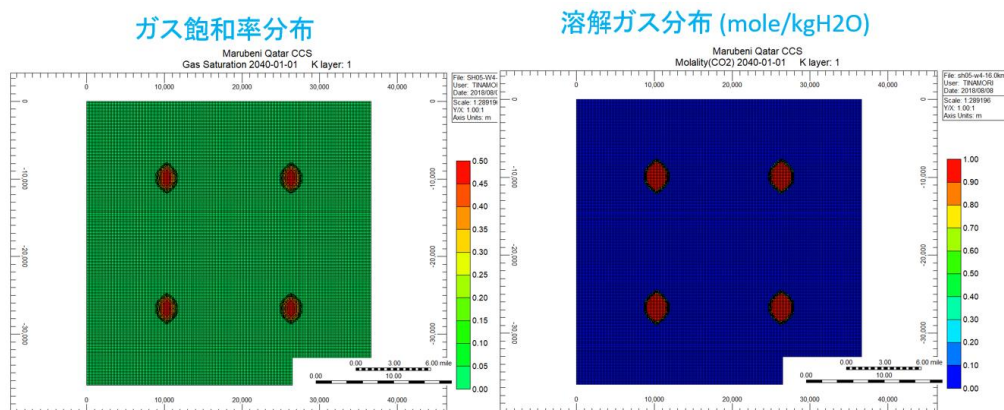


図 15. 遊離ガス飽和率分布および溶解ガス分布 (シュアイバ層)



### CO2 圧入システムの検討範囲と検討条件

CO2 は、メサイードにおいてアンモニア製造プラントの CO2 回収設備により分離回収及び圧縮され、新設される 120 km (直線距離約 100 km) 長の陸上 CO2 パイプラインにてラスタファンのアシッドガス地中廃棄場所まで送られ、新設される CO2 圧入システムにより地下圧入することを想定。CO2 圧入システムに受け渡される CO2 の水含有量は 50ppmv であり、圧入システムにおける如何なる温度圧力条件下においても遊離水の発生はないため脱湿設備の設置は不要である。CO2 圧入システムに受け渡される CO2 ガスの量・組成・条件は、

アンモニア製造プラントの諸前提に対応した数値としており、表 7. に示す。

表 7. CO2 ガスの条件

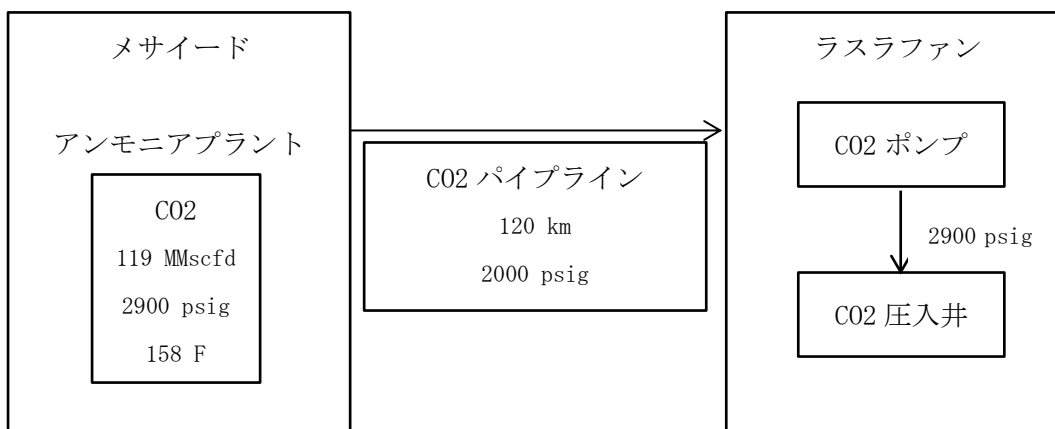
CO2ガス流量	119 MMscfd (6,260 トン/日、228万トン/年)
CO2ガス組成	CO2 99.99 mol%、残りは50 ppmvの水分
CO2ガス圧力	2,900 psig (20 MPaG)
CO2ガス温度	158° F

メサイドからラスラファンまでの CO2 パイプラインの条件は表 8. の通り。

表 8. CO2 パイプラインの条件

CO2パイプライン長	120 km (メサイド/ラスラファン直線距離約100 kmのため、迂回場所等を考慮して20%増し)
パイプライン運転圧力	2,000 psig

