

# 油ガス田における石油と水の接触面形成に関する水理学的研究

2015 年

本田博巳



## 目次

|             |                                              |    |
|-------------|----------------------------------------------|----|
| 第 1 篇       | はじめに                                         | 1  |
| 第1-1 章      | 傾斜接触面形成機構問題の石油探鉱史における位置付け                    | 1  |
| 第 1-1-1 節   | 石油探鉱史と傾斜接触面の発見と研究                            | 1  |
| 第 1-1-1-1 項 | 傾斜接触面の認識，形成理論の構成，その応用の歴史                     | 4  |
| 第 1-1-1-2 項 | 傾斜接触面を持つ構造封塞プロスペクトの創出                        | 5  |
| 第1-2章       | 本研究の課題と目的およびゴール                              | 6  |
| 第 1-2-1 節   | 課題と目的                                        | 6  |
| 第 1-2-2 節   | ゴール                                          | 7  |
| 第1-3章       | 第 1 篇のまとめと本論文の構成                             | 7  |
| 第 2 篇       | 油ガス田を制御する水理学                                 | 9  |
| 第 2-1 章     | 理論                                           | 9  |
| 第 2-1-1 節   | 接触面を傾斜させる外力について                              | 9  |
| 第 2-1-1-1 項 | 全水頭と動水勾配に関連する等式                              | 9  |
| 第 2-1-2 節   | 傾斜接触面の成因論的類型                                 | 12 |
| 第 2-2 章     | 傾斜接触面の類型論                                    | 13 |
| 第 2-2-1 節   | 傾斜接触面類型とその事例                                 | 13 |
| 第 2-3 章     | 公刊文献に記載された傾斜接触面を持つ油ガス田事例                     | 15 |
| 第 2-4 章     | 第 2 篇のまとめ                                    | 20 |
| 第 3 篇       | 動的均衡型傾斜接触面                                   | 21 |
| 第3-1章       | 序論                                           | 21 |
| 第3-1-1節     | 本篇の課題・目的とゴール                                 | 21 |
| 第 3-1-2 節   | 事例の個性と一般性                                    | 21 |
| 第 3-2 章     | 動的均衡型                                        | 21 |
| 第 3-2-1 節   | 位置水頭勾配型（類型Ⅰ；地形標高差による位置水頭勾配形成）                | 22 |
| 第 3-2-2 節   | Cushing 油田（アメリカ合衆国，オクラホマ州，中央台地；<br>1912 年発見） | 23 |
| 第 3-2-3 節   | Cushing ガス油田とでの傾斜接触面の研究について                  | 26 |
| 第 3-2-3-1 項 | Cushing ガス油田での接触面傾斜の形成機構                     | 26 |
| 第 3-2-4 節   | 圧力水頭勾配型（類型Ⅱ；被圧貯留層の圧力水頭勾配形成）                  | 28 |
| 第 3-2-4-1 項 | 目的とゴール                                       | 28 |
| 第 3-2-4-2 項 | 類型Ⅱと海洋堆積盆 マハカムデルタ地域の Peciko ガス田              | 28 |

|                                                                                                |    |
|------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| 第 3-2-4-3 項 下クテイ堆積盆の地質構造.....                                                                  | 29 |
| 第 3-3 章 評価結果の検討と考察.....                                                                        | 36 |
| 第 3-3-1 節. 流速評価結果と既存評価値との比較.....                                                               | 36 |
| 第 3-3-2 節. 異常高圧領域の体積と圧縮体積.....                                                                 | 36 |
| 第 3-3-3 節. 異常高圧の形成と解放とその解放の前線.....                                                             | 37 |
| 第 3-4 章 第 3 篇のまとめ.....                                                                         | 38 |
| 第 4 編 静的均衡型事例（水平地層温度勾配による地層水密度差圧力水頭型）.....                                                     | 40 |
| 第 4-1 章 静的均衡型 - 圧力水頭型（類型 III：地層水密度水平勾配型；地層温度水平勾配型）の事例と解析；オーストラリア北部準州沖 Greater Sunrise ガス田..... | 40 |
| 第 4-1-1 節 地理.....                                                                              | 40 |
| 第 4-1-2 節 地質.....                                                                              | 41 |
| 第 4-1-2-1 項 層序.....                                                                            | 41 |
| 第 4-1-3 節 ガス層の地質学的特徴.....                                                                      | 43 |
| 第 4-1-3-1 項 ガス層地質構造.....                                                                       | 43 |
| 第 4-1-3-2 項. ガス層と水層.....                                                                       | 44 |
| 第 4-1-3-3 項 孔隙圧検層データ（RFT・MDT）と水理学的情報.....                                                      | 48 |
| 第 4-1-3-4 項 ガス層の水理学的一体性.....                                                                   | 48 |
| 第 4-1-3-5 項 坑井で FWL 深度の決定方法.....                                                               | 49 |
| 第 4-1-3-6 項 地層水密度.....                                                                         | 49 |
| 第 4-1-3-7 項 等価水頭の均衡.....                                                                       | 51 |
| 第 4-1-3-8 項 接触面傾斜の原因.....                                                                      | 53 |
| 第 4-1-4 節 地層水密度水平勾配型（沿岸地域での Ghyben-Herzberg 前線）.....                                           | 55 |
| 第 4-1-5 節. 第 4-1 章のまとめ.....                                                                    | 56 |
| 第 4-2 章 見掛けの傾斜接触面類型.....                                                                       | 58 |
| 第 4-2-1 節 砂層の構成粒子径の水平的漸移変化の場合とその事例.....                                                        | 58 |
| 第 4-2-1-1 項 Versluys のモデル.....                                                                 | 58 |
| 第 4-2-1-2 項 北海北部 Viking 亜堆積盆の深海底扇状地の油層.....                                                    | 59 |
| 第 4-2-2 節 その他の見掛け傾斜接触面の事例.....                                                                 | 61 |
| 第 4-2-2-1 項 タイト貯留層における接触面の水平回復が遅れる事例.....                                                      | 61 |
| 第 4-3 章 第 4 篇のまとめ.....                                                                         | 61 |
| 第 5 篇 地下地層流体の平均流速.....                                                                         | 63 |
| 第 5-1 章 はじめに.....                                                                              | 63 |

|                                                 |    |
|-------------------------------------------------|----|
| 第 5-1-1 節 課題.....                               | 63 |
| 第 5-1-2 節 動水力学的要因.....                          | 63 |
| 第 5-2 章 Peciko ガス田 「MF8-FS88 ガスゾーン」 .....       | 64 |
| 第 5-2-1 節. 「MF8-FS88 ガスゾーン」 の孔隙圧とガス/水接触面。 ..... | 64 |
| 第 5-2-1-1 項. 動水勾配・浸透率・流速.....                   | 64 |
| 第 5-2-1-2 項. 動水勾配と低速流体流動およびダーシーの法則.....         | 65 |
| 第 5-3 章 評価結果の検討と考察.....                         | 66 |
| 第 5-3-1 節 流速評価結果と既存評価値との比較.....                 | 66 |
| 第 5-3-2 項. 異常高圧領域と地層水の圧縮体積.....                 | 68 |
| 第 5-3-3 節. 中間の領域と異常高圧の解放過程.....                 | 68 |
| 第 5-4 章 第 5 篇のまとめ.....                          | 69 |
| 第 6 篇 まとめと提案.....                               | 71 |
| 第 6-1 章 まとめ.....                                | 71 |
| 第 6-2 章 提案； 傾斜接触面プレイ・探鉱リードの可能性.....             | 72 |
| 第 6-2-1 節 北スマトラ沖浅海域の探鉱リード.....                  | 72 |
| 文献.....                                         | 77 |
| Abstract .....                                  | 84 |
| 謝辞.....                                         | 86 |



## 第1篇 はじめに

自然界での水理学的現象は、人間の大きさ、生活時間の枠の中では、認識し難いほど、大きく、長く、進行が遅い。1ないし100キロメートル、100～1000万年オーダーの測定、考察を要する。実験室での装置実験、計算物理学的なシミュレーションでは、掌握しきれないものである。ここでは、このような規模の大きな現象を、油ガス田での、主に物理学的データを利用して、測定し解析することで、地質学的な現象としての地下流体を支配するポテンシャルとそこでの水理学的現象を把握することを試みた。

油ガス田の貯留層において認められる天然ガス・原油の濃集帯の垂直分布は、深度上位から下位へ向かって、一般に天然ガス/原油/地層水の順となる。この垂直分布は重力と地層流体種間の比重差によるものであるから、重力以外の外力の影響がない限り、異なる流体相の深度帯間の接触面は水平になる。しかし、重力以外の外力の影響により、接触面は、水平面から傾斜することがある。そのような接触面の傾斜現象は1940年代までは稀に認められ、記載されてきた(Buttram, 1914; Beal, 1917, Lee and Payne, 1944)。本論文は、この接触面の傾斜現象に関する水理学的観点からの地質工学的研究報告である。

第1篇で、本論文の全体構成を述べる。本編の主目的は、傾斜接触面の探鉱史・研究史を概観し、本研究の課題、目的、ゴールを提示する。続いて、第2篇で、傾斜接触面形成機構に関わる水理学的理論と、それに基づく傾斜接触面の類型論を提案する。公刊文献で確認できた各類型の地理的分布も示す。第3篇では、類型Ⅰ（動的均衡類型の位置水頭勾配型）と類型Ⅱ（動水勾配型の圧力水頭勾配型）の事例をそれぞれ一つ、示す。第4篇で静的均衡類型・地層温度水平勾配型の1事例を記載、解説する。第5篇では、類型Ⅱ・圧力勾配型の事例での地下流体流動速度の試論的評価を行う。第6篇で、第1, 2, 3, 4篇の内容をまとめ、石油探鉱上の指針とすることを提案し、石油鉱床のプロスペクティングでの未探鉱の探鉱候補事案を紹介する。

尚、油ガス田において石油と水の接触面についてガス/油接触面、ガス層と水層の境界をガス/水接触面あるいは油層と水層の境界を油/水接触面と呼ぶ。これらを区別しない場合、あるいはいずれであるかが明白な場合には、単に接触面と呼ぶことにする。天然ガス・原油・地層水の油ガス田の貯留層での分布の詳細は第7編補遺・用語集を参照されたい。

### 第1-1章 傾斜接触面形成機構問題の石油探鉱史における位置付け

本章において、接触面の傾斜現象に関する石油探鉱上の現在での問題を、その発見史と研究の歴史を辿り、その歴史の中でこの問題の位置付けを行う。

#### 第1-1-1節 石油探鉱史と傾斜接触面の発見と研究

傾斜接触面をもつ油ガス田の嚆矢は、1912年に発見されたCushingガス油田（アメ

リカ合衆国，オクラホマ州，中央台地）である。図 1-1-1-1（Beal, 1917）に示すように，ガスと原油の分布がそれぞれ偏在しており，ガス/油，油/水の接触面は西に向かって沈降するように傾斜している。すなわち，その接触面の傾斜とともに，天然ガスと原油が通常みられるような，単純な平行積層するような層状分帯せず，背斜構造の軸に対して東西に分離し，偏在するような分布を示す。このガス油田の傾斜接触面は 1914 年以来認識され（Buttram, 1914 ; Beal, 1917 ; Weirich, 1929），その形成機構について議論されたが（例，Versluys, 1932），1950 年代・60 年代になって，水理学的な形成機構が提唱され（Russell, 1956, 1960; Hubbert, 1940, 1953, 1967），特に，Hubbert（1940, 1953）がこの接触面の傾斜原因に関して，水理学的概念と方法を地下流体の記述に用いて以後，多くの研究者（例えば，Hubbert（1967），England, *et al.*（1987），Dennis, *et al.*（2000），など）が，水路実験を援用し，理論計算・解釈などを行っている。Hubbert の理論は，現在も通説として受け入れられてきている。

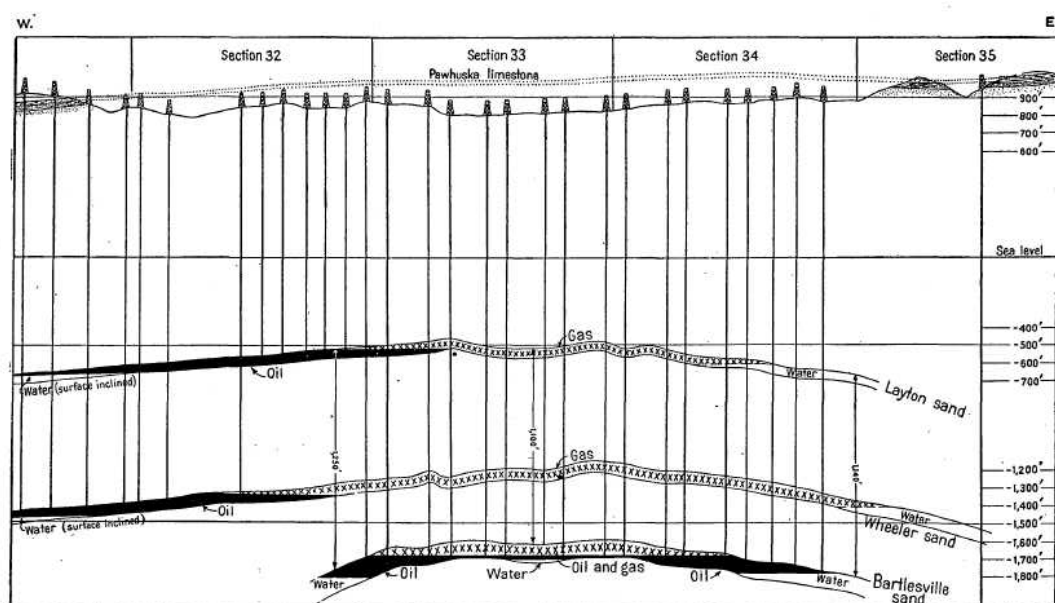


図 1-1-1-1. 1912 年にアメリカ合衆国，オクラホマ州，中央台地で発見された Cushing ガス油田の北極隆部の東西断面図（Beal, 1917；原図；同一の図を脚色したものを第 3 篇で示す。）。接触面も油/ガス接触面，油/水接触面，ガス/水接触面の 3 種が認められる。ガス油田全体で明瞭に貯留層夫々に，接触面が 1 枚であり，西に進行している。

1980 年代後期に至り，物理探査技術の急速な進歩に伴い，世界的に石油探鉱が進展し，多くの地域で探鉱活動熟成段階に入ったため，既往探鉱領域での探鉱機会の拡大を目的に傾斜接触面を想定した探鉱プロスペクトが注目されるようになった。1990 年代には，傾斜接触面を想定した探鉱プロスペクトに対する試掘が実施され，複数の油ガス



田の発見に結び付いた。それ以後、現在まで、傾斜接触面プロスペクトによる石油探鉱が実施されてきている。1980年代後期からの北海北部 Viking 地溝帯、インドネシア東カリマンタンマハカムデルタ地域での探鉱において、探鉱指針として復活し、そのプロスペクトの正当化において援用されている（林ら，1996；Lambert, *et al.*, 2003）。また、南米北西部の山地・山間地でも新たな油ガス田の発見において傾斜接触面が認識されている。このような石油探鉱での実践的な成功と並行して、傾斜接触面形成機構の理論付けの努力がなされ、1990年代から2000年代にはいつて、堆積盆規模での孔隙圧分布の観察（本田，2011, 2012, 2013）、動水力学的理論化（Hubbert, 1953, 1967）、実験に基づく理論の提唱（Muggeridge and Mahmood, 2012）などにより、その石油地質学的な研究が進んだ。Dahlberg（1995）は、石油地質学的な視点から、陸上事例のピエゾ水頭面の作図に基づいた傾斜接触面の解析手順を示している。

1980年代後半、Hubbertの世界ピークオイルの出現予測年である1995～1998年が近づき、その当否が議論されるようになった。多重チャネル地震波反射法（特に3次元）イメージング技術、シーケンス層序学の確立（Haq, *et al.*, 1987a, 1987b; Bally, *et al.*, 1988）などの地下地質解析法の進歩があった反面、既存油ガス田地域においては、背斜トラップを目的とする探鉱機会が減少し、新たな探鉱機会の創出には、探鉱対象の評価視点と探鉱理念の転換を必要とするようになった。また、既往生産油ガス田においてもその埋蔵量を追加・増加するため、埋蔵量の再評価が進んだ。そのような気運の中で、傾斜する油/水あるいはガス/水接触面を想定あるいは認識することによる積極効果（接触面傾斜による集油ガス領域の拡大と埋蔵量の期待値、評価値が増加すること）が認識された。特に、北部北海において、既往の油ガス田近傍に認められる構造トラッププレイの非商業規模と看做されてきたプロスペクトの再評価が行われ、試掘が実行され、商業規模油ガス田の発見に成功している（例：Arbroath 油田）。

本論文では、まず、その理論的な動水力学的な基礎について再考する。動的均衡での流動速度に関連する水頭（速度水頭と摩擦損失水頭）の大きさを評価する。流動速度はEngland, *et al.* (1987), Muggeridge and Mahmood (2012), 本田 (2013) が示すように、人間の寿命では認識しがたいほどに極めて遅く、無視できる程度である。これらの文献の示す評価結果から、地質現象としての被圧地下水の流動現象は、超低速流動であること、地質時間に亘る長期の流動を捕える必要があることの2点を重視すべきことが分かる。動的均衡理論は、オーストラリア北部準州沖の Greater Sunrise ガス田での傾斜接触面に関して、その傾斜原因の可能性の一つとして重視されている（Newell, 1999; Seggie, *et al.*, 2000; Seggie, *et al.*, 2003）。しかし、動的均衡理論は、未だ、経験論的な、現象論的・記載的段階、モデルの提唱の段階に止まるといってよい。水理学的ポテンシャル全体を鳥瞰する理論化・現実的なモデル構築には遠い段階にある。この傾斜接触面に関する理論が体的に適用できるデータの集積が成され、その原因の成否の判別条件が明確になり、どこ具でも十分な精度での解析・評価が実行できるようになれば、積

極的な探鉱プレイの提案において、十分な根拠を示しうるようになる。20 世紀全体を掛けて、石油探鉱家たちが確立した石油システム概念の中で、構造プレイの変種として、傾斜接触面プレイを記述する本質的で分かり易い言語を与えることになる。

以下まず、石油鉱業の歴史から入る。

#### 第 1-1-1-1 項 傾斜接触面の認識、形成理論の構成、その応用の歴史

19 世紀半ばの近代石油産業の成立以前、地下地質情報は、特にアメリカ合衆国東部、Appalachia 山脈地域における石炭の採掘と、食塩を得るために塩水地層水を汲み上げる坑井の掘削を通して得られていた。地下に賦存する石油鉱床の探鉱方法として、経験的に知られていたことは、石油の地表徴候の豊富な地点では、地下からの石油の湧出が豊富であり、地下に石油の集積があると推定されたことに基づいて、坑井を掘削することであった。初期には、油徴地の油溜まりから汲み揚げた原油は、瓶詰され **Seneca Oil** の名称で薬として販売された。後、ランプ油としてケロシンがこの湧出原油を蒸留して精製・販売された。**Drake** 井の成功以後、原油の地下鉱床発見率の相対的な高さ、石油兆候地の分布と背斜軸部の相関の高さの認識と地下鉱床の存在の推定、実験的な試掘の実施を通して、確認し、背斜説が確立されていった。また、地表徴候と背斜軸の相関関係（特に背斜軸部にガス徴候、油徴候が多く認められること）は、**Drake** による 1859 年の **Oil Creek** での試掘においても意識されていた。**I. C. White** (1885) は、石油探鉱方法としての背斜説の確立宣言といえる。彼は、**Hunt** (1861, 1863, 1866) の観察と同様な自然観察に加えて、経済性の観点を加え、背斜構造の規模、集ガスの規模を基準に含めた説を立てた。**White** の背斜説に基づき発見・開発された **Mannington** 油田について、**White** (1892) が、その詳細を記載している。

背斜説に基づく背斜トラップの探鉱は、形態的な地下地質構造を地図化する伝統的地質学の方法によることから、方法論的に分かり易く、一定の信頼性を以て、社会的に受け入れられてきた。層位トラップの油ガス田が偶発的に発見開発されてきたことと対照的である（松岡・本田，2014）。

背斜説の成立初期から、接触面の形成は、石油と地層水の非混和性、石油と地層水の密度差、浮力による石油の地層水中での上昇が形成原因であることも認識されていた（**Hunt**, 1861; **Andrews**, 1861; **White**, 1885 など）。このような石油天然ガス鉱床の探鉱・開発史の初期段階では、背斜説の成立とともに、接触面は重力の方向と垂直、すなわち水平であると考えられていた。水平にならないことは背斜説の否定材料となった。特に、油/水接触面が地質構造と単純な相対位置関係を取らないことが指摘された（**Woolsey**, 1906）。

傾斜接触面を持つ油ガス田は、1912 年の **Cushing** ガス油田での偶然の発見を嚆矢とする（**Buttram**, 1914; **Beal**, 1917; **Daly**, 1917; **Versluys**, 1932; **Hubbert**, 1953）。以後、陸域、海域の多数の油ガス田が傾斜接触面を持つことが知られてきている（AAPG,

1929; Lee and Payne, 1944; Hubbert, 1953, 1954, 1956, 1967; Russell, 1956, 1960; 林ら, 1996; Seggie, *et al.*, 2000, 2003; Dennis, 2000; Dennis, *et al.*, 2005; Lambert, *et al.*, 2003; Muggeridge and Mahmood, 2012)。特に北アメリカ大陸陸域での傾斜接触面を統一的に説明する理論として、Hubbert (1953) は動水力学的な石油トラップ機構の理論と実験結果を導入し、その議論は他の地域の同様な油ガス田も含めて、広く、現在まで受け入れられてきた。

#### 第 1-1-1-2 項 傾斜接触面を持つ構造封塞プロスペクトの創出

元来、傾斜接触面を持つ油ガス田は開発の結果、認識されてきたのであり、1980 年代後期以降のいくつかの事例を除き、意図的な探鉱対象としたわけではなく、偶然発見されてきたものである。例えば、アメリカ石油地質家協会 (Association of American Petroleum Geologists; 略称 AAPG) の機関発行書籍である特集号 “Structural styles of oil fields” (3 巻からなる。第 1・2 巻, 1929; 第 3 巻; 1948) には傾斜接触面を持つ油ガス田が多数記載されているが、Hubbert (1953) がその傾斜接触面の発達を指摘するまで、注目されてこなかった。また、静水理学的に傾斜接触面を考察した Russell (1951) の教科書中の論考は注目されなかった。Russell (1951; 2<sup>nd</sup> ed., 1960) の教科書での記述は例外的なものであるが、静水理学的な観点からの力学的不均衡を議論するものであり、その成否はともあれ、Hubbert (1953) における、動水勾配を考慮に入れている動水理学的議論とは区別されるべきものであろう。

接触面が傾斜していることに対して、油ガス田開発上の意義を認めるようになるのは、1917 年以降である (Beal, 1917; Daly, 1917)。1850 年代の近代石油探鉱の成立以来、約 60 年の時間を要した。150 年が経とうとする現在、古典的な類型である背斜構造プロスペクトは依然、石油探鉱対象の中心に位置するが、現段階での技術水準での掘削位置選定の容易な試掘対象としては、その残存試掘機会は数的に減少している。これに伴い、探鉱作業の場は、より探鉱・開発・生産作業の困難な領域 (例: インフラストラクチャーのない遠隔地 (北極海域など); 高温・高圧領域のプロスペクト (岩塩層下位のトラップなどの新規トラップ類型) へと移行している。このような所謂「成熟探鉱段階」に達した場においては、既往地域での探鉱対象として、既生産地域での探鉱機会を創出することが求められる。既生産地域での作業は比較的容易であり、インフラストラクチャーの存在から開発コスト、市場への輸送コストが相対的に低く、作業的・経済的に有利である。このために発見し易い探鉱プロスペクトの類型を意識的に拡大することが期待される。即ち、石油生産インフラストラクチャーが整った、商業生産の前提条件の整った地域での、地質工学的な定義が明瞭にできる新規プロスペクト類型を創出することが期待され、探鉱開発経済上の価値が高い。

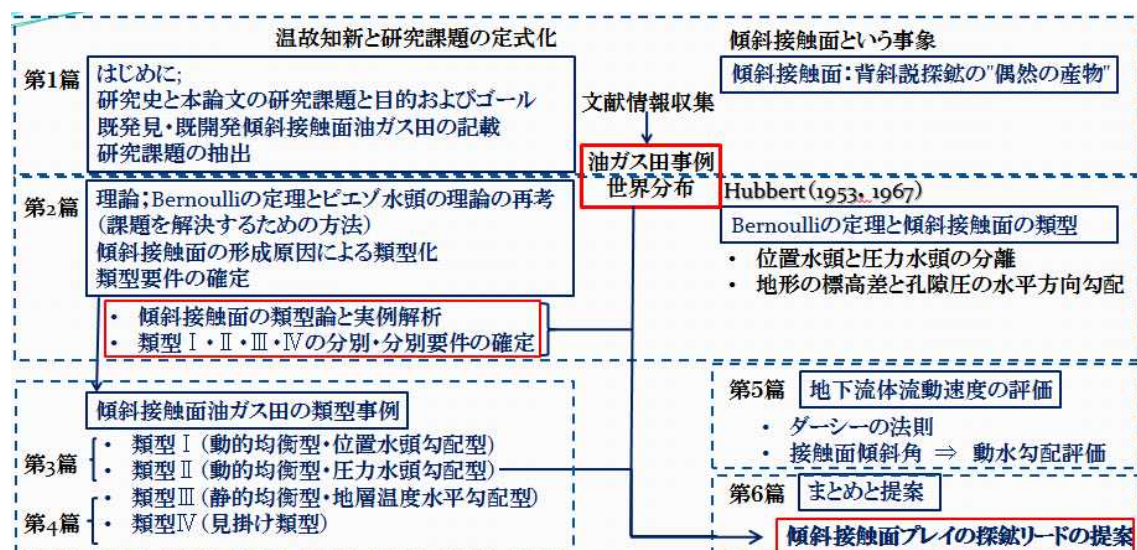
そのような新規プロスペクト類型の一つとして、傾斜接触面を持つと期待され、商業生産可能な規模の埋蔵量を期待できる鼻状背斜構造がある (多くの鼻状背斜構造は水平

面で閉塞しない。) 既往の試掘の結果、油ガス層の胚胎は確認したものの、水平接触面仮定の下ではその埋蔵量規模が商業生産には不足すると判断された背斜トラッププロスペクトのうち、そのプロスペクトが傾斜接触面を持てば、構造クロージャーが顕著に拡大する場合があるからである。実際、接触面が傾斜すると想定すれば、商業生産可能な規模の埋蔵量を期待できるプロスペクトを意識的に分別し、試掘対象とすることが1990年代後期に入り、進められた探鉱場がある(例: インドネシア東カリマンタン州マハカムデルタ地域(林ら, 1996; Lambert, *et al.*, 2003))。また、従前は傾斜接触面が認識されていなかった発見油ガス田での新たな認識による積極開発も行われた(例: 北海海域北部 Viking 地溝; Montrose 油田・Arbroath 油田(Crawford, *et al.*, 1991; Dennis, *et al.*, 2005))。

## 第1-2章 本研究の課題と目的及びゴール

本章では、第1-1章で記述した傾斜接触面を持つ油ガス田を認識・解析していく歴史を基礎として、本論文の構成全体を概観する。その概観については、特に、第2篇で記述する傾斜接触面の成因類型と本論文の構成との関係を示し、その成因に関する類型を認識することの探鉱・開発上の意義について述べる。表1-2-1-1に本論文の各篇の目的と各篇の論理展開の関係図を示す。

表 1-2-1-1. 本論文の各篇の目的と各篇の論理展開



### 第1-2-1節 課題と目的

本論文の課題は、第一に、接触面が傾斜した油ガス田の形成原因を水理学的に分析することにある。その基礎水理学理論は第2篇で傾斜接触面の傾斜原因に基づく類型として記述する。その分析においては、被圧地下水層の水理学の理論を基礎とし、マクロで

の水理学理論として Bernoulli の定理を用いる。Bernoulli の定理の方程式での水頭各項の全水頭への寄与の仕方を考察し、各項を地理学的、地質学的背景と対応させて、類型分類枠の設定を行う。接触面の傾斜原因を分析し、傾斜要因を入手可能なデータに対し適用可能な理論・条件を解明し、具体的に認識することが必要である。

第二に、実践的課題として、油ガス鉱床の探鉱局面については、傾斜接触面を持つ油ガス田の探査方法を作業可能な様式に記述し、作業指針として確立すること、探掘・開発局面においては、油ガスの分布と傾斜接触面の傾斜の関係を幾何学的に評価し、描出するための手法を提案することとしたい。この実践的課題の解決のためには、Hubbert (1940, 1953) が実行したような、メートル規模の装置で、地質年代に比して高々数十年程度の短い期間しか実行できない水路実験は回避し、自然環境下の油ガス田からの水理学情報・データに対し、被圧地下水層の水理学理論を適用して、傾斜原因を解析する必要がある。言うなれば、自然の油ガス田を、自然が行った実験の測定装置・観察装置と看做し、現在での生産開始前の油ガス田は、その装置による実験結果であると考えたい。

理解された傾斜接触面の成因論を基礎に、探鉱対象となるべき探鉱リードを一つ、第 6 篇第 6-2 章において定義して、応用上の事例としたい。

#### 第 1-2-2 節 ゴール

本論文のゴールとして、以下を設定した。

- ① 傾斜接触面形成原因の分析とその原因に基づく類型化基準を明示すること、
- ② 各類型における石油のトラップ機構を明示すること、
- ③ 地層流体流動（被圧地下水浸透流）の生じ得る類型について、ダーシーの法則に基づく地層流体流動の平均流速の推定法を得ること、
- ④ 傾斜接触面を期待するプロスペクトの具体的提案；

これらの 4 項目を設定することの 4 点をゴールとする。第 3 篇において、その平均流速推定を用いて、異常高圧層の地層流体の流動と異常高圧層の解消時間を推定することを副次主題とする。

- ⑤ 付随的ではあるが、地下流体流動の率（速度）に関し、あるガス田を事例に定量的評価を行う。
- ⑥ 傾斜接触面型の来たスマトラ沖の探鉱リードを提案する。

#### 第 1-3 章 第 1 篇のまとめと本論文の構成

本篇では、傾斜接触面の発見史、研究史について概説し、本論文の課題・目的とゴールについて記した。石油探鉱での実践的な指針を与えた。

従来、地形的位置、Hubbert (1953) の動水力学的な理論付けのみに漠然と依拠してきた油ガス田での傾斜接触面の形成機構について、Hubbert (1953, 1967) に倣い、

Bernoulli の定理から出発して動水力学的な基準を定立し、類型化を図った。その際、Hubbert (1953, 1967) では、無視された位置水頭と圧力水頭の区別の持つ地質学的な意義を与え、接触面の傾斜原因とその石油鉱床を取り囲む地理的・地質的環境条件との対応付けを行った。傾斜接触面の客観的な定義・成立条件を明確に書き下すことにより、傾斜接触面型の背斜トラップを積極的に探鉱する基準が与えられよう。石油探査での傾斜接触面トラップ類型の成否の判定基準だけではなく、ピエゾ水頭の関わる石油鉱床の探査・開発事業一般におけるピエゾ水頭面の傾斜の有無の判定基準を提案し、探鉱応用事例を示すことも本論の目的である。

以下に第 2 編以降の各篇の内容を概観しておく。

第 2 篇では、傾斜接触面形成機構を説明する水理学の基礎を記述し、接触面の傾斜機構を Bernoulli の定理の各水頭に対応する傾斜原因を基礎とした接触面形成の類型化を行う。第 3 篇以降の各篇での議論の筋立てをその類型に従って明確にする。

第 3 篇では、動的均衡型の中の 2 類型の事例をなる油ガス田を「それぞれ一つずつ、記述する。位置水頭に関する類型Ⅰ，圧力水頭に関する類型Ⅱが対象となる。

第 4 章では、静的均衡型の内、圧力水頭が地層密度の水平方向の変化によって勾配を持つ場合の事例(類型Ⅲ)と見掛け傾斜接触面（類型Ⅳ）について記述する。

第 5 篇では地下地層流体のりゅうどうそくどについて議論する。

第 6 篇においては、本研究で得られた知見をまとめ、その地検の具体的な応用例として北スマトラ沖での探鉱リードについて説明し、結論とする。

## 第2篇 油ガス田を制御する水理学

本篇の主目的は、第3篇と第4篇での傾斜接触面の事例を記載するための水理学的な解析の基礎と表現用語を与えることである。

### 第2-1章 理論

本章の目的は、本論文全体で扱う油ガス田における傾斜接触面に関する基礎的かつ初等的な水理学理論について再検討し、地質学的、地形学的な油ガス田の背景と、その理論との関係を議論し、傾斜接触面を持つ油ガス田の探鉱作業における、対象地域・領域選択基準となる類型論を提案することにある。

#### 第2-1-1節 接触面を傾斜させる外力について

##### 第2-1-1-1項 全水頭と動水勾配に関連する等式

均質な油ガス、水が地下の孔隙空間を占める場合には、ピエゾ水頭面（≒全水頭面）が水平でないと、動水勾配が生じ、透水層中には流体流動が生じる。この動水勾配によって、どのように接触面が傾斜するであろうか。Hubbert (1953) は、モデル実験を行い、流体流動に伴って、油田モデルの接触面が傾斜することを示し、動水力学的環境を、地形の標高差による透水層の全水頭面の水平からの傾斜、その傾斜によって生じる油滴あるいはガス滴に掛かる力の水平方向の成分が接触面の傾斜原因であると理論付けた。

また、不均質な地層水（例：密度の水平方向に変化がある場合など）が地下の孔隙空間を占める場合には、地下水理学的にはどのようなことが生じるであろうか。

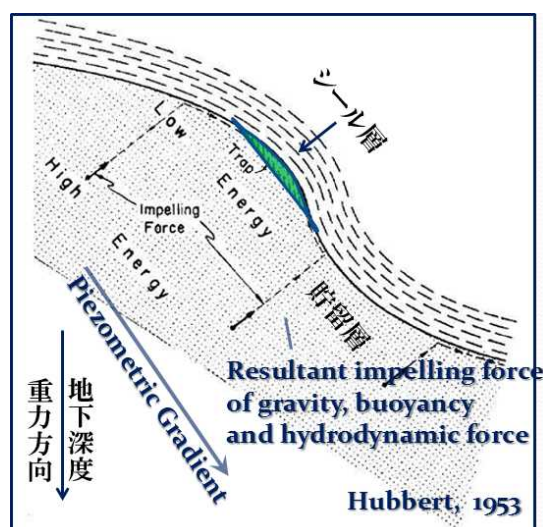


図 2-1-1-1. 油ガス田の水飽和層での油滴・ガス滴の挙動 (Hubbert, 1953)。地層水飽和環境に分散する油滴が、エネルギー状態の高い側から低い側に移動する場合、浸透性の低下による障害物（シール層）によって、トラップが形成され、シール層と貯留層の形状、重力の方向との関係によっては、石油の集積が形成されうる。油滴・ガス滴は、このような水理学的環境では、反重力方向ではなく、外力との力学的均衡を保持する常緑の方向から外れた上位方向に移動する。



1) 油滴またはガス滴と重力、浮力、外力の合力の関係

ガス田の貯留層での水理学を、図 2-1-1-1-2 に貯留層での質点力学で示す。図 2-1-1-1-2 は、密度が水より小さい油滴・ガス滴に作用する力に関して、静水理学的環境（重力のみ作用する環境）と動水理学的環境（重力とほかの外力も作用する環境）の水理学的ポテンシャル面の差異を示す。

動水理学的環境では、全水頭面が傾斜しており、その効果としての動水勾配が生じることによって水平方向の成分を持つ力が液滴に作用する。浮力は原油と天然ガスでは、密度差によって、その大きさが異なるため、液滴に作用する力の方向が異なる。ガスの場合はより鉛直に近くなる。この効果として、天然ガスと地層水の接触面の傾斜角と原油と地層水の接触面の傾斜角は異なり、ガスの場合の方が、密度がより小さいため、傾斜角が小さくなる。静水理学環境の場合と動水理学環境の場合で、水滴・油滴・ガス滴に作用する力の水理学的な均衡について考える。要素は重力、浮力と動水勾配（ $-\nabla P$ ）による力である。添字  $w$  は水、 $p$  は石油、 $b$  は浮力を表す。静力学環境の場合での油ガス滴に作用する合力  $F_p (=F_w - F_b)$ ；重力と浮力の合力) については、 $F_b$  は全水頭面に垂直上方向に働く力で、 $F_w = \rho_w \cdot g$  は単位体積当たりの液滴に対して働く重力である。静水理学的環境では、液滴に作用する合力の方向は鉛直方向上方にのみ向かう。密度差による浮力の効果が大きい。

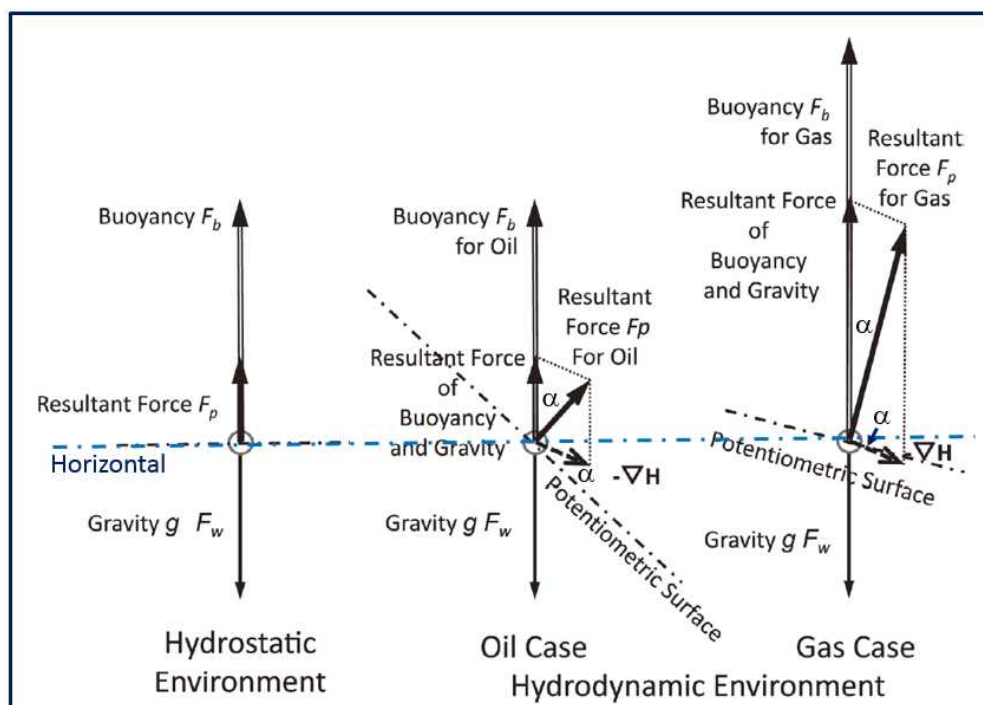


図 2-1-1-1-2. 油滴・ガス滴に作用する力の要素と合力  $F_p$  のモデル。重力  $F_g$ 、浮力  $F_b$ 、動水勾配  $-\nabla H$  に拠る力静水理学的均衡の場合（左）。動水理学的均衡にある場合の油滴に作用する力の要素と合力  $F_p$  の均衡（中）。動水理学的均衡にある場合のガス滴に作用する合力  $F_p$ （右）。動水理学的均衡の場合、合力  $F_p$  に直行方向に接触面が形成される。



地下での異常高圧領域と静水圧領域間の孔隙圧勾配を動水勾配とする場合は、北海で報告された事例がある (England, *et al.*, 1987; 本田, 2011)。盆央部でのジュラ系の異常高圧から東部と北部の白亜系と古第三系へ向かって孔隙圧伝播が生じた。この孔隙圧伝播は地層水の流動によって起こったとして流速が推定される。

## 2) 接触面傾斜角と動水勾配の関係

静水理学的環境では、全水頭の示す水理学的ポテンシャル ( $H$ ) の微分 ( $\nabla H$ )、そのポテンシャルによって生じる力を表す。

水層 (水飽和率=100%) については、その微分は、基準標高 (datum) からの高さ (または深さ) を  $z$  とすると、速度水頭は無視できるので、全水頭はピエゾ水頭のみで表現でき、

$$\nabla H = -\nabla P + \rho_w \cdot g \cdot \nabla z, \dots \dots \dots \text{式 (2-1-1-1-1)}$$

油ガス層と水層の接触面 (水と原油またはガスの界面) での毛管圧を考慮しても、毛管圧  $2\gamma \left(\frac{1}{r}\right)$  ( $\gamma$ : 界面張力;  $r$ : 界面の曲率半径) は透水層 (貯留層) の内部では、 $r$  は接触面がほぼ平面であることから、 $\frac{1}{r} \div 0$  であり、

$$\nabla H = \nabla \left\{ -P + \rho_w g \cdot z + 2\gamma \left(\frac{1}{r}\right) \right\} \approx -\nabla P + \rho_w g \cdot \nabla z$$

となる。

この結果、接触面は全水頭面の傾斜と同じ方向に水平面から同じ  $\alpha$  だけ傾斜する (図 2-1-1-1-2)。全水頭については流体種により密度が異なるため、地層にもっとも普遍的に存在し、密度が地下状態の変化に対し大きくは変化しないことを利用して、水 ( $\rho_w$ ) を基準にこの補正を行う。水以外の流体 (添字:  $l$  について、密度差の補正のために次式を適用する。

$$\rho_w \cdot \nabla H_w = (\rho_w - \rho_l) \cdot \nabla H_l \dots \dots \dots \text{式 (2-1-1-1-2)}$$

位置水頭は、静水圧に換算すると、

$$P_w = \rho_w g z,$$

また、水平方向の単位断面積当たりの流量 (流速)  $V_{w,x}$  は、ダーシーの法則から、 $K$  を透水係数として、

$$V_{w,x} = K \frac{\nabla H_w}{\nabla x} = K \cdot \frac{\rho_w - \rho_l}{\rho_w} \cdot \frac{\nabla H_l}{\nabla x}$$

となる。

接触面の水平面となす角  $\alpha$  (図 2-1-1-1-2 での  $\alpha$ ) は、幾何学的に

$$\tan \alpha = -\frac{\nabla H_w}{\nabla x} = -\frac{1}{K} \cdot \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_l} \cdot V_{w,x} \dots \dots \dots \text{式 (2-1-1-1-3)}$$

となる。この式から、流速と傾斜角に量的関係があることが分かる。また、この関係

式から、 $\Delta H_w$ が0でない場合、動水勾配と対応する接触面の傾斜を生じ、その傾斜角度 $\alpha$ が流動（流速 $=V_{w,x} \neq 0$ ）を生じさせていることが分かる。地層水密度が、 $1 \text{ (g/cc} = 10^3 \text{ kg/m}^3)$  から大きくは変化しないことを考慮すると、式(2-1-1-1-3)は、石油{原油あるいは天ガス}の密度と動水勾配が、主な傾斜角の決定因子であることも示している。

## 第 2-1-2 節 傾斜接触面の成因論的類型

本項では Hubbert (1953) に倣い、Bernoulli の定理 (Bernoulli's Theorem) を理論の出発点にして、動水力学的理論を見直し、その理論に基づいて、傾斜接触面を持つ油ガス田の類型化を図る。また、代表的な各類型の事例記載を行う。すなわち、接触面の傾斜形成の原因に基づく類型化基準をし、類型化を可能にする。これにより明確な類型論を立てることによって、具体的な評価作業において各類型のプロスペクトの意識的な抽出が可能となり、商業生産規模の石油鉱床の探査における実行可能な手段を与えることとなる。

また、類型化基準を探鉱プロスペクトの探査評価基準として、探鉱での実践に供し得る地域選出形式を与える。その基準の適用において、第3篇での①Cushing ガス油田（アメリカ合衆国オクラホマ州）、②インドネシア東カリマンタン州マハカムデルタ地域の Peciko ガス/コンデンセート田、③Greater Sunrise ガス/コンデンセート田（オーストラリア北部準州沖）の3事例について詳述する。

もっとも簡明な Bernoulli の定理は、非圧縮性の、非粘性完全流体の定常流について、ある位置でのエネルギーの等価量として表される水頭により、各水頭の総和が一定となることを表わし、エネルギー保存則を表すものである（以後、この型の Bernoulli の定理を単に Bernoulli の定理と呼ぶ）（日野，1983；禰津・富永，1999）。すなわち、ある流線上のすべての点で、全水頭（あるいは単に水頭；total head または hydraulic head;  $H$ ）は流速（ $v$ ）、位置水頭（ $z$ ）、その地点での圧力（ $P$ ）によって、

$$g\rho H = \frac{\rho v^2}{2} + \rho g z + P = \text{const.}$$

と表現できる。 $g$ は重力加速度である。言い換えると、Bernoulli の定理は、全水頭（ $H$ ）が、順に、流体の流動に関わる速度水頭（velocity head）、基準面からの流体の高さに関わる位置水頭（potential head）、流体の圧力に関わる圧力水頭（pressure head）の和であり、一定であるとする物理法則である。エネルギー保存則から直接帰結される法則である。粘性流体の場合には、速度水頭の顕著な変化のほかに、新たに摩擦損失水頭（friction loss head）が現れる。これらの2項については、流動の速度が十分遅い場合には、他の水頭との比較において、無視できる程度にしかない。したがって、地下の地層水の関わる流動現象においても、Hubbert (1953) が速度水頭を無視し、ピエゾ水頭（ $H_p$  : piezometric head; 位置水頭（ $z$ ）と圧力水頭（ $\frac{P}{\rho g}$ ）の和）のみを考察の出発点としたことは合理的である。全水頭（ $H$ ）は

$$H = \frac{v^2}{2g} + z + \frac{P}{\rho g}$$

であるから、流体流動の流動が十分遅い場合は（ $v$ が小さい；速度水頭（ $\frac{v^2}{2g}$ ）の評価値が他の項に比して無視できる程度の大きさであれば）、これを省略して、

$$H \approx H_p = z + \frac{P}{\rho g} \dots \dots \dots \text{式 (2-1-1-2-1)}$$

と書ける。接触面はこの近似全水頭のなす曲面の傾斜に制御され、その曲面の傾斜が接触面の傾斜を決定する。したがって、水平距離と深さの 2 次元地質断面図を想定し、距離  $x$  に関する 1 次元モデルを考える場合、その曲面の傾斜は  $H$  を距離  $x$  で微分し、

$$\frac{\partial H}{\partial x} \approx \frac{\partial H_p}{\partial x} = \frac{\partial z}{\partial x} + \frac{1}{g} \left( \frac{1}{\rho} \frac{\partial P}{\partial x} - \frac{P}{\rho^2} \frac{\partial \rho}{\partial x} \right) = \frac{\partial z}{\partial x} + \frac{1}{g\rho} \left( \frac{\partial P}{\partial x} - \frac{P}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial x} \right) \dots \text{式 (2-1-1-2-2)}$$

となる。

Hubbert (1953, 1967) が依拠した式 (2-1-1-2-1) の示すピエゾ水頭勾配ではなく、水頭勾配の構成要素をすべて含む式 (2-1-1-2-2) を基礎に置くことで、より変化に富んだ接触面傾斜原因が把握しやすくなる。接触面形成原因を基礎に接触面類型を認識する際にその効果が明らかになる。Hubbert (1953, 1967) は陸上（特に山麓と山麓平原）の油ガス田のみを視野に置いたため、式 (2-1-1-2-1) によるピエゾ水頭勾配（実際は、位置水頭のみが寄与する）の考察のみで十分な議論だが可能であった。海洋堆積盆など、堆積盆全体が閉塞状態にある場合は式 (2-1-1-2-2) による水頭構成要素の細分をした考察が必要となる。

## 第 2-2 章 傾斜接触面の類型論

本節では、前節の議論に従い、傾斜接触面をその起因の基づき類型分別する。地殻上部（地表面を基準にして深度 10km まで）においては、重力加速度はほぼ一定としてよいから、ピエゾ水頭  $H_p$ （ $\approx$ 全水頭  $H$ ）の傾斜（ $\frac{\partial H}{\partial x}$ ）を変化させる要因は、位置水頭

（ $z$ ）と圧力水頭の  $\rho$ （地層水密度）と  $P$ （孔隙圧）の水平変化の 3 要素である。接触面はピエゾ水頭の成す面に沿うから、接触面はピエゾ水頭の成す面の傾斜に従うことになる。したがって、接触面傾斜の成因論的な類型は、この 3 つのパラメーターの変化によると考え、類型分けは、以下の表 2-1-2-1 のようになる。

### 第 2-2-1 項 傾斜接触面類型とその事例

ここでは、接触面を持つ油ガス田を、①水理学に静的均衡にない類型（動的均衡型）と②水理学的均衡にある類型（静的均衡型）に分ける。動的均衡型と静的均衡型は、油ガス田の任意の 2 点での適切に選択された基準面でのガス層＋油層＋水層の背柱圧が均衡するか否かによる。均衡しない場合、動水勾配が存在し、動的である。均衡すれば、動水勾配はなく、静的である。一般に、地下水が流動する以上、考慮すべき地下の透水層は静的均衡にない。しかし、その流動は極めて遅いため、人間が感知するこ

とは、長期観測や特殊な装置を要し、困難である。動水勾配は会っても、流動が道目  
 難い場合を準均衡状態にあると考えておくこととする。動的均衡型は前述したとおり、  
 主として位置水頭水平勾配  $\frac{\partial z}{\partial x}$  により制御される類型Ⅰと、主として圧力水頭水平勾

配  $\frac{1}{g\rho} \left( \frac{\partial P}{\partial x} - \frac{P}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial x} \right)$  により制御される類型Ⅱに分けうる。さらに、圧力水頭勾配が支配  
 的な場合、地層流体密度勾配が支配的な場合に分けうる。理論的には、沿岸域での潮  
 汐変動に伴う Ghyben-Herzberg 前線の周期的変動と関連するものも想定できるが、  
 現在まで油ガス田接触面に影響を与えた事例の報告は認められない。静的均衡型につ  
 いては、水平接触面類型についてはここでは議論しない。この類型は従前、ほとんどの  
 油ガス田がこの類型と思われてきたが、現実には典型的な油ガス田も、開発が進み、  
 油ガス田の地質状況の把握が進むと、傾斜接触面が認識されることもしばしばである。  
 北海での、Piper 油田、Forties 油田も傾斜折衝面を持つことが開発後、判明した。

表 2-2-1-1 には、該当類型の事例となる油ガス田名を示した。事例が見当たらない  
 ものには N/A (Not Applicable) としたが、未発見であるだけの可能性は残る。例え  
 ば、インドネシア、北スマトラの Arun ガス田の接触面は西に向かって傾斜している  
 と記載されている(図 2-1-2-1-1; Johnson and Abdullah, 1991) が、貯留層をなす  
 Arun 礁成石灰岩層の基底の形状と接触面の層位関係、西縁部での接触面の認定など疑  
 問点が残っており、圧力水頭型-孔隙圧水平勾配型に属していると認定するにはデータ  
 が不足であった(Mobil 社(担当者だったAbdullah 氏(現 PETRONAS-CARIGARI))  
 に直接個人交信で訊いたところ、その点は「検討未了であり、原データは公開できな  
 い」との返答があった)。

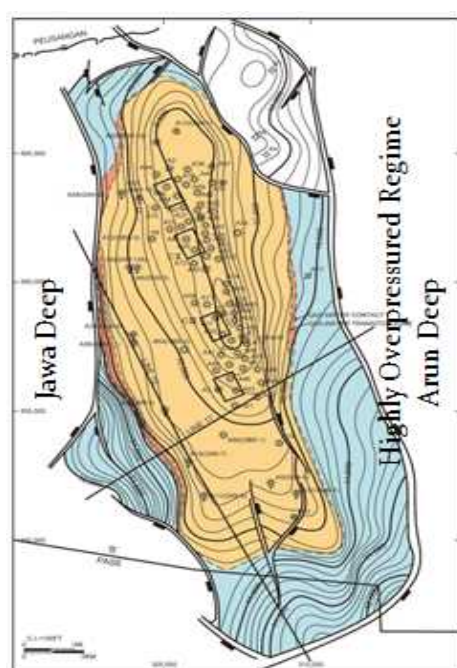


図 2-2-1-1 . 北スマトラ陸上 Lohksumawe 南東の Arun ガス田。橙  
 色部分がガス集積部である(地図の上方が北側になる)。石灰岩層の孔隙分  
 布の非均質性と異常高圧の分布から、  
 このガス田の接触面は、履き古した草  
 履のような反った歪な形状を示す。接  
 触面は総じて北に、また西に沈降傾斜  
 している (Jordan and Abdullah,  
 1991)。北端部は泥化しており、その  
 ために見掛け上接触面が上昇してい  
 る。

上記の類型論は、表 2-1-2-1 に傾斜要因と類型との対応を付けて示した。複合型の類型もありうるが、その傾斜要因の解析結果による判断に依拠することとなろう。

表 2-1-2-1. 接触面傾斜の主因となる水頭構成パラメーターの水平変化(公差)による傾斜接触面の類型。

| 水理学的均衡<br>の<br>制御要因    | 位置水頭勾配型                                                                                                                | 圧力水頭勾配型（温泉関連は除く）                                                       |                                                                                                                                                 |
|------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
|                        | 基準面からの水頭の<br>地域公差<br>$\left(\frac{\nabla z}{\nabla x}\right)$                                                          | 孔隙圧の<br>地域公差<br>$\left(\frac{\nabla P}{\nabla x}\right)$               | 地層水密度の<br>地域公差<br>$\left(\frac{\nabla \rho}{\nabla x}\right)$                                                                                   |
| 動的均衡型                  | <b>類型Ⅰ</b><br>(動水勾配 $\neq 0$ )<br>地下水涵養地と遊水池の<br>標高差<br>(Cushing ガス油田など；<br>アメリカ合衆国中央平原の<br>油ガス田群，その他)                 | <b>類型Ⅱ</b><br>異常高圧層・静水<br>圧層の水平段階<br>変化<br>(Peciko ガス田；<br>Arboath 油田) | N/A<br>沿岸地域での淡水領域と<br>海水領域の境界の<br>潮汐変動による変動<br>(Ghyben-Herzberg 前<br>線<br>の変動)                                                                  |
| 静的均衡型<br>あるいは<br>準静的均衡 | 一般的な水平類型<br>(動水勾配 $\approx 0$ )<br>(通常多くの油ガス田；<br>ここでは議論対象としない。)                                                       | N/A                                                                    | <b>類型Ⅲ</b><br>地層温度の水平変化に<br>伴う水平変化あり。温度<br>による水密度の差異によ<br>って，水柱の背圧に差異<br>が生じるため，地下温度<br>環境に水平勾配があれば，導水勾配が生じるこ<br>とによる。<br>(Greater Sunrise ガス田) |
| 見掛け傾斜型                 | <b>類型Ⅳ</b><br>貯留層の岩石のセメント作用などによる接触面の見掛け上の固定と<br>構造運動などによる油ガス田構造の傾動，あるいは傾動を伴う階段状断層塊<br>(compartment) 区分化による機序) によるものなど。 |                                                                        |                                                                                                                                                 |

(N/A : Not Applicab

### 第 2-3 章 公刊文献に記載された傾斜接触面を持つ油ガス田事例

表 2-1-3-1 に現在までに公表された傾斜接触面をもつ油ガス田のリストを示す。図 2-1-3-1 はその接触面を持つ油ガス田の世界分布を示す。南米では 1990 年代から傾斜接触面を持つ油ガス田が複数，確認されてきている。

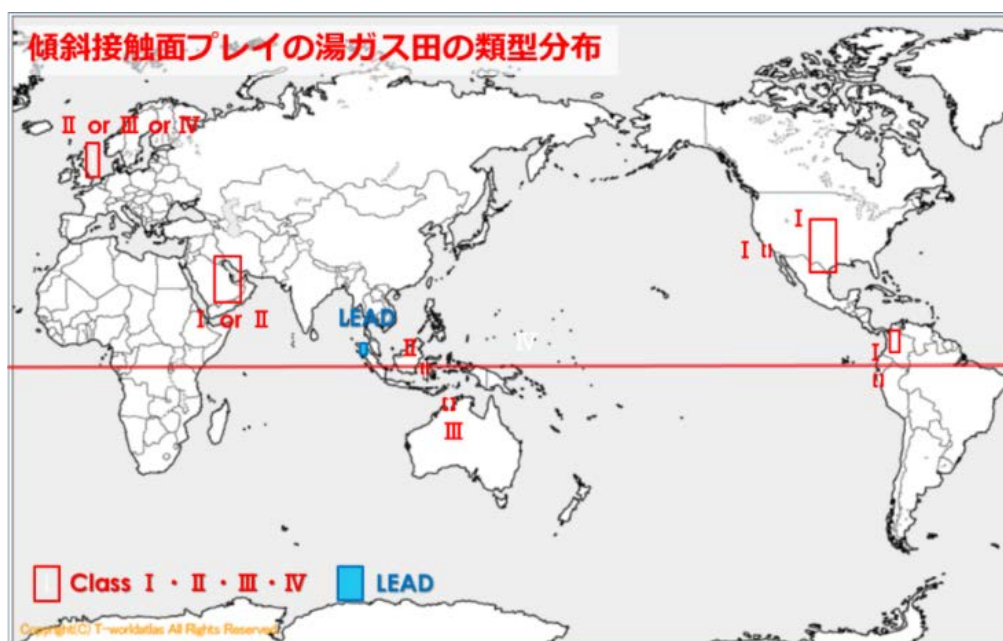


図 2-1-3-1. 接触面を持つ油ガス田の世界分布.

表 2-1-3-1 に、接触面の傾斜角が確定できた事例の数について、類型別に整理して示す。事例数は少ないが、それぞれの類型の事例数は、傾斜接触面の発達する領域（山地、山地の隣接平地、広い平野部、異常高圧領域の発達する海域など）の頻度とその探鉱場の探鉱作業の進展度との重ね合わせによる結果であろう。類型 I が多いのはその理由付けを正当化すると考える。傾斜角の大きさは類型 I と II は  $1^\circ$  程度を平均とする。類型 III はそれに比して、極めて小さい。接触面傾斜原因の差異の反映であろう。

表 2-3-1. 類型別事例数と傾斜角

| 類型                                            | 事例数              | 傾斜角の幅 ( $^\circ$ ) | 相加平均値 ( $^\circ$ ) |
|-----------------------------------------------|------------------|--------------------|--------------------|
| I                                             | 41               | 0.1—10.7           | 1.33 (1.06)        |
| II                                            | 8                | 0.19—1.78          | 0.935              |
| III                                           | 1                | 0.03               | 0.03               |
| 類型 I の傾斜角の相加平均値の ( ) 内の数値は、Maracaibo 事例を除いたもの |                  |                    |                    |
| 最大傾斜事例                                        | 類型 I (Maracaibo) | 10.7 ( $^\circ$ )  |                    |

Cushing ガス油田発見以後、その接触面の顕著な傾斜について、原因の追究が行われた。Daly (1917) は、開水路での跳躍水 (jumping water) と比較、類推して、Cushing ガス油田の東側高所 (Ozark 高地・Ouchita 山地) と西側の高所 (Nemaha 隆起帯) から流動してくる地下水の Cushing 地域での合流による跳躍水が原因であるとした。これは被圧浸透流と自由水面を持つ開水路での水流の混同があり、全く無視された。

Versluys (1934) は貯留層の構成粒子の粒度が上方粗粒化傾向を示す場合、貯留層

が傾斜すると、毛管圧による見掛けの接触面の傾斜が生じるモデルを提案した（第 4 篇第 4-2 章で示す）。この提案は合理性を持つが、具体的な貯留層の堆積学的記載が欠けており、Cushing ガス油田の砂岩貯留層が、この提案の条件に合致するかは不明である。Cushing ガス油田地域の地質背景、砂岩の示す特性からは消極判断となろう。その後、Kansas 州の McLouth 油田の傾斜接触面の報告 (Lee and Payne, 1944), Russell (1951), Hubbert (1953), Russell (1956), Russell (1960) の形成原因の議論・事例報告があり、傾斜接触面は稀な現象ではないことが知られるようになった。Russell (1951) は傾斜接触面を位置水頭の変化によって静水理学的に説明し、Russell (1960) はアメリカ合衆国、中央平原・ロッキー山脈周辺の多数の事例をリストした。

Hubbert (1953) は Hubbert (1940) において簡略に記した動水力学的な貯留層での流体流動と水頭面の関係を詳細に分析し、傾斜接触面に応用した。事例を北アメリカ大陸から集め、ピエゾ水頭面の傾斜（動水勾配）と傾斜接触面の傾斜角を結び付け、傾斜接触面の形成機構を論じた。以後、この Hubbert の動水力学的機構は傾斜接触面の基礎理論として広く受け入れられてきた。Russell (1956, 1960) は Cushing ガス油田を含むアメリカ合衆国での傾斜接触面を示すリストを提示した。Russell のリストを含めて、その後、確認された傾斜接触面を持つ油ガス田をリストし、表 2-1-3-1 にまとめて示した。特に、沿岸地域・海域での接触面を持つ油ガス田は、接触面傾斜原因を解析する上で、鍵となる事例となった。デルタ地域の Peciko ガス/コンデンセート田 (1991 年発見 ; 林ら, 1996 ; Lambert, *et al.*, 2003; 本田, 2011b, Honda, *et al.*, 2011; 本田, 2013), 北海北部ヴァイキング堆積盆での Arbroath・Montrose 油田など (Crawford, *et al.*, 1991; Dennis, *et al.*, 2005)) はその事例である。北海の事例も、発見時には傾斜接触面であることは気付かれず、開発後、油ガス田の総括評価においてその傾斜現象が認識されてきたものである。

Greater Sunrise ガス/コンデンセート田 (Newell, 1999; Seggie, *et al.*, 2003) は、既往の記述では、近傍の構造下位から流入してくる地層流体の流動によって接触面の傾斜が生じるとするが、本論に示す解析の結果では、静的均衡にある類型Ⅲの圧力水頭型（地層水密度水平変化型）の希少事例であると提案したい。この事例の解析については、第 3 篇で詳述する。

表 2-1-3-1 に確認できた傾斜接触面プレイの油ガス田をリストして示した (Russell, (1956), Dennis(2000)のほか、様々な機会での業務上のデータ閲覧などで得た情報を整理し、類型等を示した)。

表 2-1-3-2. (1) 傾斜接触面を持つ油ガス田のリスト (次の 2 ページ掲載)