図 16. CO2 圧入システムの全体概念図



#### システム構成の説明

アンモニア製造プラントから受け渡される CO2 ガスの圧力は 2,900 psig (20 MPaG) であり、ラスラファンまでの陸上 CO2 パイプラインの運転圧力である 2,000 psig には十分な圧力を持っており、メサイドにおいて新規の CO2 昇圧設備 (CO2 コンプレッサー/ポンプ) の設置は不要である。貯留層の検討結果から CO2 を地下圧入するために必要な CO2 圧入井 (陸上坑井) の坑口で要求される圧力は以下となる。

- CO2 圧入井の坑口圧力 (シュアイバ層) : 1,885 psig (13 MPaG)
- CO2 圧入井の坑口圧力 (アラブ層) : 2,465 psig (17 MPaG)

ラスラファンにおいては、CO<sub>2</sub> パイプライン着圧は 2,000 psig 以下となるため、CO<sub>2</sub> 圧入井に移送するための中・短距離の CO<sub>2</sub> 圧入ラインによる圧力損失を考慮し、かつ要求される CO<sub>2</sub> 圧入井の坑口圧力である 1,885 psig ないし 2,465 psig を維持するため、新規の CO<sub>2</sub> 昇圧設備 (CO<sub>2</sub> ポンプ) を設置するものとした。本ケースでは長距離の CO<sub>2</sub> パイプラインを設置するため、パイプラインの入口・出口にパイプライン管内検査と管内清掃のためのピグシステムを設置する。上記のことから、ラスラファンにおける CO<sub>2</sub> 圧入システムに必要な設備は以下となる。

- CO<sub>2</sub> パイプライン
  - 長さ : 120 km
  - 運転圧力 : 2,000 psig
- ピグシステム (ランチャー/レシーバー)
- CO<sub>2</sub> 圧入ポンプ
- CO<sub>2</sub> 圧入マニフォールド
- CO<sub>2</sub> 圧入ライン : 3,000 m/本
- CO<sub>2</sub> 圧入井 (陸上坑井)
  - 井戸本数 : 2~5 本
  - チュービング径 : 5.5 inch
  - シュアイバ層を対象とした場合
    - 垂直深度 : 1,300 m
    - 水平井部分 : 1,000 m
  - アラブ層を対象とした場合
    - 垂直深度 : 2,000 m
    - 水平井部分 : 1,000 m

貯留層の検討では、シュアイバ層とアラブ層への CCS 適用の可能性を検討したが、どちらが適しているかといった判断はできない。従って、設備の検討においては貯留層深度が深いアラブ層への CCS 適用に必要となる設備を検討し、井戸本数は平均的な値として 4 本を採用の上、CO<sub>2</sub> 処理に係わる総費用の算定を行った。

### 3-3. アンモニア海上輸送オペレーションの検討と経済性評価

アンモニアは化学肥料や化学原料として流通しており、世界におけるアンモニアの海上貿易量は年間約 20 百万/トンある。アンモニア船は LPG 船と共用できるため、現存する最大船型はアンモニア積載量 5 万トン級となる Very Large Gas Carrier (VLGC) といえる。ただし、アンモニアの海上貿易の需要規模や受入等のインフラ設備のサイズ等から、現在海上貿易で投入されている最大船型は 4 万トン級の Large Gas Carriers (LGC) となってい

る。現在アンモニア輸送の主流で使用されているのは、2万トン～2万5千トン級のMid-size Gas Carrier (MGC)であり、MGC 約 80 隻中、約 30 隻がアンモニア輸送に従事している。その他に2万トン未満級のSmall Gas Carrier (SGC)も投入されている。

表 9. アンモニア船のサイズ比較 (LGC vs. MGC)

	単位	VLGC	LGC	MGC
タンク容量	m <sup>3</sup>	73,000～85,000	57,000～60,000	35,000～38,000
積荷重量 (NH <sub>3</sub> )	トン	47,000～54,800	36,700～38,700	22,500～24,500
全長	m	225～230	204～205	170～185
幅	m	33～37	32	30
喫水	m	10.7～12.9	11.9～12.3	10～11
総トン数	トン	49,000～59,000	42,000～44,999	26,000～29,999
速度	ノット	15～16	15～16	15～16