表 2-3-2. (1) 傾斜接触面を持つ油ガス田のリスト



| #  | Name of field              | Location                                   | Dip of contact |        |        | Nature of contact    | Class of contact | Authority                                  |
|----|----------------------------|--------------------------------------------|----------------|--------|--------|----------------------|------------------|--------------------------------------------|
|    |                            |                                            | (ft/mile)      | (m/km) | degree |                      |                  |                                            |
| 1  | McLouth                    | Lefferson and Leavenworth Counties, Kansas | 18             | 3.4    | 0.20   | Gas/oil              | I                | Lee and Payne (1944)                       |
| 2  | Edwards                    | Ellsworth, Kansas                          |                |        |        | Oil/water            | I                | Clark, Arnett and Royds (1948)             |
| 3  | Ash Creek                  | Pawnee and Barton Counties, Kansas         |                |        |        | Oil/water            | I                | Walkers (1958)                             |
| 4  | Cushing                    | Creek County, Oklahoma                     | 100            | 18.9   | 1.09   | Oil/water, Gas/water | I                | Beal (1917), Hubbert (1953)                |
| 5  | Graham                     | Cartier County, Oklahoma                   | 25             | 4.7    | 0.27   | Oil/water            | I                | Tomlinson (1935)                           |
| 6  | Powell                     | Navarro County, Texas                      |                |        |        | Oil/water            | I                | Lahee (1929 p.365); Hill and Sutton (1927) |
| 7  | Mexia                      | Limestone County, Texas                    |                |        |        | Oil/water            | I                | Lahee (1929 p.362-366)                     |
| 8  | Currie                     | Limestone County, Texas                    |                |        |        | Oil/water            | I                | Lahee (1929 p.362-366)                     |
| 9  | North Currie               | Freestone County, Texas                    |                |        |        | Oil/water            | I                | Lahee (1929 p.362-366)                     |
| 10 | Richard                    | Navarro County, Texas                      |                |        |        | Oil/water            | I                | Lahee (1929 p.362-366)                     |
| 11 | Wortham                    | Navarro County, Texas                      |                |        |        | Oil/water            | I                | Lahee (1929 p.362-366)                     |
| 12 | Wasson                     | Yoakum County, Texas                       |                |        |        | Oil/water            | I                | Schneider (1943)                           |
| 13 | Seminole                   | Gaines County, Texas                       | 30 ~           | 5.7 ~  | 0.33 ~ | Oil/water            | I                | Russell (1956)                             |
| 14 | Slaughter                  | Hodley County, Texas                       | 15 ~           | 2.8 ~  | 0.16 ~ | Oil/water, Gas/water | I                | Russell (1956)                             |
| 15 | Wheat                      | Loving County, Texas                       | 13             | 2.5    | 0.14   | Oil/water            | I                | Russell (1956)                             |
| 16 | Welch                      | Dason County, Texas                        | 30             | 5.7    | 0.33   | Oil/water            | I                | Russell (1956)                             |
| 17 | Cedar Lake                 | Gaines County, Texas                       | 17             | 3.2    | 0.18   | Oil/water            | I                | Russell (1956)                             |
| 18 | Jameson                    | Coke County, Texas                         | *              |        |        | Oil/water            | I                | Russell (1956)                             |
| 19 | White Flat                 | Nolan County, Texas                        | 30             | 5.7    | 0.33   | Oil/water            | I                | Russell (1956)                             |
| 20 | Dismoor                    | Atascosa County, Texas                     |                |        |        | Oil/water, Fresh     | I                | Russell (1956)                             |
| 21 | Fashing                    | Atascosa County, Texas                     | 40             | 7.6    | 0.43   | Oil/water, Fresh     | I                | Russell (1956)                             |
| 22 | Imogene, E. and SE.        | Atascosa County, Texas                     | 50             | 9.5    |        | Oil/water, Fresh     | I                | Russell (1956)                             |
| 23 | Jourdanton                 | Atascosa County, Texas                     |                | 0.0    |        | Oil/water, Fresh     | I                | Russell (1956)                             |
| 24 | LaParita                   | Atascosa County, Texas                     | 50             | 9.5    |        | Oil/water, Fresh     | I                | Russell (1956)                             |
| 25 | Plessanton                 | Atascosa County, Texas                     |                |        |        | Oil/water, Fresh     | I                | Russell (1956)                             |
| 26 | Arnim and Arnim, W.        | Fayette County, Texas                      | 100            | 18.9   |        | Oil/water, Fresh     | I                | Russell (1956)                             |
| 27 | Muldoon                    | Fayette County, Texas                      | 100            | 18.9   | 75.8   | Oil/water, Fresh     | I                | Russell (1956); Ryman (1954)               |
| 28 | Big Foot                   | Frio County, Texas                         | 75             | 14.2   | 0.81   | Oil/water            | I                | Russell (1956)                             |
| 29 | Blucher                    | Jim Wells County, Texas                    | 9              | 1.7    | 0.10   | Oil/water            | I                | Russell (1956)                             |
| 30 | Falls City                 | Karnes County, Texas                       | 10             | 1.9    | 0.11   | Oil/water            | I                | Russell (1956)                             |
| 31 | Hobson                     | Karnes County, Texas                       | 25             | 4.7    | 0.27   | Oil/water            | I                | Russell (1956)                             |
| 32 | Hysaw                      | Karnes County, Texas                       | 25             | 4.7    | 0.27   | Oil/water            | I                | Russell (1956)                             |
| 33 | Willcox                    | Gulf of Mexico, USA                        |                | 3.0    | 0.17   | Oil/water            | I                | Hubbert (1953)                             |
| 34 | San Andro                  | California                                 | 36             | 6.8    | 0.39   | Oil/water            | I                | Russell (1956)                             |
| 35 | Kettleman Hills, North Dom | California                                 | 84             | 15.9   | 0.91   | Oil/water            | I                | Gussaw (1955, p.548)                       |



表 2-3-2. (2) 傾斜接触面を持つ油ガス田のリスト

| #  | Name of field   | Location                               | Dip of contact |        |        | Nature of contact    | Class of contact | Authority                                                        |
|----|-----------------|----------------------------------------|----------------|--------|--------|----------------------|------------------|------------------------------------------------------------------|
|    |                 |                                        | (ft/mile)      | (m/km) | degree |                      |                  |                                                                  |
| 36 | Colles Levee    | California                             | 200            | 37.9   | 2.17   | Oil/water            | I                | Davis (1952)                                                     |
| 37 | East Coalings   | California                             | 300            | 56.8   | 3.25   | Oil/water            | I                | Davis (1953)                                                     |
| 38 | Lander          | Wyoming                                |                |        |        | Oil/water            | I                | Oil and Gas Journal Aug 31, No. 17, p.87 (1953)                  |
| 39 | Salt Creek      | Wyoming                                |                |        |        | Oil/water            | I                | Beck (1929)                                                      |
| 40 | Lance Creek     | Wyoming                                | 60             | 11.4   | ~      | Gas/water, Oil/water | I                | Hubbert (1953, p.2073), Emery (1929, pp.609-610)                 |
| 41 | Rock Run        | Wyoming                                | 210            | 39.8   | 2.28   | Oil/water            | I                | Emery (1929)                                                     |
| 42 | Frannie         | Wyoming                                |                |        |        | Oil/water            | I                | Oil and Gas Journal Aug 31, p.82 (1954)                          |
| 43 | Mission Canyon  | North Dakota                           |                | 4.9    | 0.28   | Oil/water            | I                | Berg (1994)                                                      |
| 44 | Monterose       | North Viking Graben, UK                |                | 5.3    | 0.30   | Oil/water            | I                | Crawford, Littlefair and Affleck (1991)                          |
| 45 | Tin Fouye       | Algeria                                |                | 6.0    | 0.34   | Oil/water            | I                | Charell (1978)                                                   |
| 46 | Abroath         | North Viking Graben, UK                |                | 7.9    | 0.45   | Oil/water            | I                | Crawford, Littlefair and Affleck (1991)                          |
| 47 | Wayburn         | Saskatchewan, Canada                   |                | 9.9    | 0.57   | Oil/water            | I                |                                                                  |
| 48 | Hugoton         | Kansas                                 |                | 11.0   | 0.63   | Gas/water            | I                |                                                                  |
| 49 | Bisti           | New Mexico                             | 60             | 11.4   | 0.65   | Oil/water, Salt      | I                | Tomkins (1957)                                                   |
| 50 | Church-Hill     | Mississippi                            |                |        |        | Oil/water            | I                | Gulmon and Hansen (1954)                                         |
| 51 | Wilson Creek    | Rio-Blanco County, Colorado            | 50             | 9.5    | 0.54   | Oil/water            | I                | Ladd (1957)                                                      |
| 52 | Alida           | S. E. Saskatchewan                     | Sleep          |        |        | Oil/water            | I                | Vogt (1956)                                                      |
| 53 | Alida           | Saskatchewan                           | 18             | 3.4    | 0.20   | Oil/water            | I                | Bedky (1956)                                                     |
| 54 | Poplar          | Montana                                | 28             | 5.3    | 0.30   | Oil/water            | I                | Curtis, Strickland and Busby (1958)                              |
| 55 | Murphy Dome     | Hot Springs County, Wyoming            | 220            | 41.7   | 2.39   | Oil/water            | I                | Dunnington (1958)                                                |
| 56 | Quiraish        | Iraq                                   |                |        |        | Oil/water            | I                | Vogt (1957?)                                                     |
| 57 | Sirri           | Iran                                   |                | 12.0   | 0.69   | Oil/water            | II               | Pelissier (1980)                                                 |
| 58 | North Dome      | Qatar                                  |                | 3.4    | 0.19   | Oil/water            | II               | Wells (1987)                                                     |
| 59 | Arun            | North Sumatra, Indonesia               |                | 14.0   | 0.80   | Gas/water            | II               | Soeparjadi (1983), Jaordan & Mardahan (1992)                     |
| 60 | Kraka and Dan   | Denish Central Graben, Denmark         |                | 14.9   | 0.85   | Oil/water            | II               | Megson (1992), Thmsson and Jacobsen (1994)                       |
| 61 | Peclico         | Manakam, East Kalimantan, Indonesia    |                | 13.3   | 0.76   | Gas/water            | II               | Hayashi, et al., (1998), Honda, Kobayashi and Banjarnahor (2011) |
| 62 | Bell Creek      | Montana                                |                | 21.5   | 1.23   | Oil/water            | I                | Tsenn (1992)                                                     |
| 63 | Pozz Rica       | Mexico                                 |                | 27.0   | 1.55   | Oil/water            | II               | Hubbert (1997)                                                   |
| 64 | Pierce          | UK                                     |                | 87.0   | 4.97   | Oil/water            | I                | Denis, et al. (2000)                                             |
| 65 | Iagifu-Hedinia  | Papua New Guinea                       |                | 100.0  | 5.71   | Oil/water            | I                | Eisenberg, Langston and Flismoris (1994)                         |
| 66 | Saga Creek      | Wyoming                                |                | 150.0  | 8.53   | Oil/water            | I                | Towler Varma and Harris (1994)                                   |
| 67 | Maracalibo      | Venezuela                              |                | 189.0  | 10.7   | Oil/water            | I                | Hubbert (1966)                                                   |
| 68 | Cod             | Norway                                 |                | 31.0   | 1.78   | Oil/water            | II               | Denis, et al. (2000)                                             |
| 69 | Val Hall-Hod    | Norway                                 |                | 15.0   | 0.86   | Oil/water            | II               | Denis, et al. (2000)                                             |
| 70 | Greater Sunrise | Offshore Northern Territory, Australia |                | 0.50   | ~      | Gas/water            | III              | Honda and Nagura (2007), Honda (in prep.)                        |

## 第 2-4 章 第 2 篇のまとめ

第 2 篇では、第 1 篇で定式化した本論文の課題「傾斜接触面を持つ油ガス田を積極的に探鉱対象とするために必要な具体的探鉱手段を与える作業指針となる探鉱理念の確立」のために、Hubbert (1940, 1953, 1967) 動水理学的理論を改良し、海洋堆積盆においても適用可能な方法を与えることを試みた。その結果、Bernoulli の定理の各水頭の微分を基礎とした、傾斜原因の類型化を提案した。

油ガス田を含む、水理学的地質学的領域での水理学的な近郊の成否により、不均衡状態にある場合には、貯留層を構成する透水層を市はする動水勾配によって、油ガス田とその周辺で動的均衡が成立していると思倣す類型と、動水勾配がゼロか微小な場合には、静的均衡が成立しており、この場合でもなお接触面が傾斜することがある。このような類型分けを表 2-1-2-1 のような区分で提案した。

### 第3篇 動的均衡型傾斜接触面

第3篇第3-1章では、傾斜接触面について第2篇で示した傾斜接触面の水力学的類型に従い、動的均衡型類型ⅠとⅡに関し、その課題と目的およびゴールについて概説する。第3篇第3-2章第3-2-1節において類型Ⅰ（動的均衡型；位置水頭型）、また、第3-2-2節で、類型Ⅱ（動的均衡型；圧力水頭・孔隙圧水平変化型）の代表事例についてそれぞれ記述する。その他の類型の事例は第4篇で記述する。第3-3章で、第3篇全体の結論をまとめる。

#### 第3-1章 序論

##### 第3-1-1節 本篇の課題と目的およびゴール

本篇での目的は、第2篇で提示した傾斜接触面の成因類型Ⅰ・Ⅱの事例を示すことにある（表2-1-1）。

本編でのゴールは、各類型の事例を通して見える、傾斜接触面型プロスペクトの評価要素を整理し、評価作業に必要な各類型の実践的な判定基準を供することである。第2篇で展開した接触面の理論的類型論と事例を対応させ、各類型の世界的発見事例の分布、各類型の探鉱のための評価基準（特に、探鉱作業初期段階での基準）を整理し提示することにある。

##### 第3-1-2節 事例の個性と一般性

選出した事例は、明確な傾斜接触面が認識されるものであることを第一とし、その傾斜接触面形成原因が、確定できるものである。提示する各類型の事例は、その類型の典型であることよりも、発見・開発・生産の段階を経て、油ガス田の状況がより良く判明しているものであること、論文などに油ガス田について詳細な記載があるもの、その油ガス田全体および油ガス層に関する十分なデータが得られ、その解析が可能なものから選出した。類型Ⅰ（動的均衡型・位置水頭勾配型）はアメリカ合衆国、オクラホマ州中央台地の **Cushing** ガス油田、類型Ⅱ（動的均衡型・圧力水頭勾配型）はインドネシア、マハカムデルタ地域の **Peciko** ガス田、類型Ⅲ（静的均衡型・地層水温度水平勾配型）は、オーストラリア北部準州沖の **Greater Sunrise** ガス田を事例として採った。**Cushing** ガス油田では、天然ガス生産量が卓越し、原油生産量を凌ぐ。ガスコラムが顕著であり、比重差から原油コラムと差別的な分布を取るため、ガス層は背斜頂部近くに分布し、油層は西側に偏在する。**Peciko** ガス田では、北に向かって沈降する地塁台状の背斜構造を示し、ガス層には、その台の沈降に沿って北に深くなるガス/水接触面が発達する。顕著な異常高圧層がガス田の東側、南側に偏在し手発達する。ガス田の北側は準静水圧領域となっている。

#### 第3-2章 動的均衡型

##### 第3-2-1節 位置水頭勾配型（類型Ⅰ；地形標高差による位置水頭勾配形成）

動的均衡型の成立条は、動水勾配が評価対象領域内で恒等的に零でないことが肝要であり、地理的かつ地質学的背景条件としては、以下の3点である。まず、位置水頭勾配型（類型Ⅰ）成立事例を示す（図3-2-1-1）。

- ① 陸上の油ガス田であること（海洋環境では平均海面を基準として、位置水頭の変

動が小さく、動水勾配が安定していると考え得る；すなわち、標高の高い側で地下透水層が露出し、天水などの地下水層への涵養（recharge）が行われていることが水頭勾配を安定させる、動水勾配が評価対象領域内で恒等的に零でないことという判別条件は、検証可能な条件「堆積盆あるいは油ガス田内かその近傍の任意の異なる 2 点以上での全水頭高を比較し、有意な差を認められること」と同等である。

- ② 透水層（油ガス田の貯留層）を構成する地層単元が丘陵地、山地からその山麓域を越え、平原・低地下まで水理学的に連続し、全体で長期に亘る一つの水理学的系を成していること、
- ③ 標高が相対的に高い地域（丘陵地、山地）がその透水層の地下水の涵養地となっており、標高の低い地域（平原・低地）がその湧水地となっていることによって、透水層（石油貯留層）を地下水が加圧性の浸透流として流動していること（言い換えれば、透水層の孔隙圧が静水圧でありながら、標高差による動水勾配が 0 でないこと）。

地形高所部と低所部での透水層の露出と、その露出部の間の顕著な標高・深度差、シール層が広く透水層の下位の封塞があり透水層全体が加圧透水層を形成していることが必要条件となる。水理学的連続性の保証には、涵養地から湧水池までの途中に、顕著な断層などによる遮蔽が生じるような、透水層の切断がないことも必要である。この条件は、丘陵地・山岳地とそれに隣接する平原・平野の発達とその間を相変化はあっても水理学的に連続する地層が発達することである。以下で、Cushing ガス油田を事例として、地質設定記載と接触面の形成機構を解析し、この類型の特徴を見る。その傾斜接触面について考察する。

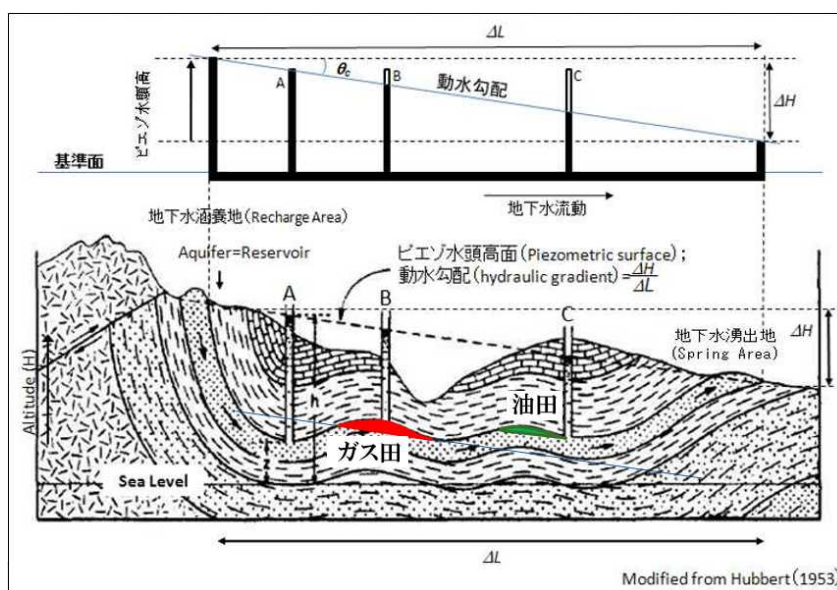


図 3-2-1-1. 位置水頭勾配型（類型 I）のモデル（Hubbert（1953）に加筆）。

### 第 3-2-2 節 Cushing 油田 (アメリカ合衆国, オクラホマ州, 中央台地; 1912 年発見)

Cushingガス油田はオクラホマ州の中央オクラホマ台地の中, Tulsaから西に約40kmの所にある (図3-2-2-1)。中央オクラホマ台地はペンシルヴァニア系の地層の分布する地域であり, 東にオザーク山塊, 南東にワシヤト山脈, 西にネマハ隆起帯の丘陵地に囲まれた半盆地状の平坦な地域 (平均標高約300m) である (図3-2-2-1)。この地形的な標高差による, 油ガス層準での水頭高差 (約500~600m) が, 基準面での背圧の不均衡を生じさせる原因であろう。Cushingガス油田の断面図 (図3-2-2-2; Beal, 1917) からは上位のLayton砂層とWheeler砂層の2層の接触面が東から西に向かって下るように傾斜しており, 下位のBartlesville砂層の接触面は水平のように示されているが, Hubbert(1953)は, 坑井情報に基づき傾斜していることは明白であると記述している。



図 3-2-2-1. Cushing ガス油田の位置。オクラホマ州, Tulsa の西約 40km の所。(Google Map 使用)

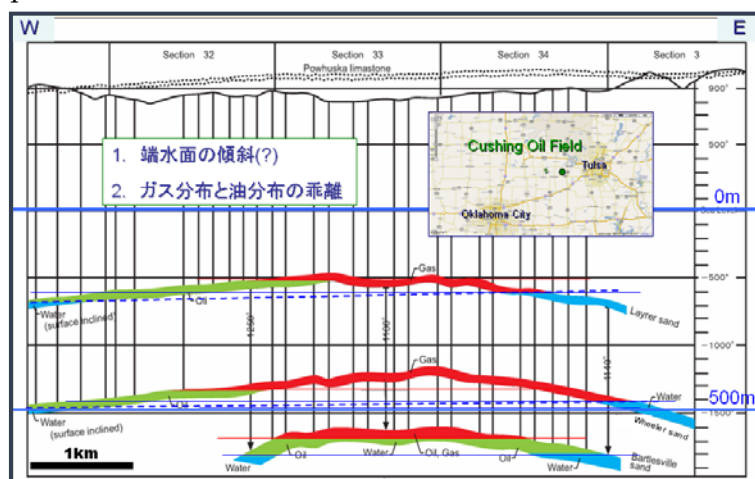


図 3-2-2-2. Cushing 油ガス田の東西地質断面図 (Beal, 1917 を改変)。油ガス層が 3 枚発達する。上位から, Pennsylvania 系の Layton 砂層, Wheeler 砂層, Mississippi 系の Bartlesville 砂層である。



Cushing ガス油田のある中央オクラホマ台地は表層・地下浅部に Pennsylvania 系の分布する地域であり，東に Ozark 山塊，南東に Ouachita 山脈，西に Nemaha 隆起帯の丘陵地に囲まれた半盆地状の地域である。油ガス層をなす Pennsylvania 系（上部石炭系）の Layton 砂層，Wheeler 砂層，Mississippi 系の Bartlesville 砂層は 3 層ともにガスキャップを伴い，原油比重が 0.89～0.82 の中軽質油を産出する（Buttram, 1914）。Cushing 油ガス田の集ガス油は，ストライクスリップ運動に伴うポップアップ変形で形成された半地塁状の構造トラップによる。オクラホマ州の主要油ガス田と同様な形成様式である（図 3-2-2-3; Weirich (1929) による）。図 3-2-2-3 左は Cushing 油ガス田のペンシルヴァニア系上限の構造図である。Cushing 油ガス田の最も特異な様相は，上位の 2 砂層貯留層では，接触面が顕著に西に向かって下り傾斜していること，集油，集ガスの分布が不均質で西側に原油の集積が偏在していることである（図 3-2-2-2）。東西両翼部での背柱圧が不均衡であり，東側の不足分を東側からの外力で補っていると考えられるしかない。第 3 層の Bartlesville 砂層では油水接触面は水平に近く，ガス油接触面はほぼ水平であるように表示されるが，Hubbert (1953) の記述では，上位の油層と同様に接触面は傾斜するとされている。理論からは，Bartlesville 砂層の接触面の傾斜角が上位の Layton 砂層，Wheeler 砂層のものより小さいとすれば，層 Bartlesville 層の透水係数が Layton 砂層，Wheeler 砂層の透水係数より小さいか，標高差による背柱圧による水頭勾配が小さい為であろう。

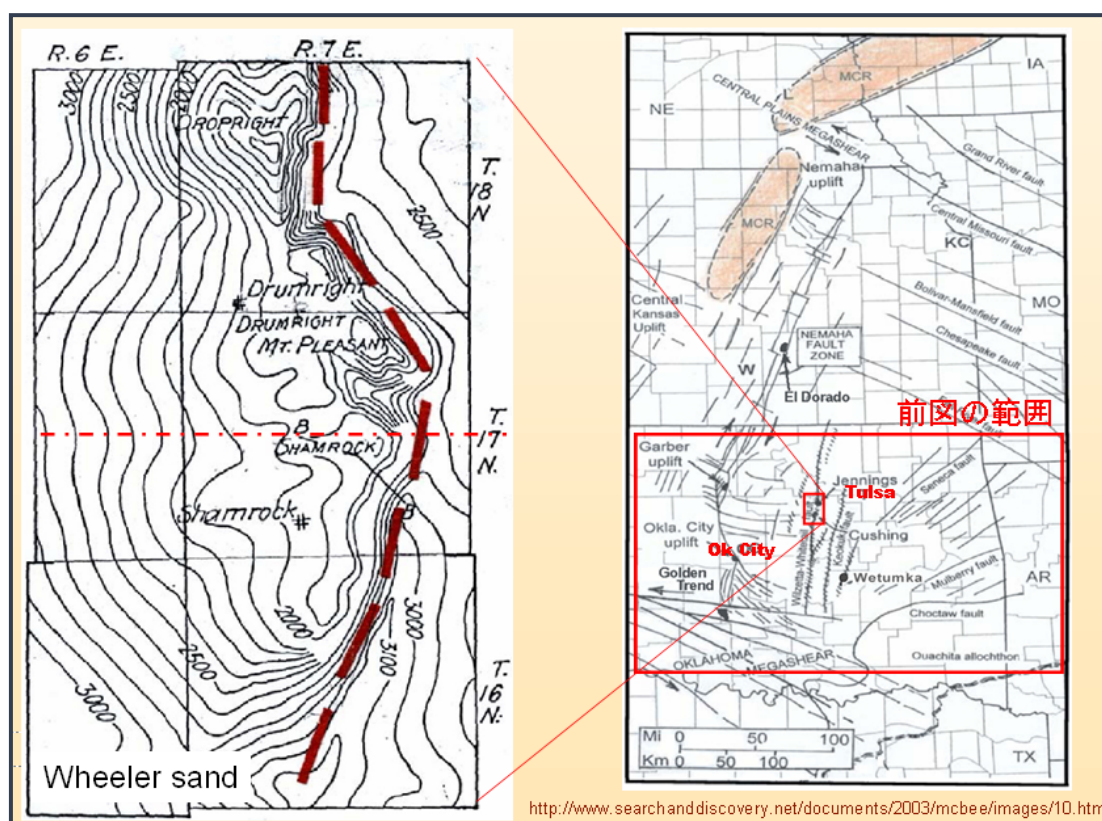


図 3-2-2-3. Cushing ガス油田の地質構造図(左:Cushing ガス油田の Wheeler 砂層での構造図 (図 3-3-2-2 断面図線), 右:広域構造図 (Weirich, 1929 に加筆)。

このガス油田について、水頭勾配が油田地域においてゼロかどうかを検証する。西翼での油/水接触面を基準面として取った場合の西翼と東翼での背柱圧を比較すると、どのような場合についても東翼の背柱圧の方が大きく、静的均衡状態にはない（原油比重が 0.89～0.82 の中軽質油；多くの地下ガス密度が、地下でのガスとり得る値 0.15～0.20g/cc を仮定）。Hubbert (1953) は坑井データに基づき、Layton 砂層、Wheeler 砂層とでの接触面は同様に傾斜していると記述し、傾斜は 1 mile (1609m) 当たり 100feet (30.48m) であると記述している。その傾斜角は、おおよそ 1 度に相当する。地形背景となる高所（東側に、Ozark 隆起帯（標高 600m）と Ouachita 山地（標高 600～850m）；西側に Nemaha 隆起帯（標高約 300m））と中央平原（標高約 200m）の標高差、油ガス層深度などを考慮すると、この Cushing ガス油田は動的均衡型であると判定される（図 3-2-2-4、図 3-2-2-5）。

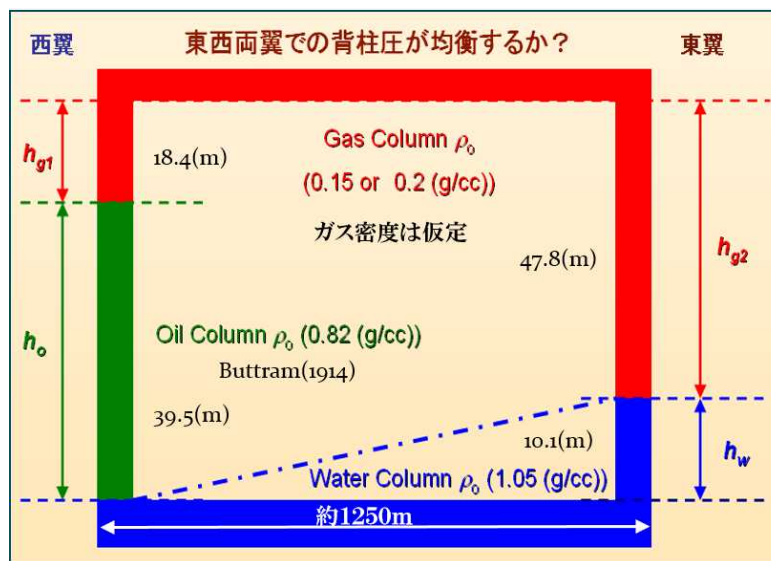


図 3-2-2-4. 模式化した Cushing 油ガス田。東翼の地層流体背柱圧と西翼の背柱圧が均衡するかどうかをテストするためのモデルである。原油比重が 0.89～0.82 の中軽質油（Buttram, 1914），また多くの地下ガス密度が、地下で取り得る値 0.15 (g/cc) と仮定した。重力が上から下に向かって作用する点が、本質的である。

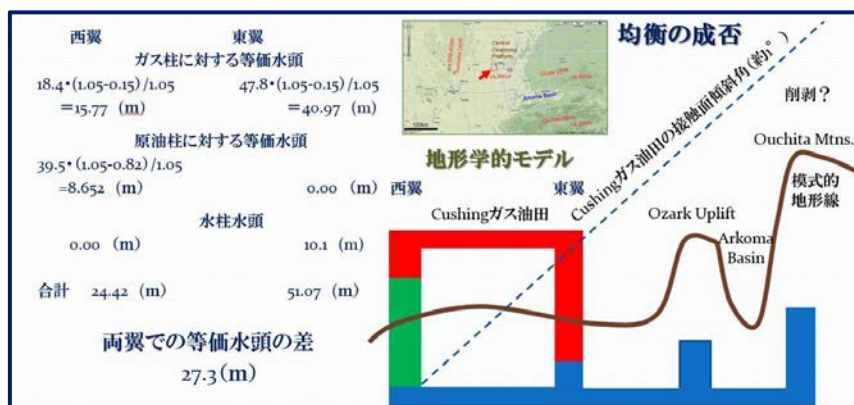


図 3-2-2-5. 約 1250m の距離での等価水頭差 27.3m によって、約 1°の接触面の傾斜が評価できる。

### 第 3-2-3 節. Cushing ガス油田とでの傾斜接触面の研究について

Buttram (1914) が Cushing ガス油田の記載の嚆矢であり、この油ガス田の貯留層の構造の部分的記載の他、油ガス田の原油の物性等を記載した。しかし、開発途上であったことから、このガス油田の全貌を記述してはいない。Beal (1917) (Daly (1917) によれば、Beal (1917) の実際の出版年は 1918 年ということである) は、油ガス田の層序、構造、油ガスの油ガス田内分布を記載した。その後の Cushing 油ガス田に関する研究はこの Beal (1917) を参照している。Daly (1917) は Beal (1917) の記載内容を基礎に、端水面の傾斜、原油とガスの貯留層柱の偏在を油ガス田の東西にある丘陵、山地からの地下水流の合流による孔隙圧の油ガス田地域での上昇に起源を求めた。Daly (1917) の議論は貯留層が地下で上下を泥質岩層によりシールされている加圧透水層であることを無視しており、地下での水理学として不適切な推論をしているため、その後、Versluys (1932) が言及するに留まる。

#### 第 3-2-3-1 項. Cushing ガス油田での接触面傾斜の形成機構

傾斜接触面の形成条件の成否を Cushing ガス油田について検証する。図 3-2-2-2 に基づき、図 3-2-2-4 のような Cushing 油ガス田の地層流体の分布を Layton 砂層、Wheeler 砂層、Bartlesville 砂層に設定する。西翼での接触面深度を基準深度とし、東西両翼夫々について、構造冠部の最浅深度までの流体柱について背柱圧を計算する。図 3-2-2-5 に示すように地層水の密度は 1.05 (g/cc) に、原油は Buttram (1914) を参照して、0.82 (g/cc) とし、ガスの密度は 0.15 (g/cc) を仮定した。

図 3-2-2-5 の左半面は東西両翼端での等価水頭の計算結果である。設定したモデル (図 3-2-2-4) で、Layton 砂層について、西翼での接触面の西端点での等価水頭は、接触面を基準面として 24.4 (m) であり、東翼で端では 51.1 (m) であった。その差 26.22 (m) の等価水頭が東側では過剰であり、このガス油田の東側からこの水頭分の圧力が掛かっている必要がある。また、ガス密度が 0.2(g/cc) と仮定したときも同様なモデルによる東西等価水頭の計算結果でも、東翼側の等価水頭の方が大きい。これは



ガス油田の水理学はその東翼側の背柱圧が大きい水理学的不均衡状態にあることを示す。

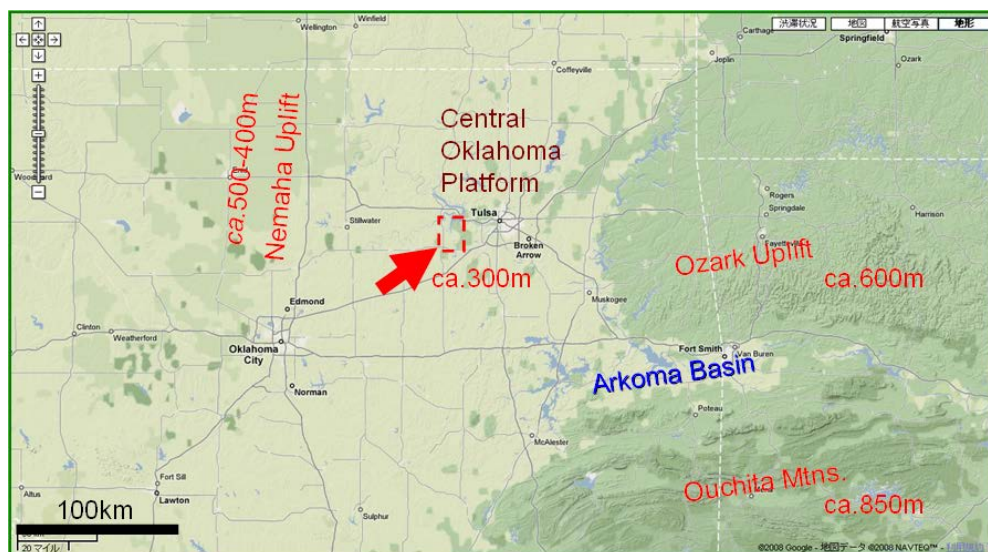


図 3-2-3-1. Cushing 油ガス田の周辺地形。山地と台地の間の標高差による背圧によって生じる動水勾配とそれによる地下水流動を想定するのは自然であろう。数字は標高を示す。

いずれの場合も西翼側でのモデル等価水頭が東側より顕著に高く、不均衡状態にあることとなる。したがってこれを均衡させる圧力が東翼部に掛かっていると考えられるべきである。Cushing 油ガス田のある中央オクラホマ台地（標高約 300m）の東側には Ozark 山地（標高 600m 程度）、南東側には Ouachita 山脈（最高標高約 850m）、西川には Nemaha 隆起帯（標高約 400～500m）がある（図 3-2-3-1）。これらの高地が Layton 砂層、Wheeler 砂層あるいはその同層準に対する地下水の涵養地となっているために、この高地（地質時代に削剥された標高分も含めて）からの地下水の背柱圧が Cushing 油ガス田の位置で負荷されていると考えられる。古生界の堆積盆での孔隙圧が維持されて、隆起していることも考慮に入れておくべきであろう。Cushing 油ガス田の孔隙圧の均衡あるいは東翼側が高くなる圧力状況が実現されるに必要な程度以上の背柱圧加圧がある、と考えてよい。削剥不整合によって、地表に露出した貯留層は、現在では静水圧環境にあるが、最大埋没時の水理状況が、上位層による被覆によって保護されてきた層では、静水圧環境との間に、顕著な水頭勾配が生じうる。Ouchita 山脈の標高約 850m ではこの等価水頭差は保証できない点は、過去の削剥された標高分を補填する必要がある。この点は、評価の精度を上げること、削剥量の評価をすることなど、課題として残る。

以上の結果、Cushing 油ガス田の Layton 砂層、Wheeler 砂層の貯留層は孔隙圧が不均衡状態にあると考えることとなる。孔隙圧勾配が存在し、透水性のある貯留層がその動水勾配の下にある以上は、その貯留層には地層水流動が生じていると結論でき

る（ダーシーの法則）。他方、接触面の傾斜は、物理的因果としては、地層水の流動が原因ではなく、動水勾配が貯留層を支配するために生じている。

### 第 3-2-4 節 圧力水頭勾配型（類型 II；被圧貯留層の圧力水頭勾配形成）

#### 第 3-2-4-1 項 目的とゴール

本章では、類型 II の傾斜接触面現象を理論と事例の両面で解析し、その形成機構と地下流体の流速の評価を行う。

動水勾配を決定し、貯留層（透水層）のガス田全体の平均浸透率を測定値から推定し、ダーシーの法則にしたがって、平均流速を求める。動水勾配に関しては、坑井での貯留層の孔隙圧から単一の加圧透水層（貯留層のゾーン）のピエゾ水頭高（≒全水頭高）を評価し、特定の地域全体の動水勾配を評価する。水力学的に評価した動水勾配のガス田内での傾向について、デルタを形成する分岐チャネルシステムとそのチャネル砂層の堆積様式を地形学的に解析して、砂層の発達傾向との相関性を確認する。

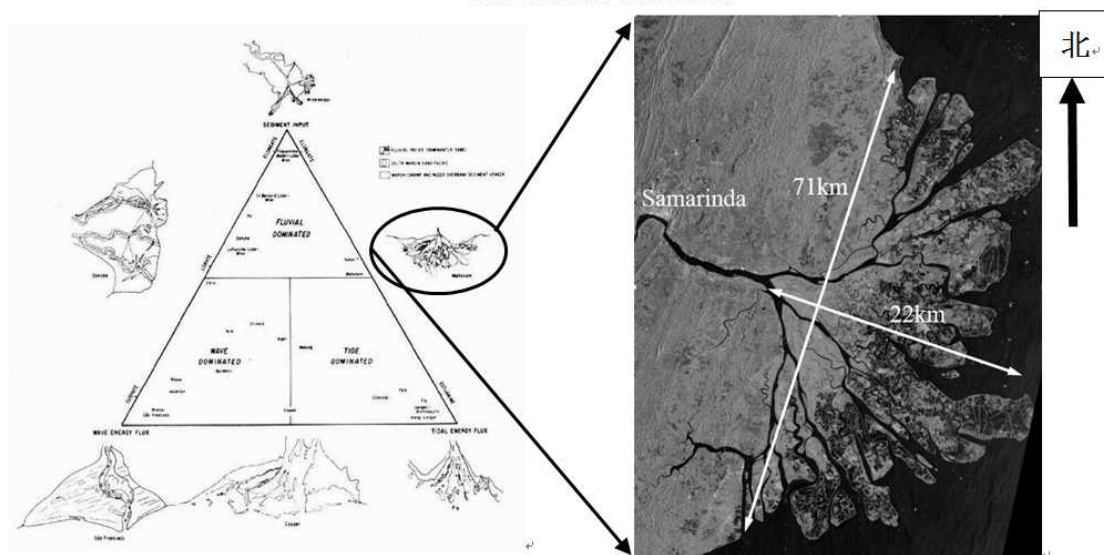
類型 II は孔隙圧が静水圧を超える異常高圧となっている透水層（石油貯留層）が静水圧領域まで連続していること、その透水率に斑があり、圧力伝播の障壁が構成されていることの 2 点がその特徴である。透水層の地形高所部での露出、顕著な標高・深度差がなく、シール層が広く透水層を上位下位ともに被覆封塞しており、被圧環境にあることが必要であることがその成立条件となる。この条件を満たす例として、継続する海洋環境があり、インドネシア、東カリマンタン、マハカムデルタ地域の Peciko ガス/コンデンセート田（以下、Peciko ガス田と略称する）海域が、その事例である。Peciko ガス田は、その東側及び南側に異常高圧領域を持ち、北側にはハンディル撓曲帯（Handil Flexure Zone）を挟み、静水圧領域が分布するガス田である。そのガスゾーンの一つ「MF8-FS88 ガスゾーン」のガス/水接触面は北に向かって沈降・傾斜しており、また孔隙圧の対深度変化を複数の坑井で明瞭に読み取れるガスゾーンである。このような自然の地質学的設定、地層流体の分布、地層の孔隙圧の地域分の組み合わせに加えて、ガス田の探堀により、十分なデータが蓄積されていることから、本論の事例として適切と考えた。

#### 第 3-2-4-2 項 類型 II と海洋堆積盆 マハカムデルタ地域の Peciko ガス田

海洋堆積盆における傾斜接触面形成に関わる水理学的環境では、陸域以上の低速流体流動を生じさせる水理学的環境を想定する必要がある。例えば、北部北海海域の堆積盆に関して、England, *et al.* (1987) は断面積当たりの流量を、泥岩中の垂直方向について  $4 \times 10^{-13} \text{ (m}^3 \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$  (約  $13 \mu\text{m}/\text{年}$ )、砂岩中の水平方向について  $8 \times 10^{-10} \text{ (m}^3 \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1})$  (約  $2.5 \text{cm}/\text{年}$ ) を示した。海洋堆積盆での、このような地下流体流動の流速の報告例は稀である。本項では、自然な地質背景を測定装置として利用して、特に低流体流速の堆積盆において地下流体流動の流速を定量的な評価を試みる。即ち、本論では、第 2 篇において確立した傾斜接触面の理論と、事例とするガス田の接触面の傾斜現象を利用し、地下流体の流速の評価を行う。

以下で、その Peciko ガス田事例での地質設定記載と接触面の形成機構を解析し、こ

の類型の特徴を見る。



(Galloway, 1975)

図 3-2-4-2-1. マハカムデルタの地形 (Galloway (1975) に加筆)。河川営力・潮汐作用の混合卓越型のデルタである。熱帯—温帯での河川営力・潮汐作用の混合卓越型デルタとしては希少事例である。世界的なデルタの規模の比較では、中型のデルタといつてよからう。

Peciko ガス田はインドネシア、東カリマンタン、マハカムデルタ地域で発見されたガスとコンデンセートを生産するガス田である。マハカムデルタは、東カリマンタン海岸沿い中央部の赤道域にあり、典型的な河川 - 潮汐支配型のデルタである (Galloway, 1975; Allen, *et al.*, 1979; Allen and Chambers, 1998) (図 3-2-4-2-1)。

Peciko ガス田はマハカムデルタの南部沖合にある。ガス貯留層下部のガス層ゾーンのガス/水接触面が北に向かって沈降することを想定して、試掘井 NWP-1 号井が 1991 年に掘削され、商業規模のガス埋蔵量を発見した。それ以後、1995 年までにその開発のために 14 坑の評価井とガス田全体を被覆する三次元地震探査記録が収録、解析された。これらの地震探査データと坑井データを本論文の解析対象とする。即ち、探掘段階が終わり、その時点で入手可能なデータを基本として、その後の生産井配置計画など、開発計画を策定する段階での傾斜接触面評価を行うことになる。

### 第 3-2-4-3 項 下クティ堆積盆の地質構造

#### 1) クティ堆積盆の地質構造

陸域に露出する漸新統から鮮新統の地層の成す複背斜群は東に向かって波高を低くし、緩やかになる。現世マハカムデルタ地域ではデルタ成堆積物が厚く堆積し、褶曲作用は継続し、マハカムデルタの水系に表現されているが、表層から 1,000m 程度の深度までは極めて緩やかな、水平に近い構造を示す。

海岸線から漸新統・中新統以降の堆積層が厚く (最大 10,000m 超) 陸棚域に発達する。さらに陸棚辺縁から、斜面堆積物、盆央堆積物が、盆央に向かって薄化しつつ堆

積する。陸域には、Samarinda を通る Sanga-Sanga 複背斜系列があり、油田群が系列を成して背斜軸上に並ぶ。デルタ域には 3 本の背斜軸が認められる。さらに深海域にも大まかに見て、2 列の背斜系列が認められる（図 3-2-4-3-1）。海岸線に沿って伸びるデルタ域の 3 本の背斜構造は、陸側から内軸(Inner-axis)、中軸 (Mid-axis)、外軸 (Outer-axis) と呼ぶ。内軸上には、Badak - Nilam - Tambora ガス田、Handil 油田がある。中軸上には Attaka 油田 - Tunu ガス田 - Peciko ガス田がある。外軸上には Sisi-Nubi ガス田がある。Bakapai 油田は中軸からピヴォット状に東に分岐した背斜構造の油ガス田である。主要断層として、デルタの北に Attaka 断層、南に Perintis 断層が発達する。Attaka 断層と左横ずれが顕著であり、Handil 撓曲面の南東延長である Perintis 断層は、Tunu ガス田と Peciko ガス田の間を抜け、沖合まで達し、右横ずれの成分が顕著である。

陸域の褶曲系での背斜構造には断層を伴うものが多く、特に 1950 年代までの石油探鉱の対象となった Sanga-Sanga 複背斜系列には、共役断層が交差する砂時計状の断層構造は形成され、圧縮性構造変形の急速な進行と、一部での地層流体の地表への流動が生じた（泥火山の噴出というべき状況もあったと考えられる）ことを示唆する。Sisi-Nubi ガス田の沖合は炭酸塩岩相の発達する現世陸棚縁部に至り、地震探査記録中などで形状的に明瞭に識別できる陸棚縁を以って、陸棚斜面へと移行する。陸棚斜面より深い深海域にもガス集積を伴う背斜系列が確認されてきている（図 3-2-4-3-1）。

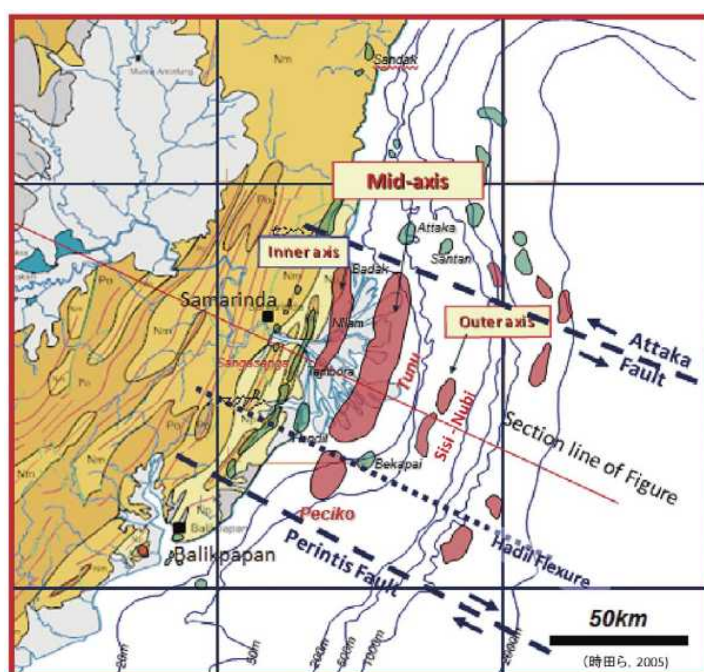


図 3-2-4-3-1. 下クティ堆積盆の地質構造分布

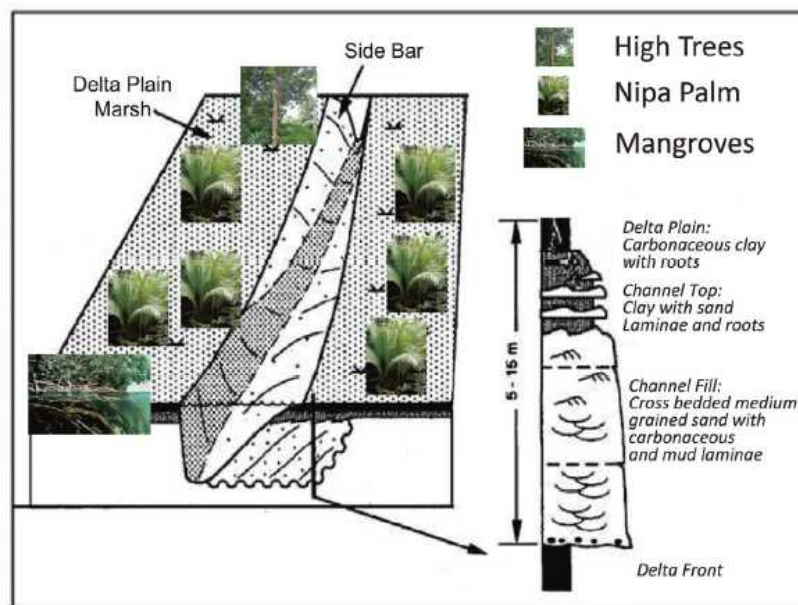
## 2) 現世マハカムデルタの分岐チャネルの方向と分岐チャネルを埋める砂堆

現世マハカムの全体形状は、対称性が高く、180 度を開いた扇状を呈する。デルタの要部周辺の植生は主に高木であり、デルタの大半はニッパ椰子が覆う。デルタの縁



にはマングローブが林を構成し、外浜には炭質物の黒色砂が堆積している。デルタの分岐チャンネルは直線状に伸びる傾向があり、ニッパ椰子林とマングローブ林には植生の水の運動に対する干渉により泥質堆積分が卓越する。チャンネルには砂堆 (side-bars) がチャンネルを横断する方向に発達する。この砂堆がチャンネルの直線状の伸びにより、大局的に直線状の砂層が発達することになる。また、多数の砂堆が相互に食い込み合って網状または部分的にシート状の砂質層を形成する。デルタ河口から沖には、潮汐によるエッジ砂堆が堆積する。このような砂層と泥層が切り込み関係、累重関係をなし、砂泥互層上の堆積層を形成する。このような層序関係が中新統以浅の基本的な堆積層を構成する。

マハカムデルタのチャンネル系は直線的な線分構成であり、チャンネル間のニッパ椰子が密集する指状バーも直線的に伸びて発達する (図 3-2-4-3-2 ; Gastaldo and Huc, 1992)。このため、チャンネル内に岸からチャンネルを横切るように発達する砂堆 (side-bars) は直線状のチャンネルを埋める用の直線状に河口部に向かって伸びるように形成される。チャンネルは堆積層が上方に成長するに従い、河川の流量などによって、放棄され、切断され、交叉し、網の目状の構造を持つようになる。



(Allen and Chambers (1998)に加筆)

図 3-2-4-3-2. サイド・バーとチャンネル間泥層の関係を示す。(Gastaldo and Huc, 1992)

### 3) Peciko ガス田の MF8-FS88 ガスゾーンの孔隙圧と水頭高

孔隙圧と水頭の間の関係は、次式により相互に変換される。

$$p_w = \rho_w \cdot \Delta h_w$$

検討対象とした貯留層ゾーン MF8-FS88 ゾーンの孔隙圧の対深度プロットを図 3-2-4-3-3 に示す。ガス蔵の孔隙圧の対深度分布は傾向として一本の直線上に集中し、このガスゾーンがガス田全体の導通し、一体であることを示す。また水層の傾向線は

坑井位置により移動するが、傾きは一定であり、水の密度は安定していることを示唆する。

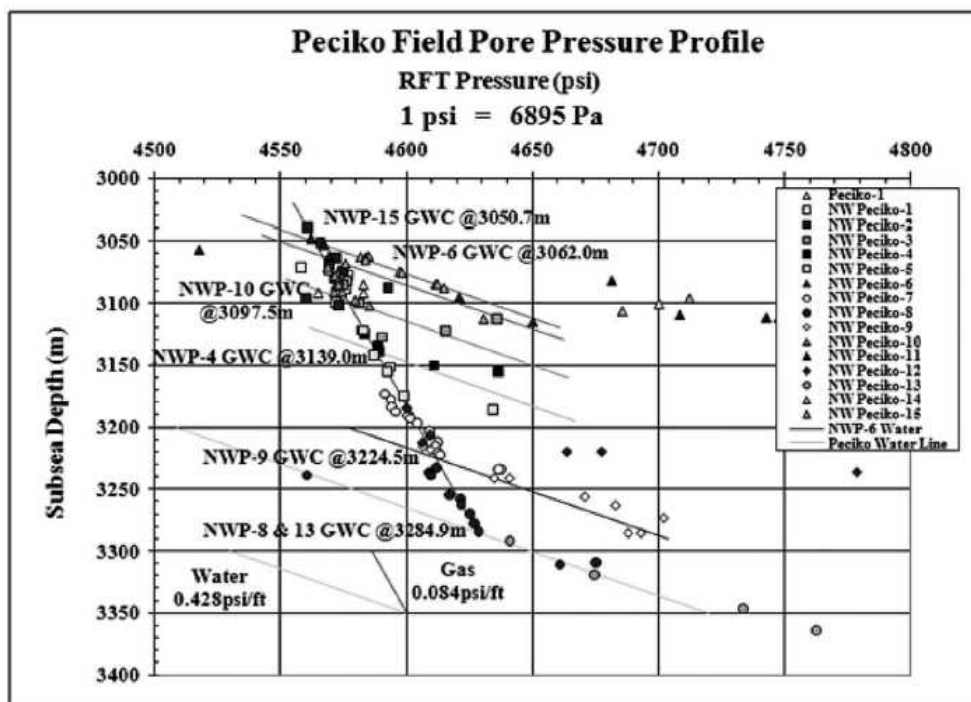


図 3-2-4-3-3. Peciko ガス田の MF8-FS88 ガスゾーンの孔隙圧対深度プロット。縦軸が平均海水準からの垂直深度，横軸がガスゾーンの孔隙圧（psi；1psi＝6.895×10<sup>-3</sup>MPa）を示す。水層の傾向線は北側の坑井ほど，ガス層の傾向線との交点の深度が深くなり，FWL（≡GWC）が北に向かって沈降していることを示す。

天然ガス柱による見掛けの水頭の天然ガス密度の地層水密度に対する補正は，以下の式による。 $h$ は水頭， $\rho$ は密度を指す。添字  $w$ は地層水を，また  $l$ は石油を指す。

$$\Delta h_w = \frac{\rho_w - \rho_l}{\rho_w} \cdot h_l$$

#### 4) Peciko ガス田とその周辺の異常高压領域の分布

Peciko ガス田とその周辺での孔隙圧の構造形態を孔隙圧勾配の等価泥水比重値(1.2)の深度構造図を図 3-2-4-3-4 に示す。

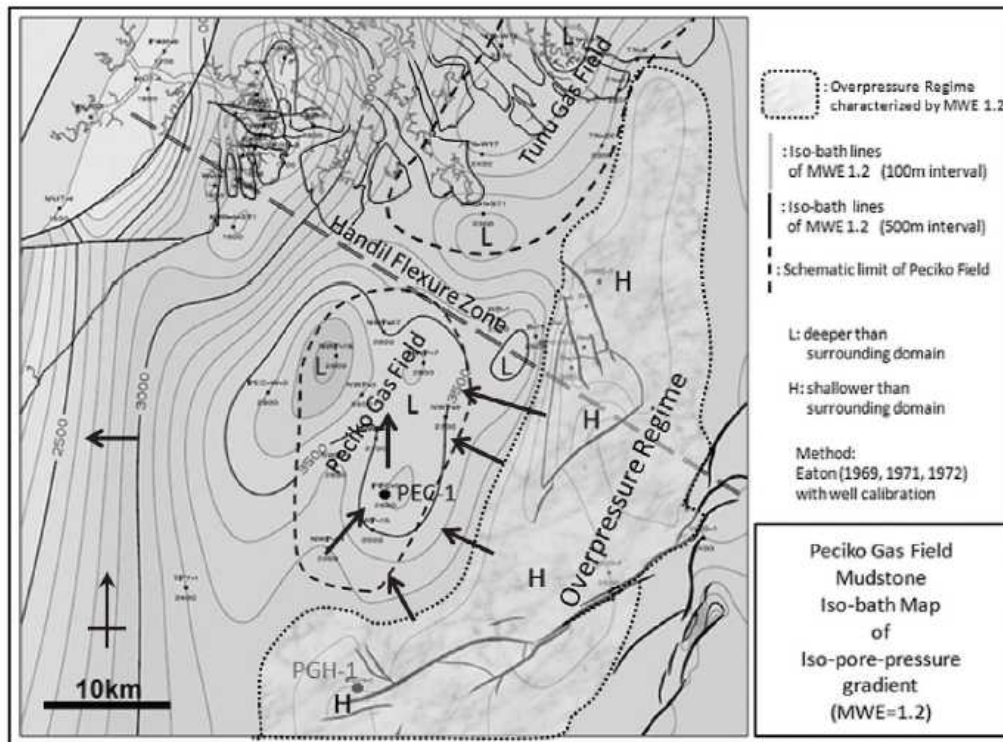


図 3-2-4-3-4. Peciko ガス田とその周辺域での等泥水比重面（MWE=1.2）の深度構造を示す。MWE=1.2 は異常高圧帯の上限として掘削作業上定義される値である。

この図から分かることは、Peciko ガス田の南・南東・東には異常高圧層が発達し、水平的には異常高圧領域と静水圧領域が Handil 撓曲帯を挟み、隣接する。異常高圧帯の圧力は砂層を媒体として、静水圧領域に伝播する。Peciko ガス田はその途中にあり、泥層の卓越するデルタ成チャネル砂泥互層から成るガス田である。砂層の連続性が低いため、圧力の伝播効率は良くない。そのために、異常高圧帯は地質学的時間に亘り保存され、その結果、現在においてガス田を南北系に横切る圧力勾配（動水勾配）が発達する。

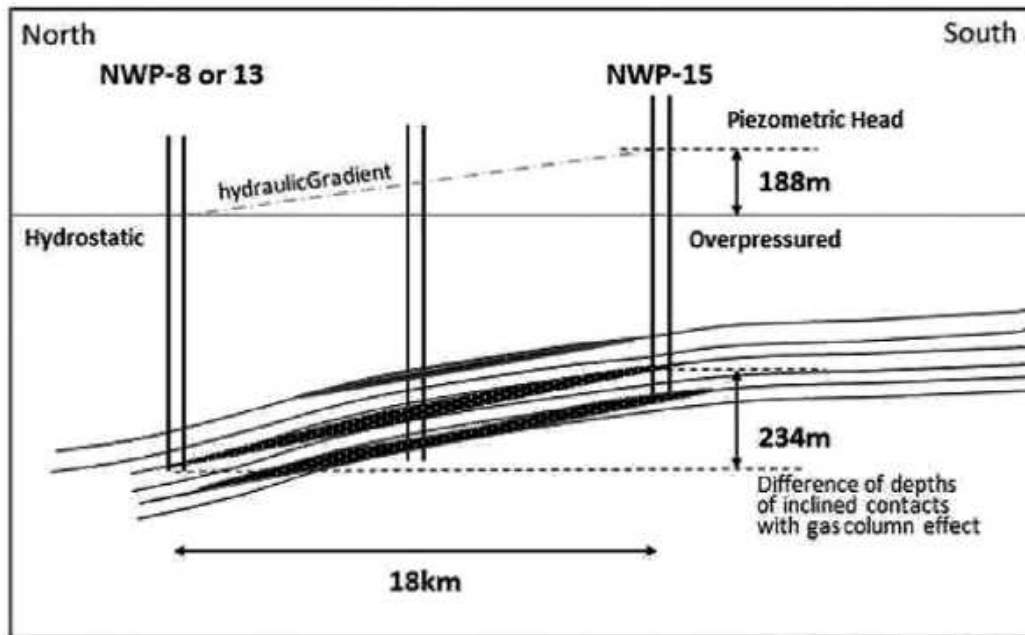
##### 5) Peciko ガス田の MF8-FS88 ガスゾーンの動水勾配

ガス/水接触面は動水勾配により、北に向かって沈降するように傾斜している。その角度 $\alpha$ は以下のように決まる（式（2-1-1-1-3 参照）。

$$\tan \alpha = -\frac{1}{K} \left( \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_l} \right) V_{w,x} = \frac{dh_l}{dx} = \frac{\rho_w}{\rho_w - \rho_l} \frac{dh_w}{dx}$$

坑井データより Peciko ガス田の MF8-FS88 ガスゾーンの接触面は、北に向かって、 $\text{Arctan}(234/18000) \approx 0.75^\circ$  傾斜している。





林ほか(1996)に加筆

図 3-2-4-3-5. ペチコガス田 MF8-FS88 ガスゾーンのピエゾ水頭概念断面図（林ら（1996）に加筆）。図の右側（南・南東）が異常高圧領域，左側（北：北西）が静水圧領域となる。孔隙圧の伝播は泥勝ちのデルタ砂泥互層を媒体として，南から北へ伝わる。水頭勾配が維持されているので，顕著な地層水の北側への移動はないと考える。ガス層での見かけの水頭差 234m はガス比重，地層水比重から，補正され，188m と評価される。

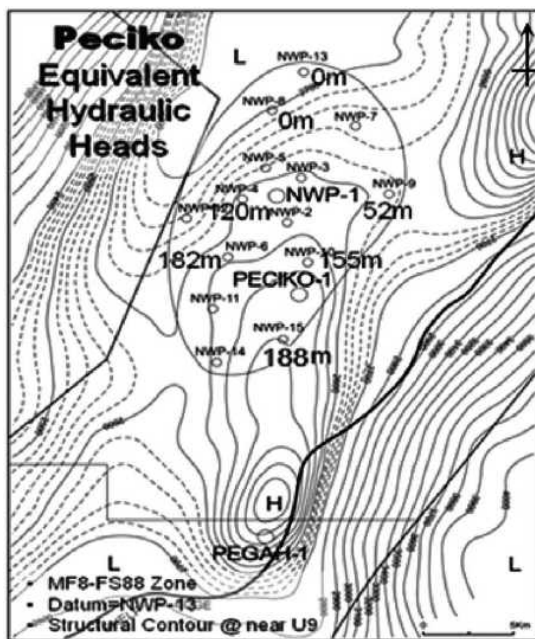


図 3-2-4-3-6. 図 3-2-4-3-5 が南北方向の 2 次元断面図であるのに対し，この図は Peciko ガス田全体に配置された試掘・探掘井からのデータを解析した水頭差を示す。最も北側に位置する NWP-13 を基準面として採った。Peciko ガス田の外周を取り囲む線は接触面とシール層基底の交線を示す。

6) Peciko ガス田の MF8-FS88 ガスゾーンの動水勾配と分岐チャネルの関係

Peciko ガス田での接触面傾斜の圧力伝播の媒体である貯留層の構成のモデルを図 3-2-4-3-7 に示す。Peciko ガス田の砂層は多くがチャネルを埋積したサイド・バー砂体であり、泥が卓越すると砂層の連結が乏しくなり、南北方向への地層流体の移動がしづらい。泥の卓越部で孔隙圧の勾配が相対的に大きくなる。貯留砂層をなす砂帯の内部にも、泥の堆積はあるため、砂層内での浸透性の低い部分も多々存在する。

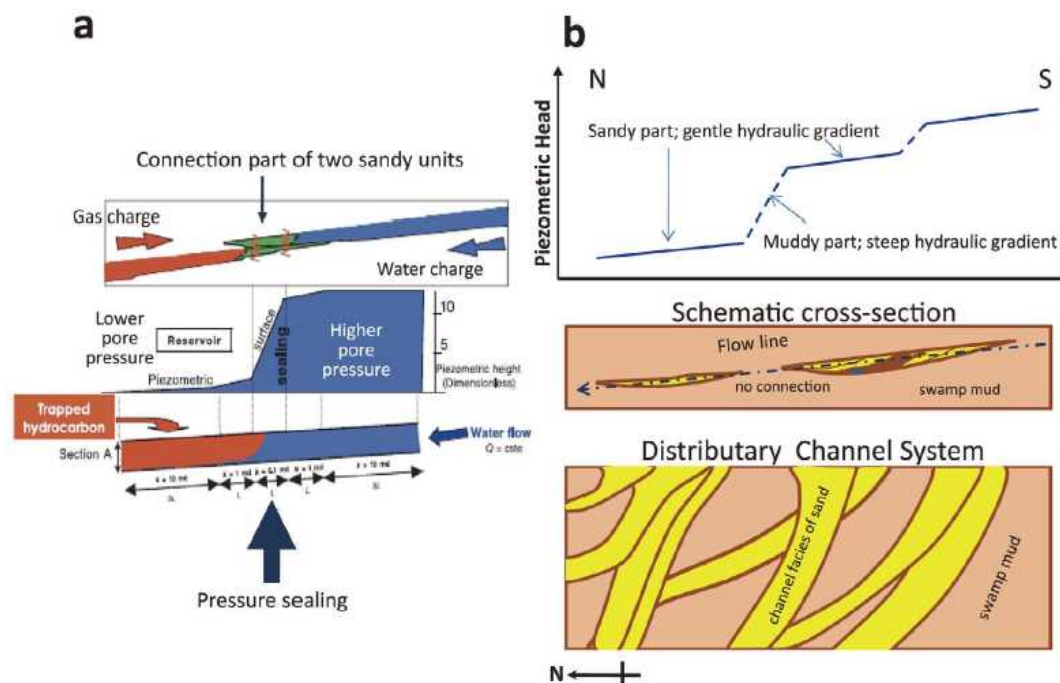


図 3-2-4-3-7. Peciko ガス田の砂層貯留層を成す直線状のチャネル砂層の堆積様式と連結性。

7) Peciko ガス田とその周辺での MF8-FS88 ガスゾーンの地層水流動経路

本地域での地層水流動の経路は、孔隙圧ポテンシャル面の傾斜にそって、Peciko の東・南から Peciko 本体を抜け、Handil 油田まで流動すると考えてよい。

8) Peciko ガス田の MF8-FS88 ガスゾーンの地層水流動の評価

$$V_{w,x} = -K \cdot \frac{d \left( \frac{\rho_w - \rho_l}{\rho_w} \cdot h_l \right)}{dx}$$

第 5 篇で見るように、ダーシーの法則から、ガス田全体での流速は平均して、 $1.0 \times 10^{-10} \text{m/s}$  となる。この評価値は、地質時代の長期での平均としてみるべきであるが、事実として微小である。