カタールから日本までの一般的な航海ルートは、ホルムズ海峡、インド洋、マラッカ海峡、南シナ海を航海するルートとなる (図 17. 参照)。航海距離は約 12,000 キロメートルであり、平均航海速度を 14 ノットと想定した場合、往復約 39 日間、積荷役および揚荷役にそれぞれ 1.5 日間、補油に 1 日、合計約 43 日間の航海となり、1 隻当たり年間約 8 往復することが可能である。

図 17. カタールから日本への一般的な航海ルート



現状 VLGC によるアンモニア輸送の実績はなく、また巨大なインフラ整備が必要となることを鑑み、本研究においては LGC と MGC による輸送の経済性の検証を行った。アンモニア製造プラント建設の前提となっているカタール国、メサイード工業都市から、日本までの輸送を前提に経済性を試算した。燃料費、建造費、傭船料、新造コストなどは現在の市況を基に、年産約 110 万トンのアンモニアを日本向けに供給する場合の輸送コストの検討を行った。1 隻あたり年間 8 往復の輸送回数が可能であり、LGC の場合は 1 隻あたり年間約 32 万トン、MGC の場合は年間約 20 万トンのアンモニアを輸送できる。従い、年間約 110 万トンのアンモニアを輸送するには LGC の場合は 4 隻、MGC の場合は 6 隻必要となる。LGC、MGC による主要な輸送条件を以下表 10. に示す。

表 10. カタールー日本間のアンモニア輸送条件(年間 110 万トン)

	LGC	MGC
積港	カタール国、メサイード	カタール国、メサイード
揚港	日本	日本
積荷容量 (1 隻あたり)	60,000m <sup>3</sup> (38,700 トン)	38,000m <sup>3</sup> (24,500 トン)
航海速度	14 ノット	14 ノット
航海距離 (往復)	24,000km	24,000km
航海日数 (往復)	38.6 日	38.6 日
積荷役	1.5 日	1.5 日
揚荷役	1.5 日	1.5 日
補油	1 日	1 日
必要隻数	4	6
年間航海数 (1 隻あたり)	8	8
年間航海数 (合計)	29	45
形態 (保有・傭船)	傭船	傭船

LGC の大型船での大量輸送によるスケールメリットによるコスト低減は期待できるものの、大型船の活用は受入側の棧橋設備やタンクのサイズも大型化する必要性があり、サプライチェーン全体の最適化を考慮した判断が必要となる。

### 3-4. カタール産 CO<sub>2</sub> フリーアンモニアのコスト・経済性の評価

上記 3-1、3-2、3-3 の検討結果を基に、カタール産 CO<sub>2</sub> フリーアンモニアの日本向け想定価格（日本着）を検討した。前述 3-1 の通り、アンモニア製造プラント及び CO<sub>2</sub> 回収に係わるプラントコストは日揮株式会社による FS 結果を基に検討。原料となる天然ガス価格は実際には原料ガス供給者との交渉が必要となるが本研究においては一定の前提価格を置き、工業用水・人件費や償却方法・法人税率等は現地調査に基づいて前提を置いた。左記を含めた経済性評価の前提条件は表 11. の通り。

表 11. 経済性評価の前提条件

項目	前提
アンモニア生産量	1, 100, 000 トン/年
運転期間	20年
EPC期間	4年
CO2回収量	2, 100, 000 トン/年
減価償却	15年定額
借入金利	5%/年
返済期間	20年均等返済
D/E比率	60 : 40

上記前提に基づいたカタール産 CO2 フリーアンモニアの日本向け想定供給コスト（日本着）は、日本エネルギー経済研究所が推定している 350 米ドル/トン程度に収まる可能性があるとの検討結果になった。