### 第 3-3 章 評価結果の検討と考察

#### 第 3-3-1 節. 流速評価結果と既存評価値との比較

図 3-3-1-1 には、孔隙圧の掘削泥水比重換算値 (MWE; 1.2; MWE=Mud Weight Equivalent) の等深度線図を基礎として、異常高压領域の分布を示した (MWE1.2 は異常高压傾向と静水压傾向の、マハカムデルタ地域での実務的境界値である)。さらに、図 3-3-1-1(a)に異常高压解放過程概念図と Peciko ガス田 MF8-FS88 ガスゾーンのモデルを示す。

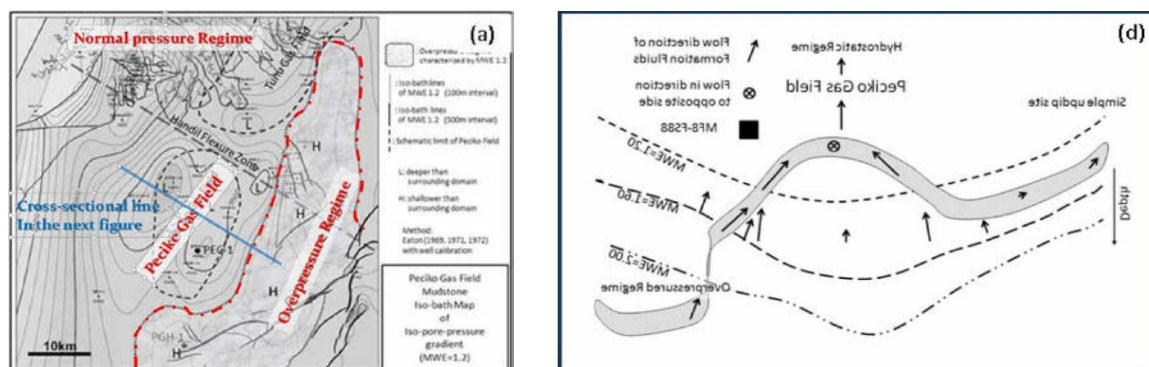


図 3-3-1-1. Peciko ガス田とその周辺での孔隙圧伝播経路 (本田, 2013)。a) 孔隙圧の掘削泥水比重換算値(MWE; 1.2)の等深度線図と以上高压領域, 静水压領域の分布。b) 図 a) での青線の示す、一枚の貯留層層順での異常高压の伝播を示す断面図。

Peciko ガス田の東側と南側にある異常高压領域に対し、Peciko ガス田自体は孔隙圧が低下した領域を形成している。このため、孔隙圧を換算した泥水比重の等値線図では低値領域を形成し、異常高压領域との間に顕著な孔隙圧の対深度勾配の差異を示す領域を形成している。この孔隙圧の対深度勾配の差異による孔隙圧の水平変化が動水勾配の水平成分を生じさせ、地層水を異常高压領域から低値領域 (Peciko ガス田) へ流入させている。地層流体の流入に伴って、圧力の伝搬も生じている。主な伝播経路は砂層であり、特に Peciko ガス田の集ガス領域においては、西から東、あるいは北西から南東に伸びるチャネル砂層に沿って圧力が伝播する (図 3-2-4-3-4 ; 図 3-3-1-1 の左)。したがって、この東西方向では動水勾配は相対的に南北方向より小さい。掘削泥水比重換算値 (MWE;1.6) と (MWE;2.0) の等深度線図においても、同様な傾向が確認できる。

ガスの Peciko ガス田領域への集積以後は、ガスによる流体流動経路の封鎖が起き、地層水の流動経路は接触面の縁の外側にとらざるを得なくなり、迂回路をとることになる。

#### 第 3-3-2 節. 異常高压領域の体積と圧縮体積

表 3-3-2-1 に、Peciko ガス田の MF8-FS-88 ガスゾーンを通過する流体流動による異常高压解放に排出が必要な地層水の体積についてのいくつかの仮定を置いて行った試

算結果を示す。試算での仮定手順は以下のとおりである。

Peciko ガス田の物理検層 RFT の孔隙圧対深度傾向から読み取れる地層水密度 ( $0.987\text{g/cc}$ :  $987\text{kg/m}^3$ ) を採用し、深度から孔隙圧を算定した。圧力開放に関しては、その算定孔隙圧での水の圧縮率についてのみ考慮した。水の圧縮率は  $1 \times 10^{-5} \text{Pa}^{-1}$  程度であるから、水の密度に対しての異常高压分の影響は無視した。深度の増加による地層温度の上昇も無視した。深度を 1000m 毎に等価掘削泥水比重 (MWE) を静水压相当 ( $0.987\text{g/cc}$ ) から事実上の掘削の MWE 限界値 ( $2.5\text{g/cc}$ ) を上限として試算した。

この結果、MWE 2.5 相当の異常高压層に関して、深度 3000m では異常高压層の地層水の総体積の 0.4~0.6% 程度の水の排出があれば、異常高压は解消する。5000m では 0.6~0.7% の地層水の排出があれば、静水压傾向に戻り得る。

およそ  $10\text{km} \times 40\text{km}$  の広がりを持ち、厚さ 100m 程度の異常高压層を想定すると、総体積  $4 \times 10^8 \text{m}^3$  の総岩石体積の泥質岩が 25% の孔隙率を持っていれば、 $1 \times 10^8 \text{m}^3$  の地層水がその異常高压層に包含され、その 0.7% が排出されるためには、 $1 \times 10^8 / (4.7 \times 10^2) = 0.21 \times 10^6$  (年) を必要とする。この試算では 20 万年程度で異常高压が解消されることになるが、異常高压層の発達する堆積盆の部位がデルタ・フロントからプロデルタの領域であることを考慮すると、異常高压層の層厚は Peciko ガス田で認められる層厚より厚く、より泥質であり浸透率が小さいと考えるべきであろう。このため、20 万年「以上の地質時間が必要と考えられる。

また、この計算では、時間的なガス田形成による貯留層の地質状況の変化を考慮していない。ガス田領域にガス集積形成以後、この領域自体の MF8-GS88 ガスゾーンはガスによって栓をされた状態になり、地層水の流動は接触面の外縁の外側を迂回することになり、流動に許される経路は限定される点も注意を要する。20 万年は Peciko ガス田の領域の異常高压の解消に要する最短時間と考えたい。

### 第 3-3-3 節. 異常高压の形成と解放とその解放の前線

図 3-3-3-1 にバイオマーカーによるマハカムデルタ地域の石油液相の特徴付けを示す。Peciko ガス田は中軸に属すが、産出する石油は天然ガスとコンデンセートであり、地下では気相を取る。そのために単純にはこのバイオマーカーによる原油の起源分類を適用できないが、石油の生成場と生成石油の集積場（鉱床）への供給路を解釈するにはこのバイオマーカーによる分類と混淆等の移動による鉱床中の石油の起源を考えるためには有益であろう。

中軸（Bekapai 油田原油）は内軸原油（河川系・デルタ系起源；Handil 油田など）と海成泥岩の抽出油の混淆と考えられる。外軸原油（Sisi-Nubi ガス田）はより明瞭にデルタ系起源原油と海成起源原油との混淆であると言えよう。根源岩の発達と熟成場が内軸と中軸の間の漸新統地溝において起きたとする説（Grosjean, *et al.*, 1994）に立てば、Peciko の天然ガスも同様にこの地溝から供給されたと考えられる。この供給方向は異常高压領域からの地層水の供給による地層水流動とは対抗関係に立つ。Lambert ら(2003)は、この流動の対抗関係も考慮した圧力差によるガストラップ機構を Peciko ガス鉱床について半定量的に想定している。

この石油液相の生成域と産出環境の対比から、中軸のコンデンデートを多量に伴うガス田である Peciko ガス田に、デルタの外側である東側・南側の構造低所の異常高圧発達領域から、分岐チャネル砂層を通路として、流体が流入してくると解釈することには合理性がある。Peciko ガス田の下位深部の異常高圧層からの垂直的な圧力伝播を推定すること (Ramdhan and Goulty, 2010) には、顕著な断層系の発達、岩塩テクトニクス(salt diapirism)、泥異質堆積物の流動 (mud diapirism) など、垂直流体移動を促進する営力が認められないマハカムデルタ地域では無理があると考えられる。

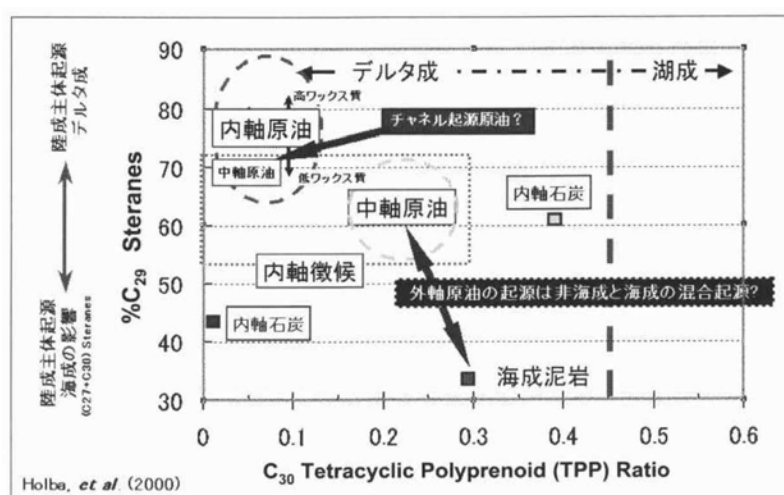


図 3-3-3-1 にバイオマーカーによるマハカムデルタ地域の石油液相の特徴付け。(時田ら, 2005)。

### 第 3-4 章 第 3 篇のまとめ

本篇では動的均衡型の傾斜接触面の 2 類型、位置水頭勾配型 (類型 I) と圧力水頭勾配型 (類型 II) についてそれぞれ事例を示して、動的均衡であることの判断基準を示し、動水勾配が傾斜していることを確認し、接触面の傾斜原因が、地層水流動そのものではなく、動水勾配にあることを示した。地層水流動があったとしても、その流速は極めて遅く、ほとんど流動しない程度と評価される (第 5 篇)。

類型 I は位置水頭勾配が地域に連続する透水層を油ガス田の貯留層となっていること、その透水層の涵養地と湧水地の間に有意な標高差にあるとこの 2 点が条件となる。

類型 II では、異常高圧領域と静水圧領域が隣接すること、その 2 領域が隣接することによって、動水勾配が生じること、隣接する異常高圧領域と静水圧領域を連結する透水層 (貯留層) 層準が発達することの 3 点が示された。

Hubbert (1953) の理論的構成を類型 II に適用できる様式に書き直した England, et al. (1987) の構成に準じることに相当するが、第 2 篇に記述した式 (2-1-1-2-2) に基づく類型基準がより明確な類型化基準を与えた。

一定以上の規模のデルタの形成場においては、多量の堆積物の局所集中的な堆積の進行による異常高圧層の形成は広く認められる。この異常高圧は局所的であることから、異常高圧の解放の過程を油ガス田規模で観察することが可能である。本論では、

マハカムデルタ地域の Peciko ガス田を事例として、ガス田に隣接する異常高圧領域からの流体流動を、ガス田のガス/水接触面に現れるピエゾ水頭面の傾斜を計量し、動水勾配の評価値から、ガス田全体で平均した地層流体流動の流速を約 3.1 (mm/年) 程度と評価し、またガス田を通過する流量を  $4.7 \times 10^2$  (m<sup>3</sup>/年) と評価した。Peciko ガス田に隣接する異常高圧領域の規模を解析対象とした MF8-FS88 ガスゾーンの層準に限定してみると、20 万年程度で異常高圧が解消されることとなる。この評価値に関しては、異常高圧領域の規模・圧力の程度についてより詳細な研究によって、評価構成の再考が必要と考える。坑井データの増加も待ちたい。

また、低浸透性相が異常高圧領域の堆積物の主体と考えられることから、ダーシーの法則の適用の限界も考慮すべき点である。



## 第4篇 静的均衡型傾斜接触面

本篇はその第4-1章において、類型Ⅲの傾斜接触面【静的均衡型 - 圧力水頭型（地層水密度水平勾配型；地層温度水平勾配型）】（第2篇第2-1章第2-1-2節）の事例記載を行い、背景地質の設定を基礎に、地層温度水平勾配から生じる地層水密度水平勾配と接触面傾斜の関係について検証する。さらに、類型Ⅲの傾斜接触面の形成機構との関係を事例での解析を基に見るが、従来通説として採用されてきた、類型Ⅰによる動水力学的説明（Newell, 1999; Seggie, *et al.* (2003)など）の妥当性をガス田全体での水理学的な水頭の均衡を検討し、その結果として、通説の適用の正当性を否定し、類型Ⅲによる仮説を立てる。

加えて、類型Ⅲ・圧力水頭型での地層水密度水平勾配が、地層水の塩分濃度水平変が形成される場合について、沿岸地域で認められる Ghyben-Herzberg 前線と関連付けられるか、考察する。沿岸域での Ghyben-Herzberg 前線形成現象以外には、同一油ガス田内での水層地層水の塩分濃度が顕著に水平変化することは、たとえあったとしても、地層水に溶解する電解質の拡散による均質化が進むため、地質現象としては十分長い期間を置くために、極めて稀な現象となろう。

第4-2章で、類型Ⅳ「見掛けの傾斜接触面」について、記述する。Versluys (1932) による砂層の構成粒子径の水平変化による毛管上昇高の変化によって、見掛け上、接触面が傾斜するモデルを示し、深海扇状地との関係を記述する。また、構造運動以前に形成されている油ガス田の接触面の傾動修飾について述べる。地質構造の傾動運動に伴う接触面の傾斜が水平に回復せずに残る場合の接触面が傾斜するように見える事例を扱う。

第4-3章では第4篇のまとめを行う。

### 第4-1章 静的均衡型 - 圧力水頭型（類型Ⅲ：地層水密度水平勾配型；地層温度水平勾配型）の事例と解析；オーストラリア北部準州沖 Greater Sunrise ガス田

本章では、検討対象として考慮する事例の地理的位置、特に海底地形上の位置、その構造変形との関係などを主に観察する。この事例はオーストラリア北部準州沖、西アラフラ海の陸棚辺縁部に発見された Greater Sunrise ガス/コンデンセート田（以下、ガス田と略称する）である（図4-1-1-1）。地下領域の貯留層全体の地層圧がほぼ静力学的均衡状態にあること、貯留層温度が貯留層に沿って水平的に漸移的に変化することの事例となる。

#### 第4-1-1節 地理

Greater Sunrise ガス田は、西アラフラ海、オーストラリア北部準州沖にあり、直近の湾港都市 Darwin の北北西約 450km 沖合の陸棚辺縁部に位置する（図4-1-1-1）。その陸棚辺縁部に沿って、現生礁成炭酸塩岩の高まりが陸棚縁を縁取るように東西に伸びて発達する。その周辺の海底地形は、その陸棚辺縁前面から北に向かって、急峻な斜面を下り、おおそ東西に伸びるティモール海溝（最深部 2500m 超）に達する。さらにその北に、ティモール海溝に沿って、ティモール島、ババール島などのバンダ外島弧が発達する。

海溝地形部は、漸新世最後期以来、断続的沈降をしてきており、最後期更新世から現世までに相対的に急速に沈降し、現在見られる顕著な海溝地形を形成したと考えられる (Honda, *et al.*, 2006)。

ガス田の南側は比較的に平坦な陸棚海域が広く広がる。海底地形には、ガス田の直ぐ南から西南西に向かってサウルプラットフォームの台地状海底地形が発達する。ガス田の東側の陸棚域には北北西-南南東に伸びる直線状の構造地形線が、東落ちの段差をなし、漸移的に地形低所へと繋がる。この低所は、後期更新世での沈降運動により形成された構造地形である (Honda, *et al.*, 2006)。ガス田の領域と周辺地域には、この後期更新世の沈降域を形成する構造運動によって、サウルプラットフォーム内にも図 4-1-1-1 に破線で示した顕著な北西 - 南東に伸びる直線状の段差地形がいくつか並走し、東部低所とサウルプラットフォームの境界をなす。これらの直線状地形は東部低所の形成と関連して形成されてきたものであろう。サウルプラットフォーム東部、Greater Sunrise ガス田とバサースト島・メルヴィル島の間にある地形低所は、白亜紀から発達したマリタ地溝帯の名残である。

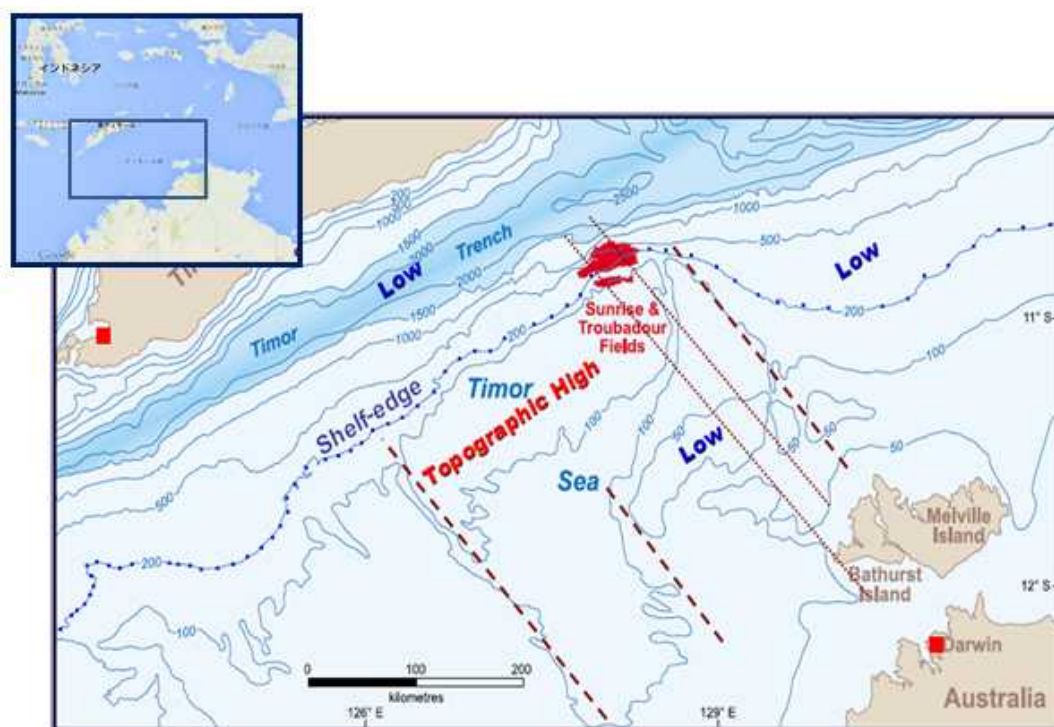


図 4-1-1-1. Greater Sunrise ガス田の地理的な位置。茶色波線で示すように、構造地形の直線状のトレンドが海底地形として認められる。(Seggie, *et al.* (2003) に加筆。)

#### 第 4-1-2 節 地質

##### 第 4-1-2-1 項 層序

Greater Sunrise ガス田とその周辺地域では、結晶質基盤の上に二疊系 Hyland Bay 層（炭酸塩岩）が、北に向かって薄化する楔状に載る。ジュラ系陸源成砕屑堆積層の上に不整合を挟んで白亜系、古第三系、新第三系、第四系現生炭酸塩岩層まで広く上

方積載状 (aggradational) に載る (図 4-1-1-1)。ガス層に関する層序は図 4-1-2-1 と図 4-1-2-2 に示す通り、砂層が卓越し、泥層を挟む。ガス層は、下部ないし中部ジュラ系の Plover 砂層であり、その上に載るシール層の機能を果たすと考えられる中上部ジュラ系の Flamingo 層などの泥質層からなる。地震探査断面記録上で広く追跡される、Albian condensed-section より上位の白亜系 Wangaluru 層などの Bathurst Island 層群は、薄化している。図 4-1-2-2 での赤矢印は生成されたガスの推定移動経路を示す。ガス/水接触面は、Plover 砂層のガス貯留層にあると推定できるが、その部分が砂泥互層から成るために、鮮明には同定できない。なお、本節での層序单元名は Seggie, *et al.* (2003)に従った。

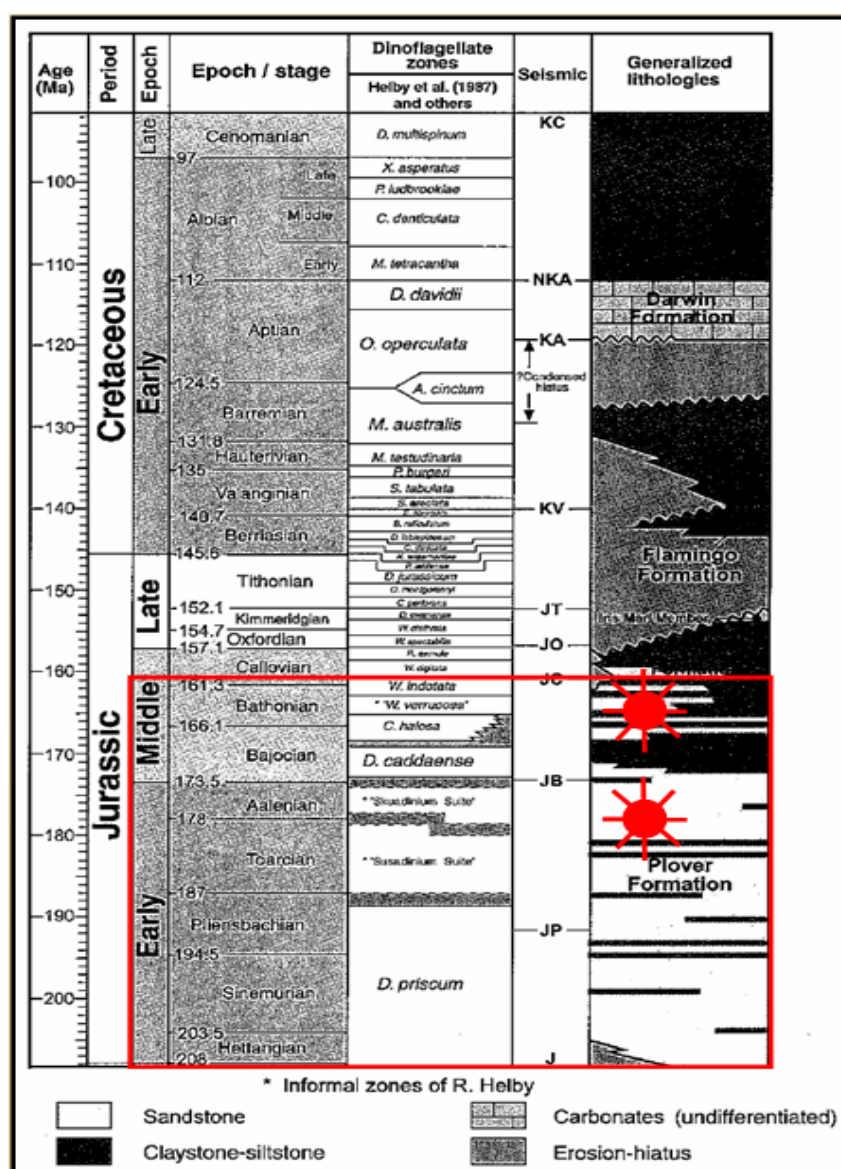


図 4-1-2-1. Greater Sunrise ガス田の層序 (Seggie, *et al.*, 2003)

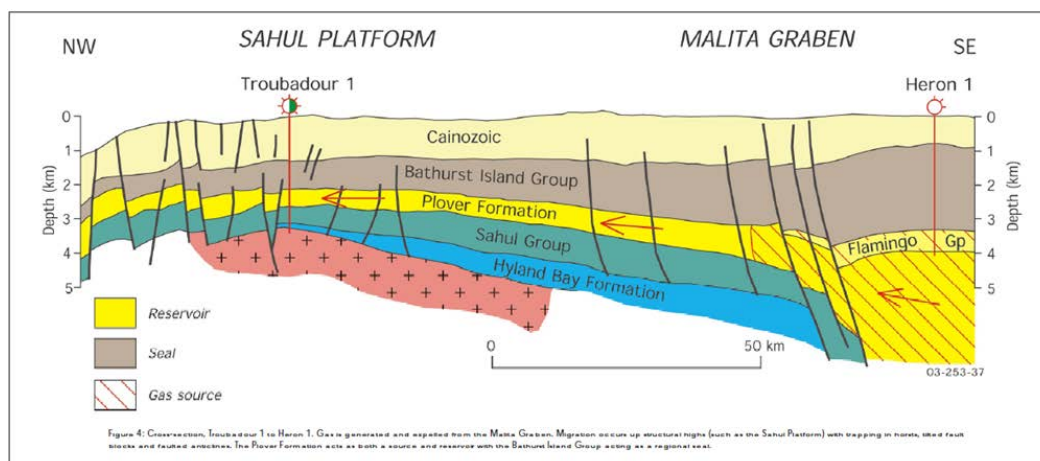


図 4-1-2-2. Greater Sunrise ガス田 (Troubadour-1) のある Sahul プラットフォームを通る北西-南東方向の断面線に沿った地質断面図 (AGSO-GEOTECH, 2000)。

#### 第 4-1-3 節 ガス層の地質学的特徴

##### 第 4-1-3-1 項 ガス層地質構造

地震探査記録によって、発見された Greater Sunrise ガス田のガス層の地質構造は、東西に伸びる、複合並列ホルスト構造であり、北構造（主要ガス集積構造）と南構造の 2 条の断層塊から成る。ホルストを構成する断層塊は極めて多数の、北北西-南南東の伸びが顕著な断層系、断裂系によって細断されている（図 4-1-3-1-1 ; Seggie, *et al.*, 2003）。北構造は西へと伸びて、共同石油開発領域（東ティモール領）に達する。

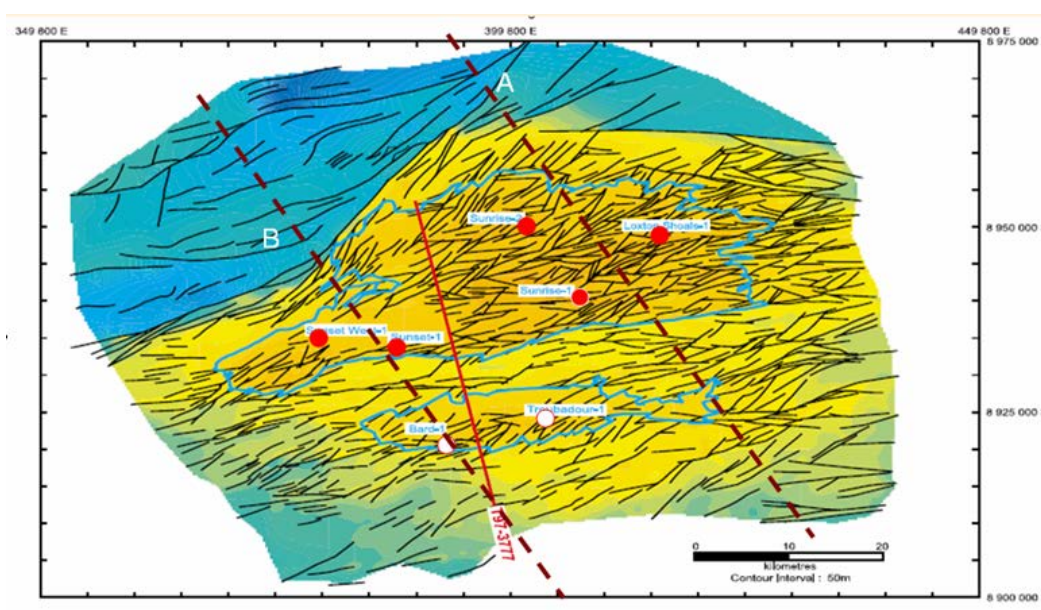


図 4-1-3-1-1. Greater Sunrise ガス田の最大ガス貯留域のガス上限での構造図（青色線に囲まれた領域；北構造と南構造に分かれる；スケール線は黒・白それぞれが 10km, 併せて 20km を示す。黒



実線分は断層・断裂を示す。) (Seggie, *et al.*, 2003)。黄色での着色部分が最大構造閉塞領域である。多数の断層から成る断層系がガス田領域に発達するが、連続する一つの接触面が西に向かって傾斜するようなコンパートメント化を単準に肯定できる断層系ではない。

#### 第 4-1-3-2 項. ガス層と水層

図 4-1-3-2-1 は Greater Sunrise ガス田の Plover ガス層の MDT・RFT データなどからの孔隙圧対深度プロットを示す (Seggie, *et al.*, 2003)。縦軸に平均海水準を深度 0m とする地下深度、横軸に孔隙圧 (psia ; 1psi=6894.757 Pa) を取る。(南構造南西の坑井 Bird-1 は、坑井位置表示はあるが、機械的障害により、Plover 層に未到達の坑井であり、ガス層のデータを得ていない。) データ点のグラフ上の分布が示すように、ガス層の孔隙圧のデータ点はすべてほぼ一本の直線状に載り、各坑井で確認されたガス層の孔隙圧の対深度分布の傾向からはガス田の貯留層はガス田全体で系として一体化していること、即ち、貯留層システム全体として、ガス田北構造全体に亘り導通しており (少なくとも地質学的時間においては)、一つのガス/地層水システムを構成していることが判る。この点から、図 4-1-3-1-1 に示された複雑な断層系によるガス田の水理学的なコンパートメント化はないと判断される。水層のデータ点は幾分ばらつくが、坑井それぞれでほぼ同勾配の地層水密度を示す傾きの直線に載っているように見える。また、ガス層のデータ点が一本の傾向線上にあると判断できることから、水層とガス層の傾向線の交点として同定できる接触面は概ね同一深度にあるように見える (即ち、水平のように見える)。そうであればその地層水密度とガス密度に対応する直線の傾きから、地下の原深度での地層水密度は、平均 0.969 (g/cc) (969 (kg/m<sup>3</sup>)), ガス密度は 0.175 (g/cc) (175 (kg/m<sup>3</sup>)) と評価できる。

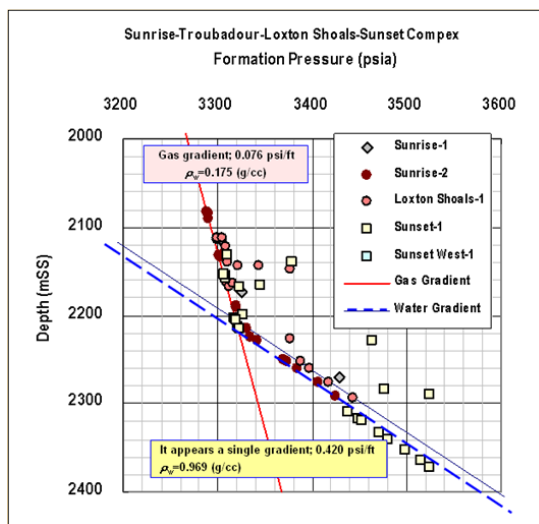


図 4-1-3-2-1. Greater Sunrise ガス田の Plover ガス貯留層での、対深度孔隙圧傾向を示すグラフ。ガス層の対深度孔隙圧傾向線は、バラツキはあるが、全体として一つの傾向を示す。他方、水層は、坑井毎にまとまって、夫々別の直線の上に載っているように見える。Seggie, *et al.* (2003) は、一つの傾向の平行な別々の直線上に載るとして、地層水の密度を 0.969g/cc と評価した。しかし、坑井毎に別々に分析する必要がある。個別分析の結果を図 4-1-3-2-2 に示す。

ここで、石油の探鉱開発においては、深度を正確に知る必要があるため、観察の規模をガス田全体での貯留層状況から、坑井毎でガス層、水層の在り方に切り替

え、特に、個々の坑井での孔隙圧対深度傾向を見る。Greater Sunrise ガス田の北構造（図 4-1-3-2-1）の Plover 層砂層貯留層のガス層と水層の孔隙圧対深度プロファイルを坑井毎にみるために整理したものを図 4-1-3-2-2 に示した（単位につき注記すると、孔隙圧（psia ; 1psi=6894.757 Pa），地層温度（℃），地層水密度（g/cc ; 1g/cc=1×10<sup>3</sup> kg/m<sup>3</sup>），コンデンセート対ガス生産量比（CGR (bbl/mcf)）が表示されている。

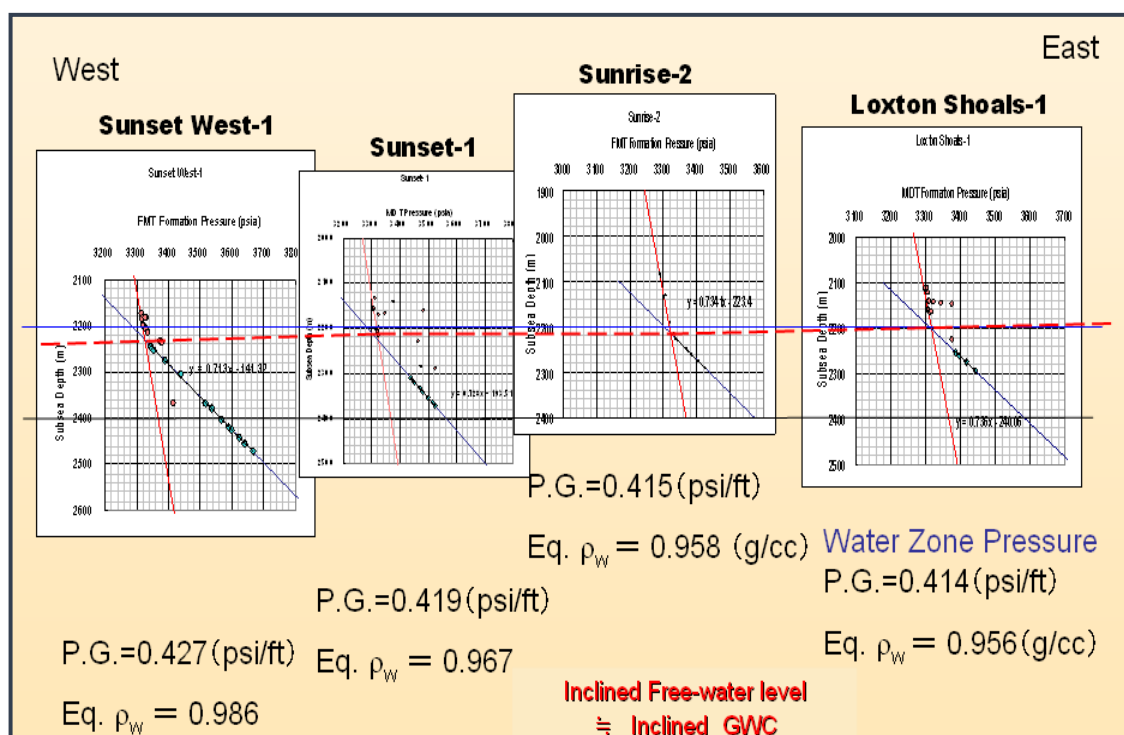


図 4-1-3-2-2. Greater Sunrise ガス田北構造でのガス貯留層ガス密度傾向線の傾斜 (P.G.) と水層での等価地層水密度 (Eq.  $\rho_w$ ) の傾向線の坑井間対比図。図 4-1-3-3-1 で構成ごとのデータを重ねて表示したものを、ガス層を含む地層構造の東西の伸びに従って、ガス田領域の坑井位置に展開した図となっている。ガス・水接触面の傾斜が認められる。また、地層水の密度が、東から西に向かって、顕著に大きくなっている。

図 4-1-3-2-2 と図 4-1-3-2-3 に示すようにガスと水の接触面は明らかに傾斜している。さらに、このガス田の Plover 層砂層貯留層のガス水接触面の傾斜と地層水密度の増加傾向は顕著な関連性を示す。この特異現象は、東側 (Loxton Shoals-1) から西側 (Sunset West-1) に向かって貯留層温度は 165℃から 110℃に順次下がり、FWL（自由水面 ≡ GWC）も 2204.9mSS から 2234mSS まで深くなることと関連すると考えられる。温度の測定誤差は異なる測定方法・測定機会での温度勾配評価による測定値のばらつきに応じて相加平均値と振れ幅を示したものである。CGR も同様に、東ほど大きい。これは貯留層と地表の温度差が東ほど大きくなることの効果と考えられる。特に、図 4-1-3-2-4 には、貯留層の孔隙圧 15.51MPa，地層水等価塩分濃度を 20000ppm と仮定して、各坑井での地層水密度とその貯留層温度の関係を示した。両者が逆相関するこ

とが分かる。

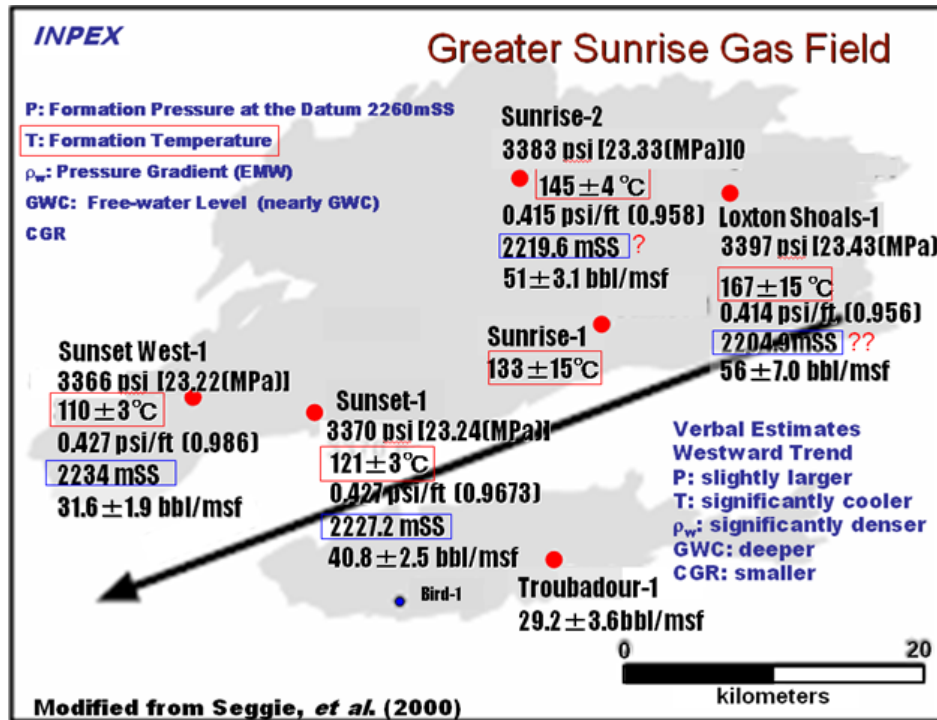


図 4-1-3-2-3. Greater Sunrise ガス田の各試掘井・探掘井で確認された地層の属性の一覧図(図中の数値の組の上側から下側へ, 順に, 孔隙圧・地層温度 (赤線枠)・対深度圧力勾配=地層水密度・自由水水準の深度 (青線枠)・コンデンセート対ガス生産量比 (CGR) を示す (Seggie, et al., 2003))。薄い灰色の影はガス田域でのガス分布領域を示す。mSS は平均海水準からの深度 (meter 単位) を示す。

図 4-1-3-2-3 に示したデータ値から, 地層水密度と貯留層温度の間に逆相関が認められる。図 4-1-3-2-4 にその逆相関の状況を示す。横軸に深度, 左縦軸に地層水密度, 右縦軸に貯留層の温度を示す。Loxton Shoals-1 の地層水密度と貯留層温度はほかの 3 坑井の示す傾向から離れており, 東側へのガス田地質構造の沈降運動による, 見掛け上の緩勾配の形成などが想定できる。強制的 4 坑井を一つの傾向に合わせることも可能であろう。



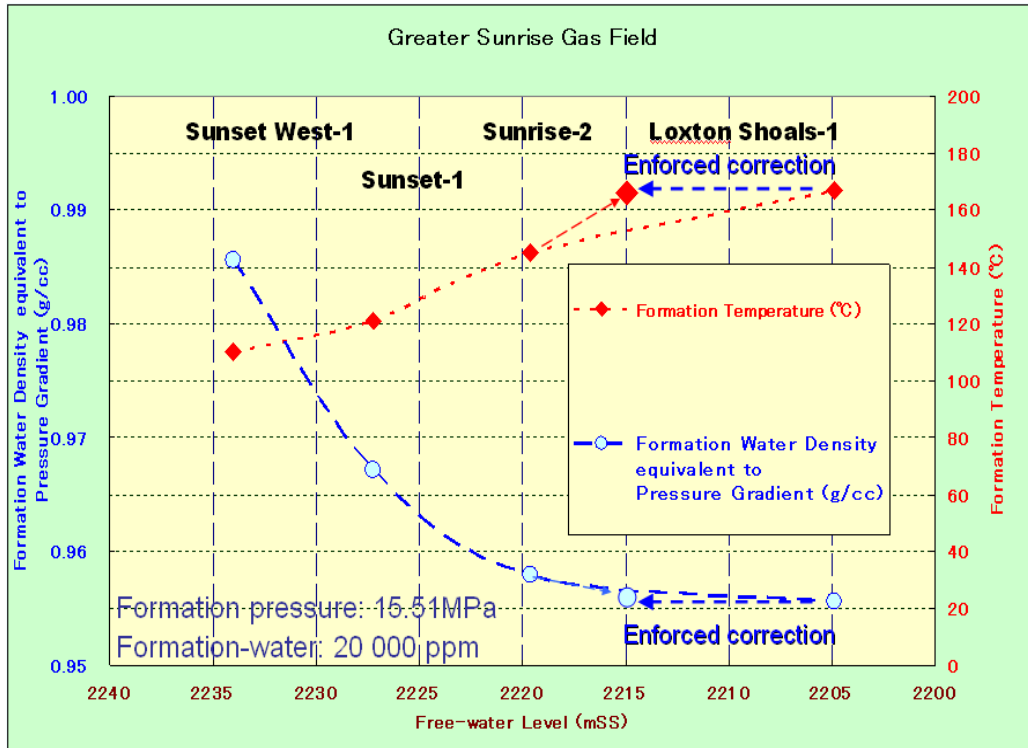


図 4-1-3-2-4. 坑井位置を考慮して、坑井毎の地層水密度と貯留層温度の関係を示した。Loxton Shoals-1 での貯留層温度を他の 3 坑井での変化傾向に合わせ、強制的に投影した点も示した。

FWL が 2204.9mSS から 2234mSS まで西に向かって深くなる原因については、動水力学によるとする説、すなわち、貯留層の断層系によるコンパートメント化によるとする見掛け説が有力であった。特に、Newell (1999) は Hubbert (1953) に倣い、この接触面の傾斜原因を、ティモール海溝での圧縮性の造構運動に伴う地層水の南への流動に伴う、動水力学的なものとした。また、Seggie, *et al.*, (2003) は、動水力学的な原因と並べて、この貯留層の東西方向での変化を、貯留層が震探記録の構造解釈から断層系によってコンパートメント化されていることを接触面傾斜原因の候補に挙げている。

図 4-1-3-2-5 は Greater Sunrise ガス田の主要な集ガスを胚胎する北構造と南構造での Plover 砂岩貯留層の坑井間層序構造対比である (Australian Geological Survey Homepage)。図 4-1-3-2-5 において、赤色実線は深度 2200mSS での水平を示す。赤色破線は FWL ( $\cong$  GWC と、ここでは見做す) の対比を示す。FWL の対比線は明らかに水平から西に向かって沈降傾斜している。沈降深度差は Loxton Shoals-1 と Sunset West-1 の間 (約 38.5km) で 29.1m である。両坑井間での接触面の断面線での見掛け傾斜角は 0.04°強程度である (但し、Seggie, *et al.* (2003)によれば、その傾斜角は 0.06°とされる。断面線と構造のディップ方向の投影効果を考慮しているとも考える。)。図 4-1-3-2-5 では水平方向は相対配置のみ、垂直方向 (深度)は平均海水面を基準 (0m)として表示されている。

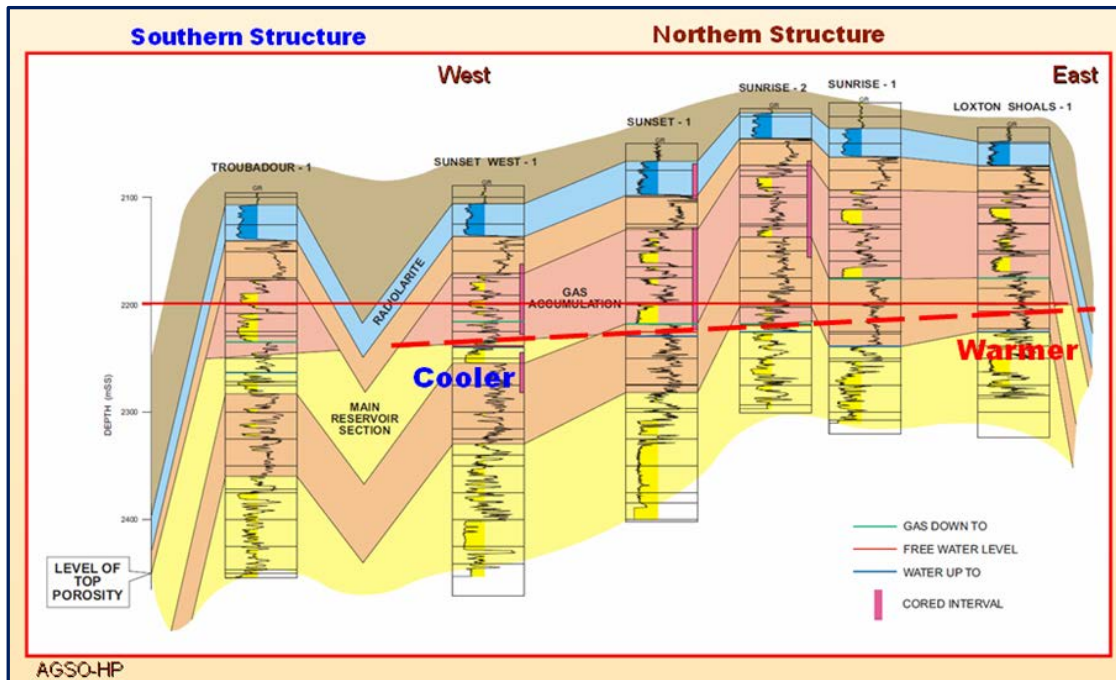


図 4-1-3-2-5. Greater Sunrise ガス田のガス/水接触面（≒FWL）の坑井間対図（AGSO-GEOTECH, 2000）。赤色実線は水平方向を示す。赤色破線は接触面を示す。両者を比較すると北構造での接触面傾斜が明瞭に分かる。北構造では、貯留層温度が東から西に低下する。

#### 第 4-1-3-3 項 孔隙圧検層データ（RFT・MDT）と水理学的情報

ここで、各坑井別に孔隙圧の対深度傾向を見直す。図 4-1-3-2-1 の孔隙圧対深度のグラフにおいてはガス田の全体を観察する視点から、ガス貯留層の孔隙圧の示すガス層の水理学的システムは全体として一つのシステムを構成していると判断した。さらに図 4-1-3-2-3, 図 4-1-3-2-4, 図 4-1-3-2-5 で示したように、ガス/水接触面の傾斜が明確に認定されることから、その認定の確度との関係から、各坑井での RFT・MDT を用いて、①ガス層の水理学的一体性と②各坑井で FWL 深度（接触面深度の代替）の決定方法について、再検討しておきたい。

#### 第 4-1-3-4 項 ガス層の水理学的一体性

Seggie, *et al.* (2003) は、図 4-1-3-2-1 に示したように坑井毎での水層の圧力勾配線がより西側の坑井において深度が増す方向にシフトしていることと、このことが接触面の西側への沈降傾斜を意味することを認識した。Seggie, *et al.* (2003) の示した、この水層の孔隙圧勾配線の西側への沈降傾向は、本論文での RFT・MDT の再検討でも再確認された（図 4-1-3-2-2）。

図 4-1-3-2-1（Seggie, *et al.*, 2003）での孔隙圧対深度プロットにおいて、ガス層孔隙圧対深度勾配線が、データの質が良好と判断されるデータに基づき、同一深度での地層圧の下限値勾配線として、また同一孔隙圧での最大深度線として認定されている。

このことから、ガス田全体についての観察による結果と同様に、ガス田全体で、ガス層は一つの圧力システムに属していると考えられる。他方、水層に関しては坑井毎に異なる線形相関傾向（対深度勾配）が認められ、個別分析とその比較が必要であることが分かる。

#### 第 4-1-3-5 項 坑井で FWL 深度の決定方法

接触面深度が西側に向かって深くなることは、ガス層の孔隙圧対深度傾向直線と各坑井での水層での地層圧対深度傾向線の交点が西側の坑井ほど深くなることに表れる（図 4-1-3-2-2 など）。また、この水層の対深度地層圧傾向線を坑井に関して比較すると、その勾配が坑井毎に異なる。水層での対深度地層圧勾配の個別分析から、東から西に向かって、Loxton Shoals-1, Sunrise-2, Sunset-1, Sunset West-1 の 4 坑井で水層の対深度圧力傾向線の勾配を地層水密度に換算して示す。その結果、東側の Loxton Shoals-1 での 0.956(g/cc) から西に向かって接触面下の地層水の密度は順次増加し（傾斜は水平に近くなる）、Sunset West-1 で 0.986 (g/cc) となった。この地層水密度の水平変化に伴い、GWC (≒FWL) は Loxton Shoals-1 と Sunset West-1 の間で 29.1m 西に深くなっている。地層水密度の孔隙圧勾配による測定は 2200～2500mSS の深度区間での測定である。

#### 第 4-1-3-6 項 地層水密度

図 4-1-3-6-1 には、接触面傾斜の様子を FWL で接触面を代表し、横軸西（左側）に向かって深くなるように FWL 深度、縦軸（左）に地層水密度評価値、縦軸（右側）に地層温度をとって表示した接触面深度と FWL の同定の仕方でもその形状も変化し得ることが分かる。ここでは、ガス層の孔隙圧対深度傾向線と水層の孔隙圧対深度傾向線の交点をとって FWL 深度と同定し接触面の代表とした（この点につき第 2 篇参照）。地層温度と地層水密度が負の相関を示し、温度の水平変化により接触面(自由水面)の深度が変化することが事例として認識できる。

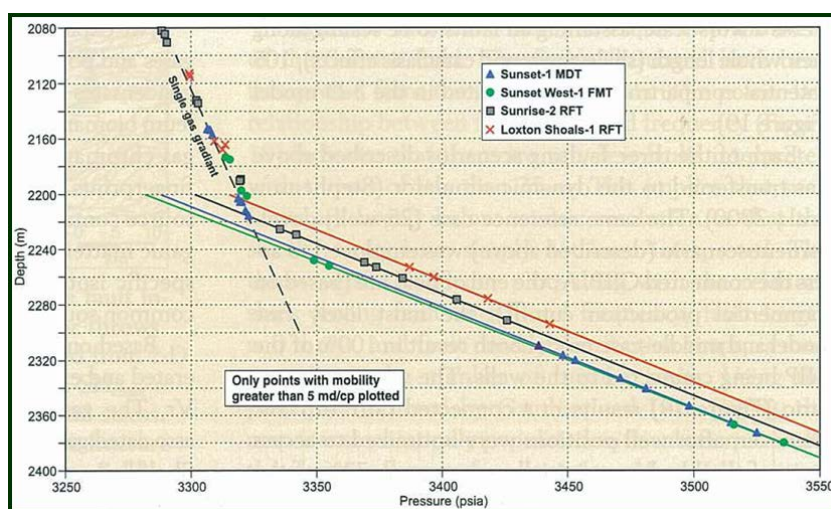


図 4-1-3-6-1. Seggie, *et al.* (2003) による、対深度孔隙圧傾向線による水層傾向線の西側への沈降の認定。この図では、水層の傾向線の勾配の揺れは無視され、図

4-1-3-2-1 で同定された水層の勾配をもって水層の勾配を代表させている。  
Sunset-1 と Sunset Wes-1 の近接する 2 坑井の間でも勾配は明らかに異なる。

各坑井での地層水密度に基づき、坑井毎の孔隙圧対深度増加傾向を図 4-1-3-6-2 に重ねて示す。この図から、深度が大きくなるに伴って、この地層水密度の評価値がどのように変化するかを読む。Loxton Shoals-1 の Plover ガス層の端水面深度から下の地層流体による背柱圧を各坑井の位置において仮定計算し、重ねて表示した。各坑井毎の同一深度での孔隙圧（ある基準面をとった背柱圧）の坑井間での均衡の成否が判定される。D<sub>0</sub>を順次増加させて設定し、重なり方を見ると、深度区間 2250m～3200m では背柱圧はほぼ一致する。3200m以深で Sunset West-1 での背柱圧（◆）が乖離する傾向が顕著になる。3200mSS までは 4 坑井の位置で水理学構造が均衡している。3200mSS 以深で、Sunset West-1 のみにおいて、水理学的構造が区別され、3500mSS 以深では堆積岩層の区間とは別個の異なる密度の地層水が支配すると考えられる。3200-3500mSS 区間は地層水の密度が漸移しているものと解したい。約 3500m 以深では均衡しないことが明瞭である。深度約 3200,あるいは 3500m に基準面をとることが妥当であろう。

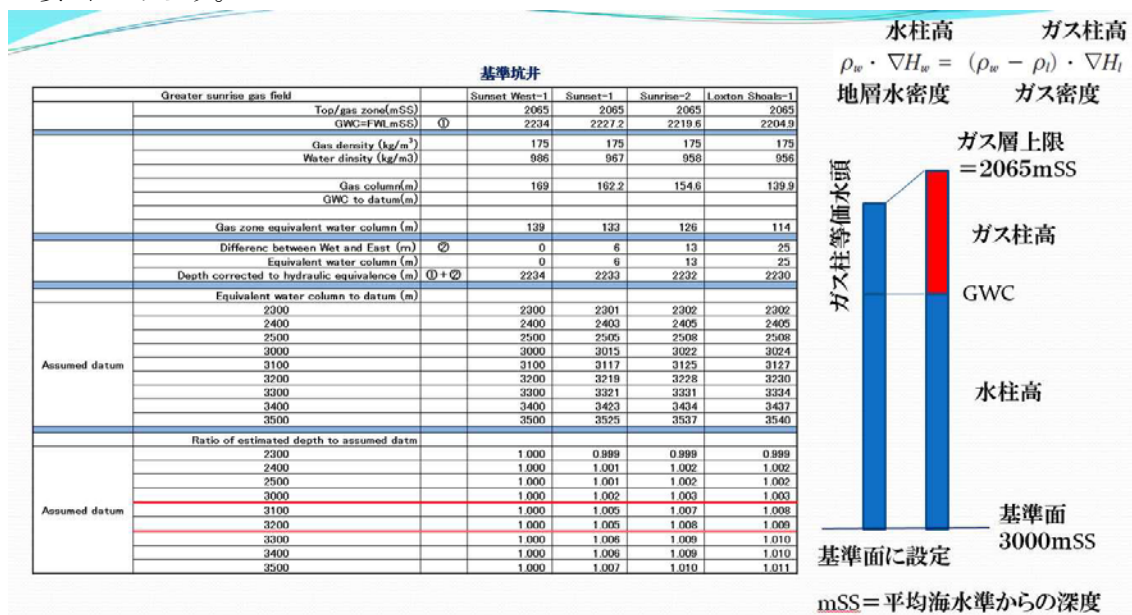


図 4-1-3-6-2. MDT (RFT) からの対深度孔隙圧プロットから得られたそれぞれの坑井での地層水密度に基づき各構成のガス柱・水柱の等価水頭などを Sunset West-1 を基準井として、比較した。等価水頭はガス田全体で均衡する。3000mSS までは相対評価誤差 (assumed datum の行) が小さい。3000-3200mSS 区間を漸移帯として大きくなる傾向があり、3500mSS 以深では誤差 10% を超える。3200mSS は、結晶質基盤の出現深度の相当し、堆積層での温度の水平勾配の警視絵があることが示唆される。

図 4-1-3-6-2 は、Greater sunrise ガス田の領域での等価水頭の堆積層での評価値を



対基準面深度 2300-3500mSS で計算した結果を示す。

#### 第 4-1-3-7 項 等価水頭の均衡

Greater Sunrise ガス田の水理環境は、ガス層区間に対しては、ガス密度が各坑井で共通する値をとることから、均一値を与えることになる。しかし水層に関しては、水平的な地層水密度の勾配が生じているため、坑井位置毎に等価水頭を決定する必要がある。この点で、Greater Sunrise ガス田の水理環境は Peciko ガス田とは区別される。

Greater Sunrise ガス田の各坑井における、地層圧測定検層データに基づく対深度地層圧勾配は、坑井深度区間（約 1000m 規模）での地層密度の直接の測定値と考えられる。すなわち、地層圧勾配からの地層水の評価密度が議論できることを考慮すると、Greater Sunrise ガス田の水理環境は、図 4-1-3-7-1 に示すパイプモデルで代表できる。このモデルによって、4 坑井夫々での評価すべき背柱圧が 4 坑井間で均衡するかどうかを検証する。Loxton Shoals-1 での FWL から深度上位のガス層の背柱圧については 4 坑井に共通するので、差を取る場合、相殺される。他方、水層中の背柱圧の計算には基準深度の設定が必要である。西端の坑井 Sunset West-1 と東端の坑井 Loxton Shoals-1 での FWL の差異 29.1m に相当する。FWL は, Sunrise-2, Sunset-1, Sunset West-1 ではほぼ一つの平面上にあるのに対し、Loxton Shoals-1 は顕著に浅く出現している。Sunrise-2 と Loxton Shoals-1 の間に何らかの隔たりを生じさせるものがあると考えうる。また、孔隙圧の均衡を、背柱圧を基に静力学的にテストをするためには、このモデルの場合、一定の基準面深度（D<sub>0</sub>）を設定する必要がある。そこで、このガス田のモデルに基準面（Datum ; D<sub>0</sub>）を 3200mSS と設定したときの、4 本の坑井での背柱圧の試算結果を表 4-1-3-7-2 に示す。

表 4-1-3-7-1. 水の密度と圧力温度環境の関係。貯留層深度の環境では、西側の Sunset West-1 で、純水の密度は 0.965 (g/cc) 程度、東側の環境で 0.915 (g/cc) 程度になる。これを約 20000ppm の塩水を想定すると、西側の 0.986 (g/cc) はちょうど適合し、東側が軽めに評価される。

| 圧力<br>MPa | 温度 上段=K; 下段=℃ |        |        |        |         |         |         |         |         |         |         |         |         |
|-----------|---------------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|           | 273.15        | 280    | 290    | 300    | 320     | 340     | 360     | 380     | 400     | 420     | 440     | 460     | 480     |
| 0.01      | 999.78        | 999.94 | 998.87 | 996.62 | 996.79  | 996.39  | 996.03  | 995.71  | 995.42  | 995.16  | 994.93  | 994.71  | 994.52  |
| 0.1       | 999.83        | 999.98 | 998.92 | 996.66 | 996.47  | 996.23  | 995.84  | 995.47  | 995.20  | 994.96  | 994.73  | 994.53  | 994.37  |
| 0.5       | 1000.0        | 1000.2 | 999.10 | 996.84 | 996.65  | 996.42  | 996.26  | 996.03  | 995.74  | 995.49  | 995.26  | 995.05  | 994.86  |
| 1         | 1000.3        | 1000.4 | 999.33 | 997.07 | 996.86  | 996.65  | 996.51  | 996.26  | 995.97  | 995.72  | 995.49  | 995.28  | 995.09  |
| 2         | 1000.8        | 1000.9 | 999.79 | 997.51 | 997.31  | 997.03  | 996.74  | 996.45  | 996.16  | 995.91  | 995.68  | 995.46  | 995.25  |
| 3         | 1001.3        | 1001.4 | 1000.3 | 997.95 | 997.74  | 997.47  | 997.18  | 996.89  | 996.60  | 996.35  | 996.12  | 995.90  | 995.69  |
| 4         | 1001.8        | 1001.9 | 1000.7 | 998.40 | 998.17  | 997.91  | 997.62  | 997.33  | 997.04  | 996.79  | 996.56  | 996.34  | 996.13  |
| 5         | 1002.3        | 1002.3 | 1001.2 | 998.84 | 998.61  | 998.35  | 998.06  | 997.77  | 997.48  | 997.23  | 997.00  | 996.78  | 996.57  |
| 7.5       | 1003.5        | 1003.5 | 1002.3 | 999.94 | 999.68  | 999.41  | 999.12  | 998.83  | 998.54  | 998.29  | 998.06  | 997.84  | 997.63  |
| 10        | 1004.8        | 1004.7 | 1003.4 | 1001.0 | 999.76  | 999.49  | 999.20  | 998.91  | 998.62  | 998.37  | 998.14  | 997.92  | 997.71  |
| 12.5      | 1006.0        | 1005.9 | 1004.5 | 1002.1 | 999.83  | 999.56  | 999.27  | 998.98  | 998.69  | 998.44  | 998.21  | 997.99  | 997.78  |
| 15        | 1007.2        | 1007.1 | 1005.7 | 1003.2 | 999.89  | 999.62  | 999.33  | 999.04  | 998.75  | 998.50  | 998.27  | 998.05  | 997.84  |
| 17.5      | 1008.4        | 1008.2 | 1006.8 | 1004.3 | 999.94  | 999.67  | 999.38  | 999.09  | 998.80  | 998.55  | 998.32  | 998.10  | 997.89  |
| 20        | 1009.7        | 1009.4 | 1007.9 | 1005.4 | 999.98  | 999.71  | 999.42  | 999.13  | 998.84  | 998.59  | 998.36  | 998.14  | 997.93  |
| 30        | 1014.5        | 1014.0 | 1012.3 | 1009.6 | 1007.10 | 1006.30 | 1005.54 | 1004.82 | 1004.14 | 1003.50 | 1002.90 | 1002.34 | 1001.82 |
| 40        | 1019.2        | 1018.5 | 1016.6 | 1013.8 | 1011.20 | 1010.37 | 1009.59 | 1008.85 | 1008.15 | 1007.50 | 1006.90 | 1006.34 | 1005.82 |
| 50        | 1023.9        | 1023.0 | 1020.8 | 1017.9 | 1015.10 | 1014.16 | 1013.27 | 1012.42 | 1011.61 | 1010.84 | 1010.11 | 1009.42 | 1008.77 |
| 60        | 1028.4        | 1027.4 | 1025.0 | 1021.9 | 1018.90 | 1017.86 | 1016.87 | 1015.92 | 1015.01 | 1014.14 | 1013.31 | 1012.52 | 1011.77 |
| 80        | 1037.2        | 1035.9 | 1033.1 | 1029.7 | 1026.60 | 1025.46 | 1024.37 | 1023.32 | 1022.31 | 1021.34 | 1020.41 | 1019.52 | 1018.67 |
| 100       | 1045.5        | 1044.0 | 1041.0 | 1037.3 | 1034.10 | 1032.86 | 1031.67 | 1030.52 | 1029.41 | 1028.34 | 1027.31 | 1026.32 | 1025.37 |

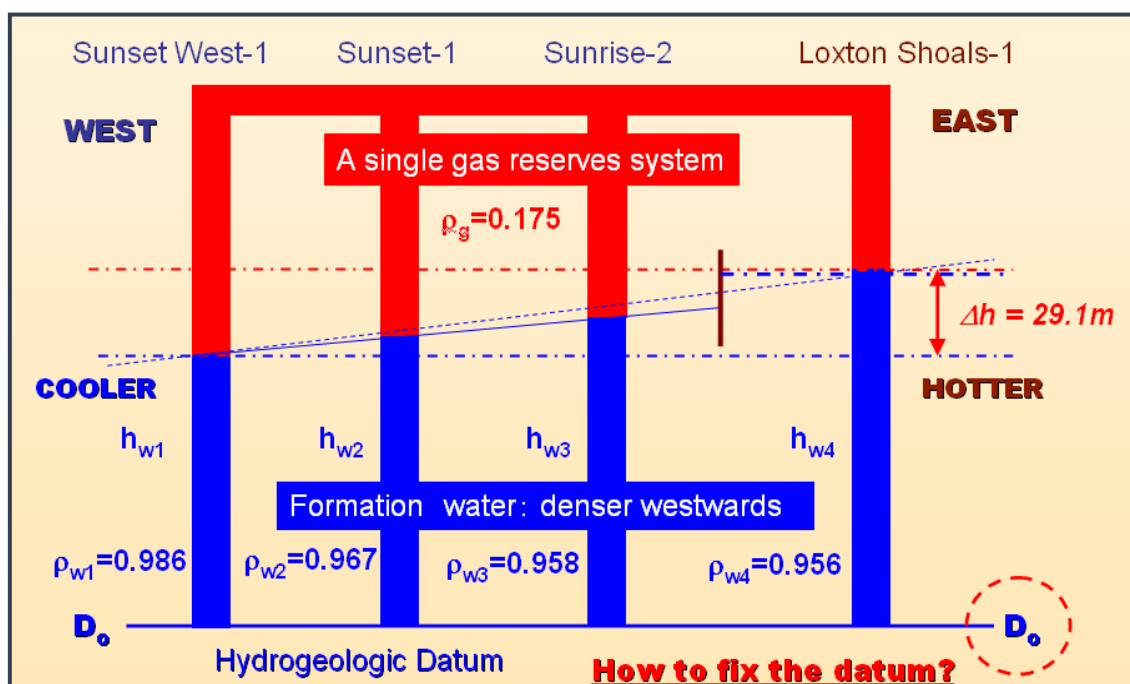


図 4-1-3-7-1. 図 4-1-3-6-2 を参照して，ガス田全体での基準面深度（ $D_0=3200\text{mSS}$  にとった場合）からの水頭（基準面での孔隙圧と同等）を評価すると図 4-1-3-6-2 と表 4-1-3-7-1 に示す通り，4 坑井での背柱圧はほぼ等しく，準静的均衡状態にある。