### 3-5. まとめ

本研究では、現存する世界最大級のアンモニア製造プラントを新設し、回収する CO2 を CCS にて処理する前提で、カタール国産 CO2 フリーアンモニアの日本向けの供給に係わる検討を行った。アンモニア製造プラント及び CO2 分離・回収は日揮株式会社による FS 結果を基に検討、CO2 処理についてはカタールにおける CCS の初期的な検討を実施し、同国における CCS の実現可能性及び CCS に係わる概算費用を検討した。輸送については、アンモニア製造プラントからの供給量に対応する輸送船の最適なサイズ及びコストの検証を行い、船サイズや受入側設備のサイズ等への影響、考察を行った。前述のサプライチェーンの各ステージにおける実現可能性及びコストの初期的な検討を実施した結果、カタール産 CO2 フリーアンモニアの日本向け供給コストは、前述の 3-4 の通り 350 米ドル/トン程度との結果に至った。他方、今後の事業化に向けては本研究における検討結果を踏まえ、次項に示す今後の課題が考えられる。

### 3-6. 今後の課題

カタール産 CO2 フリーアンモニアの供給可能性については前述の検討結果が出たものの、実際の事業化に向けてはカタール国政府（国営会社等）との折衝が大きな課題となる。アンモニアの原料となる天然ガスの調達価格や CO2 フリーアンモニアの重要な要素の一つである CCS は、同国政府の方針に大きく依拠するものである。そのため、いずれも同国政府や国営会社との協議が事業化を図る上での重要な課題となってくる。

輸送については、前述 3-3 の通り大型船のスケールメリットによる経済性の向上を期待できる。他方、初期需要や各発電所における需要規模に対応する受入側施設（受入タンク、栈橋等）の合理的な規模は必ずしも大型船と整合性しない可能性があり、配船の最適化や大型船の導入を検討する上で、サプライチェーン全体の最適化を検討していく必要がある。



カタール産 CO2 フリーアンモニアの日本向け供給のサプライチェーンの構築については、本研究における初期的な検討結果を踏まえ、実現に向けて今後より詳細な検討が必要となる。また、製造・輸送から受入までの各段階におけるコスト低減及びサプライチェーンの最適化を図るべく、各関係者が連携していくことも事業化に向けて今後の重要なプロセスであると考えられる。

アンモニア導入にあたり、温対法で発電燃料としてのアンモニアの位置付けを規定するなど法制度の整備が必要。また、上記の通り CO2 フリーアンモニアの日本向け供給コストは、350 米ドル/トン程度に収まる可能性があるとの検討結果となったが、この価格レベルでも現状の石炭・LNG 価格より高いため、電力会社がアンモニアを使用するインセンティブを導入することも不可欠である。

#### 4. 外部発表実績

##### (1) 論文発表

<査読付き> 0 件

<査読なし（総説等含む）> 0 件

##### (2) 学会、展示会等発表

<招待講演> 国内 0 件、海外 0 件

<口頭発表> 国内 0 件、海外 0 件

<ポスター発表> 国内 0 件、海外 0 件

<展示会、ワークショップ、シンポジウム等> 国内 0 件、海外 0 件

##### (3) プレス発表

該当なし

##### (4) マスメディア等取材による公表

該当なし

#### 5. 特許出願実績

該当なし

#### 6. 参考文献

(1) Qatar Fertiliser Company, 2016, Annual Report

(2) Dill, H. G., Nasir, S., and Al-Saad, H., 2003, Lithological and structural evolution of the northern sector of Dukhan anticline, Qatar, during the early Tertiary: With special reference to sequence stratigraphic bounding surfaces. *GeoArabia*, 8, 201-226.

(3) Finlay, S., Marquez, X., Solling, T., Bounoua, N., and Gagigi, T., 2014, Multi-Scale Carbonate Reservoir Characterisation and Artificial Neural Networks Reveals Complexity in the Shuaiba Reservoir, Al Shaheen Field. *International Petroleum Technology Conference*.

- (4) Ehrenberg, S. N., Nadeau, P. H., and Aqrabi, A. A. M., 2007, A comparison of Khuff and Arab reservoir potential throughout the Middle East. *AAPG bulletin*, 91, 275-286.
- (5) 當舍利行, 奥山康子, 石戸経士, 2013, CO<sub>2</sub> 地中貯留: 「地球温暖化」 対策への地質学の貢献可能性. *地質学雑誌*, 119, 124-138.
- (6) Ahmadzamri, A. F., Musgrove, F. W., Bridle, I. M., Angelich, M. T., and vandenBosch, R., 2009, Successful reservoir monitoring with 4D microgravity at Ras Laffan, state of Qatar. *International Petroleum Technology Conference*.