表 4-1-3-7-2. 図 4-1-3-6-2 に示した，ガス層上限（ $2065\text{mSS}$  とした）から基準面（ $3200\text{mSS}$ ）までの流体柱の背柱圧の坑井間比較表

| Greater Sunrise Gas Field                                 | Sunset West-1 | Sunset-1 | Sunrise-2 | Loxton Shoals-1 |
|-----------------------------------------------------------|---------------|----------|-----------|-----------------|
| Top/Gas Zone                                              | 2065          | 2065     | 2065      | 2065            |
| GWC $\approx$ FWL                                         | 2234          | 2227.2   | 2219.6    | 2204.9          |
| GWC to Datum (3200m)                                      |               |          |           |                 |
| Gas density (g/cc)                                        | 0.175         | 0.175    | 0.175     | 0.175           |
| Water density (g/cc)                                      | 0.986         | 0.967    | 0.958     | 0.956           |
|                                                           |               |          |           |                 |
| Gas density ( $\text{Kg/m}^3$ )                           | 175           | 175      | 175       | 175             |
| Water density ( $\text{Kg/m}^3$ )                         | 986           | 967      | 958       | 956             |
|                                                           |               |          |           |                 |
| Gas column height (m)                                     | 169           | 162.2    | 154.6     | 139.9           |
| GWV to Datum (m)                                          | 966           | 972.8    | 980.4     | 995.1           |
|                                                           |               |          |           |                 |
| Gas zone backpressures (MPa)                              | 0.029         | 0.028    | 0.027     | 0.024           |
| Water column backpressures (MPa)                          | 0.934         | 0.923    | 0.921     | 0.933           |
| Referenced Back-pressures at the Datum 3200mSS (MPa)      | 0.963         | 0.951    | 0.948     | 0.957           |
| Base data: AGSO-HP, Seggie, <i>et al</i> (2003), 本田(2008) |               |          |           |                 |

この試算の結果，4 坑井での背柱圧は表 4-1-3-7-1 に示す通り，ほぼ等しく（ $0.95\text{-}0.96\text{MPa}$ ），準静的均衡状態にあることが分かる。

ここで，得られた基準深度での各坑井の地層水密度と，同様な温度圧力環境での純水の密度と等価地層水塩分濃度を加味した密度とを比較してみる。表 4-1-3-7-2 に純水の温度圧力環境での密度を示す。この表での水密度に地層水の示す塩分濃度約  $20000\text{ppm}$  を考慮して，それらの表 4-1-3-7-3 を作成した。この表 4-1-3-7-3 からは



**Greater Sunrise** ガス田の西側 (**Sunset West-1**) では、坑井データと純水からの推定値は近い。東側 (**Loxton Shoals-1**) では、坑井データの方が、密度が大きい。このように密度の大小の傾向は合理的であるが、地層水の塩分濃度評価が、**SP** (自然電位) からは解析できないため、泥水の濾過液が混入しやすい **MDT** の試料分析値からの塩分濃度であるため、評価誤差が大きくなっている可能性が残る。

#### 第 4-1-3-8 項 接触面傾斜の原因

**Greater Sunrise** ガス田の貯留層のガス/水接触面は西に沈降するような傾斜している。特に、**Loxton Shoals-1** が理論計算値と地層圧勾配からの密度評価においては特異性を示し、**Sunset West-1** が背柱圧の一致度では特異性を示した。その傾斜原因として、

- ① **Hubbert** (1953, 1967) の提唱した動水力学的な石油トラップ機構
- ② 貯留層 **Plover** 層の断層・断裂により、多数の断層塊に分割され、貯留層としてコンパートメント化され、傾動運動に伴い接触面傾斜が生じたとする機構が想定され、
- ③ さらに上記のような構造運動起源の特異性が断層系による貯留層のコンパートメント化による地層水の分化 (塩分濃度の差異が生じるなど) によるものであるという解釈もありうる。

もう一度、**Greater Sunrise** ガス田のあるティモール海東部・サウルプラットフォーム地域を見ると、地形に構造線が反映しており、**Greater Sunrise** ガス田もその構造線に切られていると考えられる。**Sunset West-1** でのガス産出テストにおいて、断層による水理学的障壁の存在が検知されている (**Seggie, et al., 2003**)。このことから、直ちには地質時間 (1 万年～100 万年) の長期間での、断層による断層塊毎の、地層流体の隔離が成立しているかは不明であるが、ガス層が断層によってコンパートメント化の可能性が残されることは接触面形状を分析する際に考慮すべきことである。他方、ガス層の孔隙圧対深度傾向を見ると (図 4-1-3-2-1, 図 4-1-3-6-1 など)、一本の直線上に載り、一定のガス密度勾配を示すことから、ガス層全体は導通していると考えられる。このことから、ガス層の断層によるコンパートメント化 (図 4-1-3-8-1; **Seggie, et al., 2003**) は可能性が極めて低いと判定される。

また、コンパートメント化の起因として断層による貯留層のずれが考えられる。**Loxton Shoals-1** の特異性に対しては A の構造線、**Sunset West-1 Shoals-1** の特異性に対しては B の構造線が対応するのか、今後検討が必要になる。しかし、**Greater Sunrise** ガス田のガス層の地層圧深度分布での一体性を考慮すれば、コンパートメント化を少なくとも主因とするのは難しい。むしろ **MDT** 地層圧勾配として地層水の密度が西に向かって増大する認識できることから、温度との関連で傾斜が生じると考えてよい。

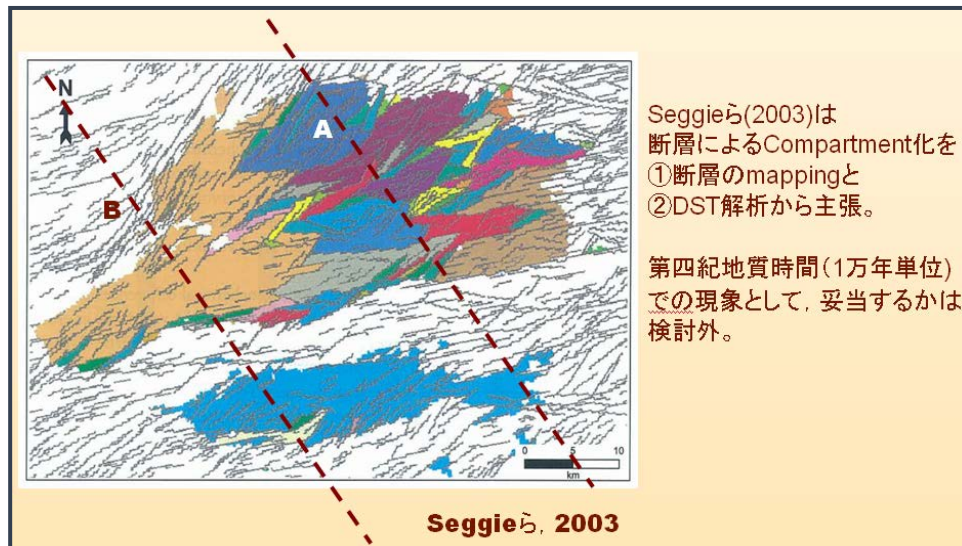


図 4-1-3-8-1. Greater Sunrise ガス田のコンパートメント化の可能性 (Seggie, *et al.*, 2003)

Seggie, *et al.* (2003) は、もっとも悲観的な場合には、断層による貯留層のコンパートメント化が生じ、本図のような裁断・細分された集ガスになり得ると考える。このモデルは東部では断層による細分化が西側より進んでいる。最尤の場合はガス田全体が導通している場合である。この場合、北側の Timor 海溝からの地層水流動により接触面が傾斜すると考える。

Greater Sunrise ガス田の Plover 貯留層の接触面は西に傾斜（約 0.045 度：Seggie ら(2003)では 0.06°とする）している。ガス層とその接触面下の地層水の密度を考慮した背柱圧の均衡テストからは顕著な不均衡は認められない。したがって、現実的な地層水流動を支持する現象を見出さない限り、動水理学的なピエゾ水頭面の傾斜を想定するのは困難である。したがって、上記のように、貯留層孔隙圧のガス田全体での準静的均衡から Greater Sunrise ガス田では、動水力学的接触面傾斜以外の立論を試みる価値が残る。すなわち、このガス田では、貯留層の地層圧は地域的にほぼ均衡状態にあるにも拘らず、その接触面は傾斜しており、貯留層での地層温度の水平変化がその傾斜原因として合理性を以って提案できよう。

この温度水平変化は熱平衡回復過程の過渡期の状態であろう。地域的な漸移変化のある冷却か加熱が作用したと考え得る。冷却に関しては、海底地形（図 4-1-3-8-2）を考慮すれば、第四紀での低海水準期に起きた、サウルプラットフォームの全域的陸地化が地域的な天水侵入を生じさせた可能性をまず考えたい。深部への侵入は断層系の分布などにより地域的に一様ではなかったことは容易に想定できる。他方、加熱過程としては、ガス田東部への深部地層水の侵入が想定されうる。特にサウル台地の東には現在も沈降しつつある低地地形域があり (Honda, *et al.*, 2006)、その地域の深部から相対的に高温の地層水が絞り出され、ガス田東部に注入される可能性がある。しかし、注入された地層水の熱量が、西側にどのような過程によって伝播し、地層温度の

水平的漸移変化を形成したのかを説明できるモデルは構成し難い。地層水流動の場合、保持する熱量の異なる 2 種の地層流体が混交せず、夫々別の団塊として挙動するのが一般であり、その侵入の前線はフラクタル上の分枝構造をとるであろう。また、熱拡散で形成される温度分布は線形漸移にはならない。

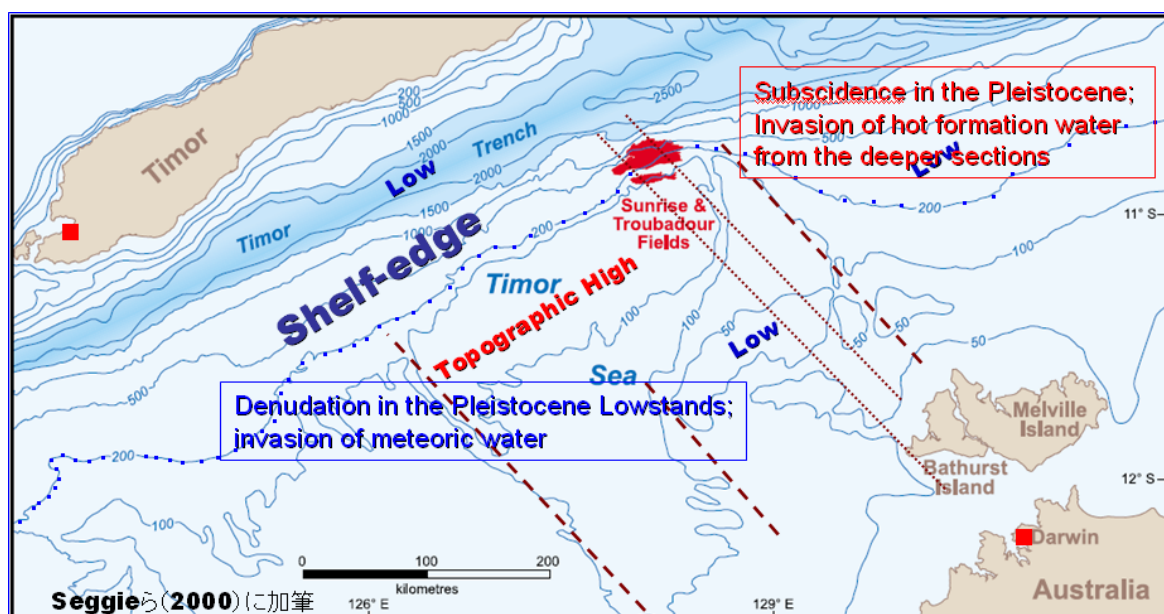


図 4-1-3-8-2. Greater Sunrise ガス田での後生的熱的修飾の可能性について。①ガス田の西部に低海水準期に露出したサウルプラットフォームから天水が浸入して冷却される可能性、また②その東部にサウルプラットフォームの東側の現在も進行する沈降運動に伴う低地の深部から貯留層への熱い地層水の移動・注入の可能性もある。局所的な加熱（例：貫入岩体）あるいは冷却（例：断層帯に沿った天水の深部への侵入）はいずれも線形的な漸移変化を説明できない。

#### 第 4-1-4 節 地層水密度水平勾配型（沿岸地域での Ghyben-Herzberg 前線）

接触面の静水力学の傾斜要因となる地層水密度の水平的勾配を、地層水の塩分濃度の水平勾配によって生じさせる場合がありうるであろうか？この場合を机上で想像することは可能であるが、地層水の電解質溶液の濃度が地域的に勾配を持つことは、地質時間のような十分な長さを持つ期間を想定する場合には、イオンの拡散現象を考えると困難であろう。

可能性として挙げ得るのは、沿岸地域での淡水領域と海水領域が接するような環境であろう。沿岸域では、図 4-1-4-1 に示すように、淡水と海水が接し、急には混和しないで境界面（Ghyben-Herzberg 前線と呼ぶ）を形成する。この境界面を境に、海水側と淡水側の水柱を構成する淡水と海水の密度差・柱高に応じた水頭差と境界面の陸側への傾斜・侵入が生じる。各地点での水頭の均衡を得るための現象である。ここでもし、沿岸部位に炭化水素柱が割り込むと Ghyben-Herzberg 前線に沿って陸側・海側の水頭に炭化水素柱の密度と柱高に応じた差が生じる。この差が接触面形状に影響

響して、水平面から変形する場合が想定できる。しかし、通常油ガス田は、束縛地下水層環境にあるため、現実に沿岸域の油ガスでの傾斜接触面の報告はない。

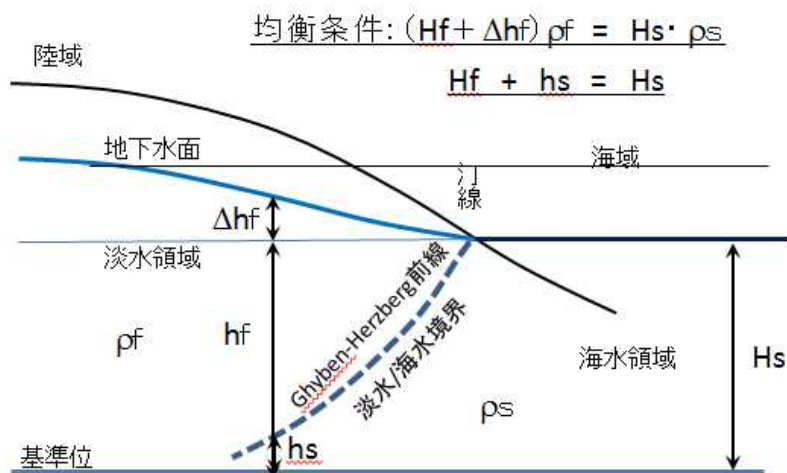


図 4-1-4-1. Ghyben-Herzberg 前線の概念図.

#### 第 4-1-5 節. 第 4-1 章のまとめ

接触面の傾斜現象が認識された場合、従来のように直ちに動的均衡型、即ち、動水理学的な要因を考察するのではなく、先ず、地層圧の静的均衡状態の成否の検討が必要である。静的均衡状態にない場合には、連続した層状の、透水性の高い貯留層がある以上、地層水の流動があることは自然である。言い換えると、静的均衡状態にないと判定できない場合、一つの油ガス田全体の透水性に関する連結性の検討に入ることとなる。この場合でも油ガス田全体に地層水が地層水密度に関して物理学的あるいは化学的に一様かどうかを検討する事は有意義である。特に地層温度が水平的に有意な変化を示す場合には地層水の密度も温度変化に従い変化し、接触面を傾斜させることがある。

この均衡テストを実施することで陸上の油ガス田での動水理学的トラップ機構が機能する場合を第 3 篇第 3-1 章でアメリカ合衆国オクラホマ州の **Cushing** 油ガス田で確認した。傾斜端水面、油ガス集積の乖離、偏在の典型事例として知られてきた **Cushing** 油ガス田において地形的な背景まで含めて考察し、傾斜端水面、油ガス集積の乖離、偏在の原因を地下水流層とすることは合理的である。また、本編で議論したように、オーストラリア北部準州沖の **Greater Sunrise** ガス田については地層圧の静力学的均衡がほぼ成立しているにも拘らず、接触面の傾斜が認識されることが判った。この場合、ガス層のコンパートメント化ではなく、地層温度の水平変化による傾斜があることで、接触面の傾斜を合理的に説明できる。陸棚辺縁部は海水準変動に伴い、海水の被服がなくなり、陸棚から天水の侵入が起きうる。また、構造運動に伴い、地下深部からの高温の地層水の浅部への注入も起きうる。このような冷却、または加熱による



局所的な温度異常の発生を考慮するためには、油田とその近傍の地形、地質構造、広域的応力場をさらに詳細に検討することが必要となる。

オーストラリアなど、広い陸棚地域を持ち、陸棚域が石油鉱床胚胎の場となっている地域については、低海水準期での天水侵入等による熱的な修飾によって、トラップが水平接触面から歪む可能性は考慮すべきであろう（図 4-1-5-1）。

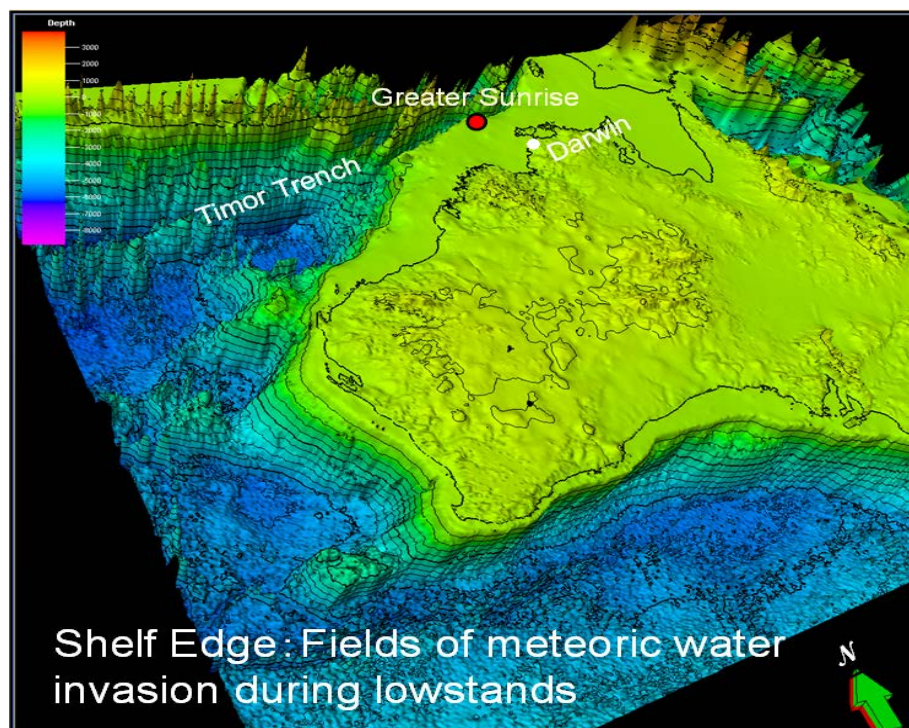


図 4-1-5-1. オーストラリアの鳥瞰図北部準州沖から北西陸棚に掛けて多数の油ガス田が陸棚辺縁部に発見開発されてきており、今後、開発されようとしている。この地域には **Greater Sunrise** ガス田（赤丸）に類似する接触面傾斜を伴う油ガス集積が賦存するのではなかろうか？

ガス田は東から西に深度の増加する傾斜接触面を持ち、ガス層温度が低下傾向を示す。その水平的な温度差を考慮した地層水密度を用い、ガス田西側の接触面深度を基準深度として、東から西に分布する4坑井の基準面での背柱圧を評価した（図 4-1-3-2-2, 図 4-1-3-7-1；表 4-1-3-7-1）。孔隙圧検層（RFT・MDT など）の対深度孔隙圧記録から読み取れる地層水密度の水平変化と、温度と圧力から理論的に推定される地層水密度はほぼ一致する。水の密度の温度・圧力補正に関しては、日本機械学会（1983）を参照した。接触面深度の同定誤差、構造データの図学的評価も考慮すると、設定した基準深度での背柱圧はほぼ一致し、貯留層の孔隙圧からみると静的均衡にあることが示される。すなわち、図 4-1-3-2-2, 図 4-1-3-7-1 に示すようにガス層及びその下位の水層の孔隙圧はガス田北構造では一体化していると判断でき、地層水の密度の水平変化とそれを補償するように形成された傾斜接触面の効果として、基準面深度（約 3500mSS）での推定背柱圧はガス田北部全体で  $1.22 \times 10 \text{MPa}$  と評価でき、ほぼ一致

し、傾斜接触面は水理学的に静的均衡にある。Newell (1999), Seggie *et al.*, (2000), Seggie *et al.*, (2003) はこの接触面傾斜の原因をティモールトラフ側からの地下流体流動に求めた。しかし、上記のように流体流動を起こす圧力勾配は少なくともこのガス田には存在しない（本田ら，2008）。

貯留層およびその下位の水層の温度の水平変化の原因は未詳である。断裂系形成に伴う、低海水準時の天水の地域差別流入による局所冷却などが想定される（本田ら，2008）。

## 第 4-2 章 見掛けの傾斜接触面類型

### 第 4-2-1 節 砂層の構成粒子径の水平的漸移変化の場合とその事例

本節は、Versluys (1936) による砂層の結構砂粒（fabric sand-grains）の粒径の水平変化による毛管上昇高の効果について紹介する。北海北部 Viking 地溝帯での傾斜接触面の形成機序に、この効果が寄与している可能性を記述する。

#### 第 4-2-1-1 項 Versluys のモデル

Versluys (1932) は上方組粒化の砂層における毛管上昇に起因する見掛けの接触面深度の漸移的上昇によるモデルを提唱した。水層の FWL から砂層の構成砂粒子の粒度の水平的変化（横方向への細粒化）によって、油飽和層漸移帯が細粒側に向かって厚くなる。また、これに背斜構造による修飾が加わり、見掛け上の接触面の変形と傾斜が生じる可能性がある。水理学的な原因にも論及している（図 4-2-1-1）。Versluys のモデルでは接触面の傾斜は背斜頂部に向かって、合掌する形になる（図 4-2-1-2）。Cushing ガス油田での、接触面傾斜の形状とは、合致しない。炭酸塩岩体での油ガス層では、端水面ではなく、底水面の直下でのセメント作用による接触面位置の固定が生じ、油ガス田域の広域傾動運度による、見掛けの傾斜接触面の形成も起きる（Hubbert, 1953, 1954）（図 4-2-1-3）。

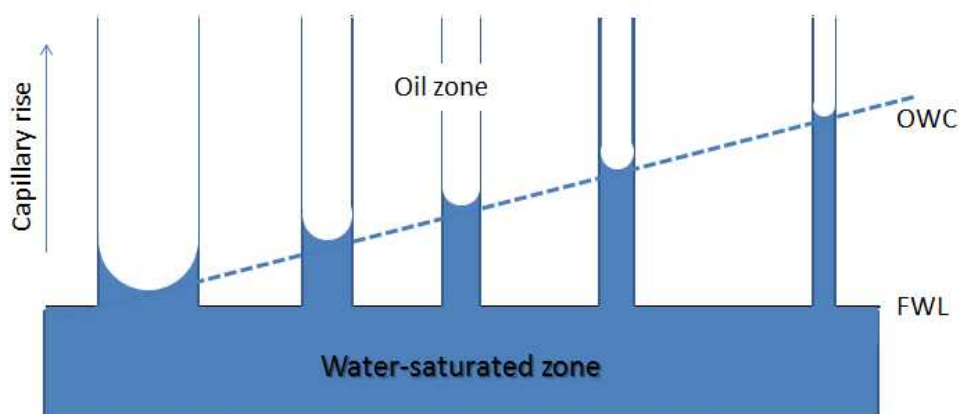


図 4-2-1-1. 砂層砂粒度水平漸移変化による毛管上昇の差異に起因した見掛けの傾斜接触面。砂が細粒になるほど、水の毛管上昇が大きくなる。





図 4-2-1-2. 固定された水平接触面が背斜構造の成長によって変形した見掛けの傾斜接触面 (Versluys, 1932 ; 原図を改変・加筆)。A. 水平接触面。接触面直下での水層のセメント作用などにより接触面が固定されることもありうる。B. Versluys (1932) の提案するモデルは、A の接触面が、背斜構造の両翼の傾斜の増加により合掌型に傾斜し、水平面から変動したもののモデルであった。上方粗粒化の堆積層では、堆積時に横方向に粒度が一定していたとしても、構造変形後、水平方向に粒度が変化するように配列されることになる。このモデルでは、油ガス田全体に亘って、一様な傾斜する接触面の形成機構を説明することは出来ない。ここでもセメント作用による接触面と見掛け上の固定によって、背構造の形成に伴い、接触面が変形したように見える場合もある。

#### 第 4-2-1-2 項 北海北部 Viking 亜堆積盆の深海底扇状地の油層

Versluys (1932) のモデルが機能する場合として深海扇状地の砂層を貯留層とする場合が想定できる。深海扇状地では扇央部から扇縁部に向かって、砂層の粒度が顕著な細粒化を示す。このため、扇央部は粗粒砂が、扇縁部は極細粒砂が卓越する。毛管上昇は、扇央部では相対的に低く、扇縁部では相対的に高くなる。このような深海扇状地の砂層の積層砂層を貯留層とする油ガス田では、見掛け上、扇央部での接触面より扇縁部の接触面の方が、深度が浅くなるであろう。加えて扇央部に向かって、沈降するように傾動が生じれば、この見掛け上の接触面と傾斜は強調されることとなる。

北海北部 Viking 地溝帯での傾斜接触面の形成機序に、この効果が寄与している可能性を記述する (図 4-2-1-3 参照)。Arbroath, Mont Rose, Piper, Forties などの Paleocene の深海扇状地の砂層を貯留層とする油田は、すべて、砂の供給地側に沈降するように接触面が傾斜している。Dennis, *et al.* (2005) は Mont Rose, Arbroath 油田 (図 4-2-1-2 参照) など、より深部の Jurassic 以下の異常高圧層からの高孔隙圧の伝播を基礎に、動水力学的な接触面傾斜を主張しているが、砂層の粒度の水平変化の効果も無視できない。

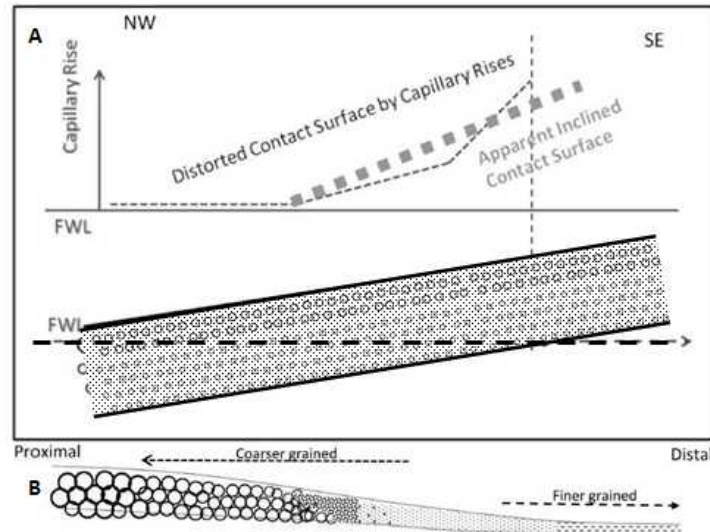


図 4-2-1-3. 体積盆央に向かったの深海扇状地を構成する砂層粒子粒度の水平的・漸移的細粒化による毛管上昇の増加によって生じると推定される見かけ上の傾斜接触面のモデル。  
Versluys (1932) による粒度変化モデルを北海北部ヴァイキング垂地溝堆積盆の深海扇状地に適用したモデル。

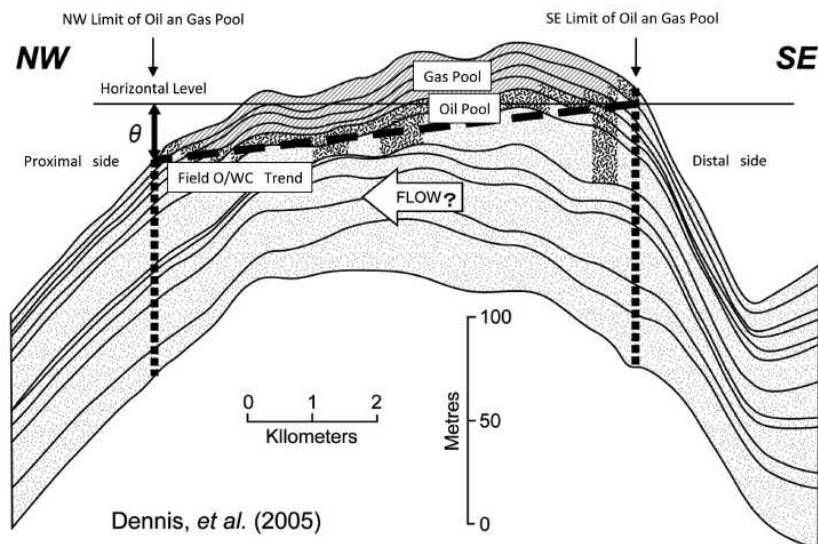


図 4-2-1-4. 北海北部 Viking 垂堆積盆南部の Arbroath 油田での傾斜接触面。南東方向から北西方向への異常高圧の孔隙圧伝播によって水理学的なポテンシャル面が北西に沈降するように傾斜している事例とされる (Dennis, 2005)。この傾斜原因に加え、砂層貯留層には、砂粒子の水平的な細粒化が影響していると推定できる。古第三系の深海扇状地の堆積が北西に要部を持ち、南東方向に軸を持つような扇状地となっていると解釈される。したがって南東側の毛管上昇が大きく、接触面の見掛け傾斜が強調されていると推定できる。

## 第 4-2-2 節 その他の見掛け傾斜接触面の事例

### 第 4-2-2-1 項 タイト貯留層における接触面の水平回復が遅れる事例

難波（2011）は、低浸透性の炭酸塩岩貯留層における水平でない接触面の形成原因に関して、油田地質構造の傾動運動による接触面の傾動修飾とその水平への戻りの遅れをタイトな貯留層のヒステレイシスに求めるモデルを提案した。この事例では、極めてタイトな貯留岩であり、構造の傾動後の接触面形状が重力均衡する状態まで戻るには長期間を要する。難波（2011）は、モデルシミュレーションを行い、その仮説を検証した。

同様な現象は、新潟県藤川ガス田でも認められてきた。藤川ガス田では、寺泊層上部相当の火砕岩貯留層のガス層において、元来のガス/水接触面直下において、炭酸塩鉱物によるセメント作用が進み、水層部分をタイトにした。この後、北落ちの傾動が生じ、接触面がセメントでタイトなために、水平に戻っていない状態であるとされる。

Hubbert（1953）は動水力学的傾斜接触面の一事例として、カナダ北部の North Territory の Norman Wells 油田を動水力学的傾斜接触面の事例の一つとして挙げた。しかし、Hubbert（1954）はそれを取り下げた（図 4-2-2-1）。図 4-2-2-1 に示すように、この油田の貯留層は南西落ちの傾動運動で傾斜した。現在での接触面は水平であり、過去の水層の名残である‘Dense Ls.’を横切っていることが坑井で確認されている。見掛けの傾斜接触面として過去の底水面の残影が傾動に沿って、傾斜しているのを見誤ったものである。この事例では、接触面の再生は構造傾動後の状況に適合するようになされたが、接触面が認められる垂直井を掘削することのできる領域が狭いために、現在の接触面を見落とした事例であろう。

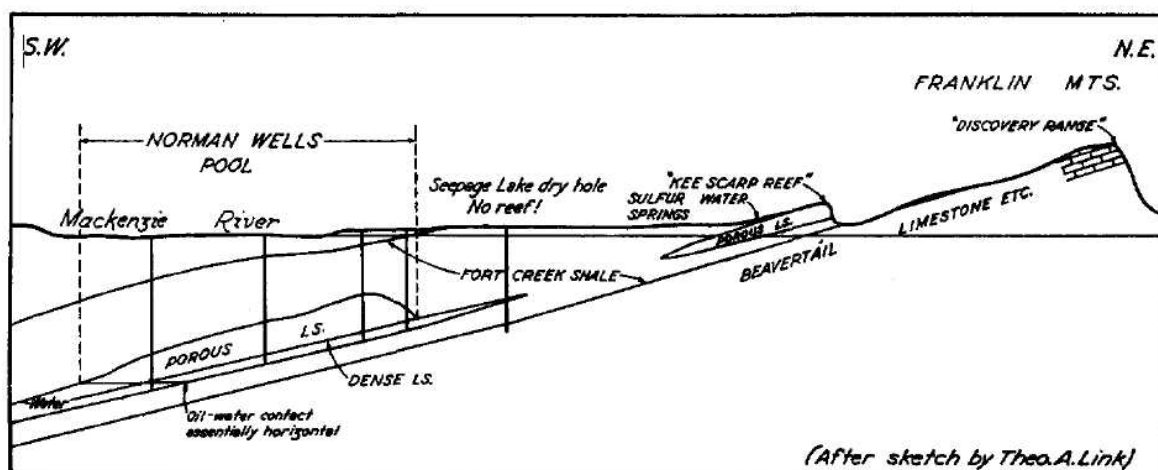


図 4-2-2-1. カナダ，North Territories で発見・開発された Norman Wells 油田在接触面と地質構造の関係を示す（Hubbert, 1954）。Porous Ls. と Dense Ls. の境界はおそらく傾動運動の起きる前の油層の底水面の残影であろう。この油田は、礁成石灰岩体の成すトラップよりなる。

## 第 4-3 章 第 4 篇のまとめ

本篇では、傾斜接触面の静水力学型の内、密度差位置水頭型の事例を記載し、議論

した。貯留層温度の水平勾配が密度差位置水頭型接触面の傾斜原因と考えられるが、その温度の水平勾配の形成過程の説明が依然、難しい。今後の課題として残る。

接触面の傾斜が現象として認識された場合、Hubbert (1953) に従い、直ちに動水力学的な要因を考察するのではなく、先ず、地層圧の静力学的な均衡状態の成否の検討が必要である。動水勾配が“0”ではなく、考察対象とする貯留層が、油ガス田全体に亘って静水力学的な均衡状態にないことを確認できれば、広く広がった連続透水層があれば、地層水はその動水勾配に沿って流動する。静水力学的な均衡状態にないと判定できない場合、一つの油ガス田全体の透水性に関する連結性の検討に入ることとなる。この場合でも油ガス田全体に地層水が物理学的に一樣かどうかを検討する事は有意義である。特に地層温度が水平的に有意な変化を示す場合には地層水の密度も温度変化に従い変化し、接触面を傾斜させることがある。

地層圧の静力学的均衡テストを実施することで陸上の油ガス田での動水理学的トラップ機構が機能する場合をアメリカ合衆国オクラホマ州の、傾斜端水面、油ガス集積の乖離、偏在の典型事例として知られてきた **Cushing** 油ガス田で確認した。地形的な背景まで含めて考察し、傾斜端水面、油ガス集積の乖離、偏在の原因を地下水流が齎す動水力学的なポテンシャル面の傾斜とすることは合理的である。これに対して、オーストラリア北部準州沖の **Greater Sunrise** ガス田については、地層圧の静力学的均衡がほぼ成立しているにも拘らず、接触面の傾斜が認識された。この場合、動水力学的な傾斜接触面形成機構は適用できない。また、ガス貯留層の断層系による地質構造的な貯留層のコンパートメント化とガス田地域の地質構造の傾動によるのではなく、地層温度の様な水平変化による傾斜があるとすることで、接触面の傾斜を合理的に説明できる。陸棚辺縁部は海水準変動に伴い、海水の被覆がなくなり、陸棚から天水の侵入が起きうる。また、構造運動に伴い、地下深部からの高温の地層水の浅部への注入も起きうる。このような冷却、または加熱による局所的な温度異常の発生を考慮し、地域的な地下温度水平勾配の形成過程をモデルするためには、油田とその近傍の地形、地質構造、広域的応力場をさらに詳細に検討することが必要となる。**Greater Sunrise** ガス田はそのような準静的傾斜接触面を持つと判定される唯一の事例である。

この他、見掛け上の傾斜接触面は、砂層の粒子粒度の漸移（上方粗粒化砂層）の背斜構造形成にやるもの、深海扇状地の砂層の沖側への細粒化による毛管上昇の増加、断層系の発達によるコンパートメント化、セメント作用による固定された過去の端水面の傾動など、考えられるが、まず油ガス田での水理学的均衡の成否を確認することが肝要である。

## 第5篇 地下地層流体の平均流速

本篇の目的は、単相流体の低速流動に関して、動水勾配と流速の関係について概観しておくことが主眼となる。事例に、3篇第3-2章で解析した Peciko ガス田を用いた。

### 第5-1章 はじめに

#### 第5-1-1節 課題

自然な地下水環境での地層流体の流動は陸水域においては年率数百メートル〜数センチメートルと言われており、オーダーとしてそれぞれ、 $1 \sim 10 \times 10^{-6}$  (m/s)、 $10 \sim 100 \times 10^{-9}$  (m/s) に相当する。後者は極めて遅く、1000m を超える地下深度で、直接この流動を測定することは困難である。陸水環境での地下水の流動については坑井希釈テスト (bore hole dilution test) による測定、あるいはトレーサの追跡による測定が行われる (Freeze and Cherry, 1979)。他方、流動速度の遅い深部の透水層を通る地下水の流動、あるいは海洋堆積盆における地下流体流動については、測定事例は見当たらず、評価報告例は希少である (England, *et al.* 1987; 本田ほか, 2011a; Muggeridge, *et al.*, 2012; 本田, 2013)。その評価では、モデル計算による推定が行われる。England, *et al.* (1987) は断面積当たりの流量を、泥岩中の垂直方向について  $4 \times 10^{-13}$  ( $\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ ) (約  $13 \times 10^{-6}$  m/年)、砂岩中の水平方向について  $8 \times 10^{-10}$  ( $\text{m}^3 \cdot \text{m}^{-2} \cdot \text{s}^{-1}$ ) (約 2.5cm/年) を示した。本田 (2013) は Peciko ガス田での傾斜接触面の測定値を基礎として、透水係数などを仮定することで、その貯留層に沿った南北方向の流体の平均流速を  $1.0 \times 10^{-10}$  (m/s) と評価した。水分子の大きさ ( $2 \sim 3 \times 10^{-10}$  (m)) を考えると流動しないと同じことであるともいえ、また、砂岩中でもほとんど移動しないということを意味する。このように地下での地層流体の流動速度は、日常時間でも確認できる通常の河川系での流動と比べると極めて小さく、停止しているのと同様と考え得る。実験的にも、このような微小な流動を感知し、測定・評価する方法は、長時間 (オーダーとして10年以上であろう) にわたる安定した測定環境条件と装置条件を満足する精密測定を要する。あるいは、極小な定型試料での圧力パルスの伝播による精密測定を要する。もう一つの方法は、自然の地質状況 (開発油ガス田の地質・水理状況) を巨視的な巨大だが必要な精度を持った測定装置として利用し、短期間 (5-6年間) で得られる組織的な測定値を解析して、地下流体の微小な流動の定量的評価の試論を行う方法である。ここでは、本田 (2013) の方法を踏襲し、Muggeridge and Mahmood (2012) により、傾斜接触面形成での第3の原因とされたコンパートメント化について考察する。

#### 第5-1-2節 動水力学的要因

Hubbert (1953) が提案し、現在まで広く受容されてきた、動水力学的傾斜接触面の形成機構の理論と実験を再考した。特に、ダーシーの法則は、Reynolds 数が  $1 \sim 10$  の範囲でしか有効でないとされる (Bear, 1972)。流体の流動速度の大きさが、Reynolds 数が1より小さい範囲でのダーシーの法則の有効性は、Bear (1972) の示すデータでは、 $1 \sim 10$  の範囲では、ダーシーの法則の有効性は保証されるというだけであって、1



以下の場合については判然としない。10km×100km 規模での領域を考えるべきガス田の事例において、解析対象とするガス田の接触面の傾斜現象を自然条件での水理学的測定装置と看做し、地下流体の流動とその平均的流速の評価を行う。接触面の傾斜原因である全水頭面の傾斜から「動水勾配」を、ガス田貯留層のデータから透水係数を決定して、ダーシーの法則に基づいて、その平均的流速を算出する。動水勾配に関しては、坑井での貯留層の孔隙圧から全水頭とガス/水接触面の深度を評価し、ガス田全体での動水勾配の傾向を評価する（2 坑井間の動水勾配の網を描く）。透水層（貯留層）のガス田全体の平均浸透率は種々の測定値（DST, RFT, MDT での動水係数（mobility）など）から推定する。ガス田内での動水勾配の方向と大きさの変化と貯留層の空間分布の関係に関して、涵養地と測点の間の標高差など、地形および貯留層を構成する砂層の地下空間での形状を考察する。本論の解析事例では、デルタを形成する分岐チャネルシステムとそのチャネル砂層の堆積様式を観察して、チャネル砂層貯留層の発達方向傾向と動水勾配変化傾向の相関性を確認する。

## 第 5-2 章 Peciko ガス田 「MF8-FS88 ガスゾーン」

### 第 5-2-1 節. 「MF8-FS88 ガスゾーン」の孔隙圧とガス/水接触面

第 3 篇第 3-1 章で扱った Peciko ガス田は、その東及び南に異常高圧領域を持ち、北側にはハンディル撓曲帯（Handil Flexure Zone）を挟み、準静水圧領域が分布するガス田であった。水平的に孔隙圧勾配を持つことが知られているガス田である。このガス田のガスゾーンの一つ「MF8-FS88 ガスゾーン」のガス/水接触面は、北に向かって沈降・傾斜しており、また孔隙圧の対深度変化が複数の坑井で組織的に明瞭に読み取れる。自然の地質学的設定、地層流体の分布、地層の孔隙圧の地域分布の情報、理論的な議論の組み合わせに加えて、三次元地震探査、ガス田の探堀により、本論の目的達成に十分なデータが蓄積されている（林ら, 1996; Lambert, *et al.*, 2003; 本田ら, 2008; 本田, 2011; 本田, 2013）。

#### 第 5-2-1-1 項. 動水勾配・浸透率・流速

第 3 篇での評価により、Peciko ガス田の南北方向の見掛け接触面傾斜角は北に向かって伏角  $0.75^\circ$  と、また動水勾配はの等価水頭 188m と NWP-15 と NWP-13 の坑井間距離 18km から、 $188/18000 = 10.4 \times 10^{-3}$ （等価傾斜角＝北の向かって伏角  $0.598^\circ$ ）と評価された。

浸透率については、RFT, MDT, DST などの物理検層からの Lambert, *et al.* (2003) の評価値、砂岩 10md, 泥岩 1md を仮定し、さらに泥層の卓越を考慮すると、1md と仮定する。表 5-2-1-1 に示すような測定値、仮定値、定数などに基づいて、ダーシーの法則による計算から、流速＝という流速の値が算定される（本田, 2013）。この数値の大きさは水分子大きさ（役 0.2nm）の半分程度の規模である。

表 5-2-1-1. ペチコガス田の MF8-FS88 ガスゾーン相当層を通過する、Peciko ガス田全域平均としての、異常高圧解放に伴う流体流動の流速、流量の評価（本田, 2013）。

| Peciko Gas Field;<br>Subsurface flow velocity based on Hubbert's theory of inclined contact and Darcy's law |          |          |          |                                                   |                            |                           |                               |                              |
|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------|----------|----------|---------------------------------------------------|----------------------------|---------------------------|-------------------------------|------------------------------|
| Properties                                                                                                  |          |          | unit     |                                                   | unit                       |                           |                               | Reference                    |
| water gradient                                                                                              | 0.428    |          | psi/ft   | 0.987                                             | g/cc                       | 987                       | kg/m <sup>3</sup>             | 林ほか (1996)                   |
| gas gradient                                                                                                | 0.084    |          | psi/ft   | 0.194                                             | g/cc                       | 194                       | kg/m <sup>3</sup>             | 林ほか (1996)                   |
| $\rho_w$                                                                                                    | 0.987    |          | g/cc     |                                                   |                            |                           |                               |                              |
| $\rho_g$                                                                                                    | 0.194    |          | g/cc     |                                                   |                            |                           |                               |                              |
| $K$                                                                                                         | 1        | 10       | md       |                                                   |                            |                           |                               | Lambert <i>et al.</i> (2003) |
| $h_i$                                                                                                       | 23400    |          | cm       | 234                                               | m                          |                           |                               | 林ほか (1996)                   |
|                                                                                                             | Eq. 11   |          |          | Eq. 12                                            |                            |                           |                               |                              |
|                                                                                                             |          |          |          | P <sub>w</sub>                                    |                            |                           |                               |                              |
| $\Delta h_w$                                                                                                | 18807    | 18568    | g/cc     | 17.97                                             | atm.                       |                           |                               | 林ほか (1996)                   |
| $\Delta x$                                                                                                  | 1800000  |          | cm       |                                                   |                            |                           |                               | 林ほか (1996)                   |
| hydraulic gradient                                                                                          |          |          |          | 9.98E-03                                          | atm./cm                    |                           |                               |                              |
|                                                                                                             | Eq. 13   |          |          | Area of test section for flow                     | Average width of flow path | Average area of flow path | Q/A Field's total annual flow |                              |
| avarage flow velocity                                                                                       | cm/s     | cm/year  | m/year   | m                                                 | m                          | m <sup>2</sup>            | m <sup>3</sup> /year          |                              |
| $V_{w,z}$                                                                                                   | -1.0E-08 | -3.1E-01 | -3.1E-03 | 1.5E + 01                                         | 1.0E + 04                  | 1.5E + 05                 | 4.7E + 02                     |                              |
|                                                                                                             | Eq. 14   |          |          | Angle of inclined contact of MF8-FS88 G/W contact |                            |                           |                               |                              |
| $\alpha$                                                                                                    |          |          |          | 0.013                                             | radian                     | 0.745                     | degree                        |                              |

#### 第 5-2-1-2 項. 動水勾配と低速流体流動およびダーシーの法則

ダーシーの法則の前提条件は、①地層水の流動が定常流であること、②流動する地層流体が非圧縮性であることの 2 点である。特に、流体の流動速度と流動挙動の関係が議論されてきた。Swartzendruber (1962)は、飽和した媒質での、非ダーシー流動についての既往研究成果の総括とデータの再検討から、動水勾配が、0 に近づくに従い、流動速度がと動水勾配が線形関係から指数関数的に変わり、図 5-2-1-2 のような関係になるとした。いわゆる Bingham 流体に近づくと考えられた。

第 5-2-1-1 項で得られた Peciko ガス田の MF8-FS88 ガスゾーンでの地層流体の流速 0.1 (nm/s) は水の液相での平均自由行程 0.3 (nm/s) に比し、約 1/3 でしかなく、流動といえるか、課題となろう。ここでは、流動に許される地質時間  $10^5 \sim 10^6$  (年) と考慮し、この「0.1 (nm/s)」という値を長期間の平均と解釈し、構造変形の集中的に発生した時期には、より高い頻度でより速く流動し、静穏期には流動がほぼ停止したためであるとしておく。

いずれにせよ、流動速度は極めて小さく、この流動に伴う摩擦損失水頭分は、ここでの考察では、無視できると考える (本田, 2013)。

Swartzendruber (1962) は、低速流動に対しダーシーの法則が、適用可能かという課題について、既往文献情報を総括した。この総括により、液相の水は、極低動水勾配環境下では、図 5-2-1-2-1 に示すような非ニュートン流体 (Bingham 流体) の挙動をとると結論した。

この他、媒質電解質溶液は純水より流動速度が同一の動水勾配下でも遅いこと

(Engelhardt and Tunn, 1969), 流動媒質の構成固体粒子 (特に粘土鉱物) の表面での水分子の吸着により流動の遅れること (Kutilek, 1965, 1969; Bolt and Groenvelt,

1969)が報告されている。

このようなマクロ視点での低速度流動の観察によって、低速度流動での動水勾配への速度の影響は無視すべきものであることが分かる。

事例として採った Peciko ガス田が存在するマハカムデルタ地域では、自然地震の記録はなく、地震波動による流動に対する影響はないと仮定した (Allen, *et al.*, 1979)。

なお、泥質岩の孔隙率が 30%を下回る場合、岩石の構成粒子表面に、水が吸着され、固体的な挙動を取ることを議論する者もある (例えば, Honda and Magara, 1981; Takamura, 1984)。

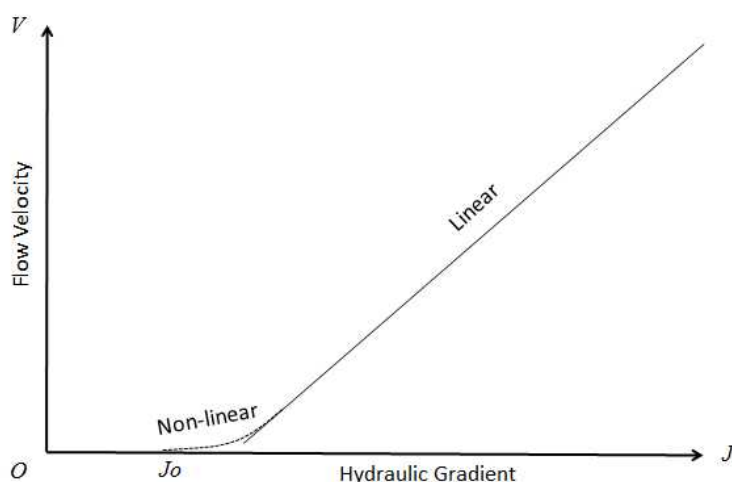


図 5-2-1-2-1. 水の流動についての概念図。横軸は動水勾配  $J$ ，縦軸は流動速度  $V$  を示す。動水勾配が一定値  $J_0$  より大きい領域では動水勾配と流動速度は比例関係にある。 $0 \leq J \leq J_0$  では微小値をとる。

動水勾配  $J$  と流動速度  $V$  は次のように記述される。 $K, C$  は定数である (Bear, 1972)。

$$\begin{aligned} V &= K \cdot (J - \exp(-CJ)) & J_0 \leq J \\ V &\approx 0 & 0 \leq J < J_0 \end{aligned}$$

## 第 5-3 章 評価結果の検討と考察

### 第 5-3-1 節 流速評価結果と既存評価値との比較

Peciko ガス田とその周辺に対する地質モデルを構成する場合、モデルの要素と地質実体がとるべき機能は以下のようなになる。孔隙圧の高い方から順に、①Peciko ガス田の南側と東側に発達する異常高圧領域＝過剰圧を保持し、過剰圧を解放する高圧タンク；②Peciko ガス田＝異常高圧タンクから過剰圧を解放するための地層流体の排出流動に対する移動経路と過剰圧の解放前線；③Peciko ガス田における砂層と泥層の構成＝流体流動のための網状経路と流体の通過断経路面（透水層全体としての浸透率を砂泥層の構成比、続成状態によって決定する）；④流速と流量；解放時間などである。

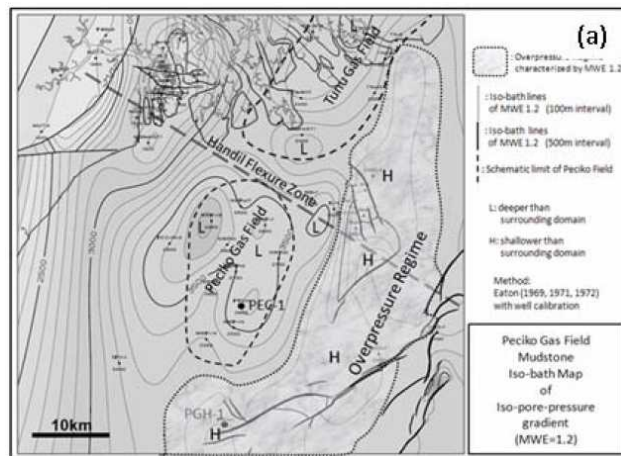


図 5-3-1-1. Peciko ガス田とその周辺の以上高圧層（MWE = 1.20）の出現深度を示す概念図。東・南東・南側の異常高圧帯からその地層異常高圧をを開放するために地層水が、まず Peciko ガス田を通過して、Handil 油田近傍の静水圧領域に向かって移動する。

Peciko ガス田の東西方向の断面図(図 5-3-1-2)に、異常高圧解放過程概念図と Peciko ガス田 MF8-FS88 ガスゾーンのモデル (MWE=Mud Weight Equivalent)を示す。動水勾配により、低圧力値領域 (Peciko ガス田) への地層水の流入を生じさせている。深度差による背柱圧を考慮しても、圧力勾配の水平方向の成分が Peciko ガス田側に向っている。このため、異常高圧領域の地層流体は異常高圧の解放過程の一環として、Peciko ガス田に向かって流動する。この地層流体流動は、異常高圧領域の圧力を Peciko ガス田の貯留層に伝播させる。主な伝播経路は砂層であり、特に Peciko ガス田の集ガス領域においては、西から東、あるいは北西から南東に伸びるチャンネル砂層に沿って圧力が伝播する (図 5-3-1-2)。流動はさらに北のトゥヌガス田領域の静水圧領域に向かう。

Peciko ガス田の MS8-FS88 ガスゾーンでの流体流動の流速は、 $1 \times 10^{-10}$  (m/s) オーダーと評価された。この値は水分子の大きさ ( $2 \sim 3 \times 10^{-10}$  (m)) (内海ら, 1976; Eisenberg and Kauzmann, 1969) と比べて、流動と認めるほどの大きさではない。定常流として長期間に亘る流体の移動の平均値をとったものであると解釈せざるを得ない。「真の流速」(日野, 1983) を考慮しても、泥質岩の孔隙率が、20~40%であるとして、2.5~5 倍程度の流速にしかない。定常流として考えるには流速の極めて小さい流動である。

この低速流動の原因の候補の一つとしてガス田領域の孔隙がガスの集積に伴い、ガスにより充填され、流路として閉塞していると考えてよいことにある。この場合、ガスの集積が進むにつれ、閉塞される孔隙は相対的に増加し、地下水流路が失われていく。言い換えると、ガス田の生成が始まり、傾斜接触面をもつようになると、次第に傾斜接触面は維持されるようにガス田が成長することになる。地下流体の流動の主体はガス田の周囲に移動し、特に Peciko ガス田のように端水型接触面 (edge-water type of contact) の場合にはこの傾向が強いと思われる。

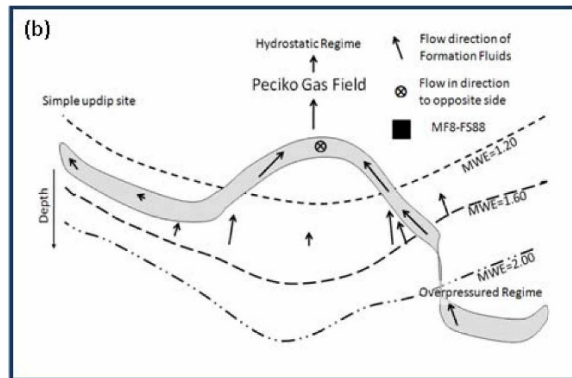


図 5-3-1-2. Peciko ガス田を通るの北向きの概念断面図。東側の以上高压帯から地層異常高压をを開放するためにが静水压に向かって移動する。矢印は移動と移動経路を示すためのものである。

### 第 5-3-2 節. 異常高压領域と地層水の圧縮体積

地下流体流動による動水勾配への影響は無視できる。他方、問題となるのは、低浸透率層の介在によって、低速流動が不可避である場合、流速評価において単純にダーシーの法則を適用できるかということであろう。また、泥質岩の圧密が孔隙率 30%程度まで進行した場合、その浸透率も減少し、 $1 \times 10^{-1} \sim 1 \times 10^{-3}$  (md) オーダーとなる (Magara, 1971)。

およそ  $10\text{km} \times 40\text{km}$  の広がりを持ち、厚さ 100m 程度の異常高压層を想定すると、総体積  $4 \times 10^8 \text{m}^3$  の総岩石体積の泥質岩が 25% の孔隙率を持っていれば、 $1 \times 10^8 \text{m}^3$  の地層水がその異常高压層に包含され、その 0.7% が排出されるためには、 $1 \times 10^8 / (4.7 \times 10^2) = 0.21 \times 10^6$  (年) を必要とする。この数値では 20 万年程度で異常高压が解消されることになるが、異常高压層の発達する堆積盆の部位がデルタ・フロントからプロデルタの領域であることを考えると、異常高压層の層厚は Peciko ガス田で認められる層厚より厚く、より泥質で、浸透率が小さいと考えるべきであろう。20 万年は泥質岩の浸透率を 1 (md) と仮定したことによる。泥質岩の地下状態での浸透率が  $1 \times 10^{-2} \sim 1 \times 10^{-9}$  (md) であれば、砂岩と泥岩の互層の構成、砂岩の幾何形状により、Peciko ガス田の領域の異常高压の解消に要する最短時間は、地質時間として  $1 \times 10^6 \sim 7$  年オーダーになると考えれば、Peciko ガス田の地質背景と馴染む。

20 万年は「Peciko ガス田の領域の異常高压の解消に要する最短時間」と考えたい。泥質岩の浸透率を 1 (md) と仮定したが、極細粒砂、シルトの薄いラミナの挟みの効果を考慮したものである。さらに粘土分が多くなり浸透率が小さくなれば、この解消時間は、浸透率の減少に反比例して長く掛かる。

### 第 5-3-3 節. 中間の領域と異常高压の解放過程

第 3-3-3 節で示したように、マハカムデルタ地域の油ガス田の液相のバイオマーカーの分析結果から、内軸油ガス田への陸生植物の寄与、海生物質の寄与との混交などが油ガス田背斜軸との位置関係で対応が推定される (時田ら, 2005)。Peciko ガス田



は、その南と東に形成された異常高圧領域とその北に位置する静水圧領域の漸移領域に形成された。したがって、動水勾配中軸に属す。産出する石油は天然ガスとコンデンセートであり、地下では気相を取る。そのために単純にはこのバイオマーカーによる原油の起源分類を適用できないが、石油の生成場と生成石油の集積場（鉱床）への供給路を解釈するにはこのバイオマーカーによる分類と混淆等の移動による鉱床中の石油の起源を考えるためには有益であろう。

この石油液相の生成域と産出環境の対比から、中軸のコンデンデートを多量に伴うガス田である Peciko ガス田に、デルタの外側である東側・南側の構造低所に発達する異常高圧領域から、分岐チャネル砂層を通路として、流体が流入してくると解釈することには合理性がある。顕著な断層系の発達、岩塩テクトニクス(salt diapirism)、泥質堆積物の流動運動(mud diapirism)など、垂直流体移動を促進する営力が認められないマハカムデルタ地域では、Peciko ガス田の下位深部の異常高圧層からの垂直的な圧力伝播を推定すること(Ramdhan and Goulty, 2010)には、無理があると考ええる。

また、孔隙サイズの極めて小さい、低浸透性泥質岩層が異常高圧領域の主要な堆積層をなすと考えられる。そのため、そのような泥質岩層を通る地層流体は水分子のサイズにも比すことが想定できる低速度流動でありうる。加えてそのような微小孔隙の中での毛管圧の効果として局所的、間欠的、非一様な流体流動を想定する必要もある。そのような場合、流動媒質のいたるところで安定した定常流を前提条件とするダーシーの法則の適用の限界も考慮すべき点である。本論での流速の評価値は、十分長期間での、十分大きな透水層を前提とした、時間的、空間的な平均値であると考えべきである。本論では Peciko ガス田の規模である 10 (km) オーダーでの評価値であるので、この点、空間平均だけではなく、時間平均であると考えておけば十分であろう。

最近掘削された Peciko ガス田の東側の構造凹地での試掘井では、異常高圧帯の泥質岩から多量のカオリナイトの産出が確認されており、Ramdhan and Goulty (2010, 2011)の主張する粘土鉱物の続成作用によって粘土鉱物の格子水が排出され、孔隙に付加されるとし、孔隙内の地層水の量の増加が異常高圧層形成の主要因であるとする事には不合理が伴う。

#### 第 5-4 章 第 5 篇のまとめ

一定以上の規模のデルタの形成場においては、多量の堆積物の局所集中的な堆積の進行による異常高圧層の形成は広く認められる。この異常高圧は局所的に発達することが多いので、異常高圧の解放の過程を油ガス田規模で観察することが可能な場合がある。本論で扱うガスゾーンはその場合に当たる。

本論では、マハカムデルタ地域の Peciko ガス田のもっとも良くガス/水接触面が定義できるガスゾーンを事例として、ガス田に隣接する異常高圧領域からの準静水圧領域への地層流体の平均流速を評価した。すなわち、そのガス/水接触面に現れる全水頭面の傾斜からガス田全体での平均動水勾配を評価し、透水係数を仮定して、ガス田全体での地層流体流動の平均的な流速を評価し、大きく見積もって約 3.1 (mm/年) という結果を得た。またガス田を通過する平均流量を  $4.7 \times 10^2 (\text{m}^3/\text{年})$  と評価した。Peciko ガス田に隣接する異常高圧領域の規模を解析対象とした MF8-FS88 ガスゾーンの層準

に限定してみると、最短で 20 万年程度で異常高圧が解消されることとなる。実際には、過剰圧を解放する異常高圧領域の体積は仮定値より大きいであろう。したがって、この評価値に関しては、異常高圧領域の規模・過剰圧の程度についてより詳細な研究によって、より大きな値となると想定しておくべきである。

ダーシー法則に基づく評価論理の再考も必要と考える。このような長期間での低速流動は、流動媒質のいたところで安定した定常流を前提条件とするダーシーの法則の適用範囲外であるとも考え得るが、長期間平均値した評価値としての価値がある。Peciko ガス田を取り囲む異常高圧層の発達領域での試掘とそれによる坑井データの増加も期待したい。

また、孔隙サイズの極めて小さい、低浸透性泥質岩層が異常高圧領域の主要な堆積層をなすと考えられる (Dickinson, 1953)。そのため、そのような泥質岩層を通る地層流体の流動は地質学的な長時間 ( $100 \times 10^3$  年オーダー) の期間の平均流動率と考えるべきであり、その平均速度は水分子のサイズ (約  $2.1 \times 10^{-10}$  (m)) にも比すことが想定でき、極めて低速度の流動と評価されるものでありうる。即ち、流動する期間が短期間 (あるいは、地質学的には瞬間) であり、間歇的な流動である。加えて、そのような微小孔隙の中での毛管圧の効果として局所的、間歇的、非一様な流体流動を想定する必要もあろう。上記のように、本論での流速の評価値は、十分長期間での、十分大きな透水層を前提とした、時間的、空間的な平均値であると考えられるべきである。本論では Peciko ガス田の規模である 10 (km) オーダーでの評価値であるので、この点、距離的な平均化は評価値に既に込められている。

## 第6篇 まとめと提案

### 第6-1章 まとめ

本研究は、油ガス田に見られる傾斜接触面に関して、体系的に水理学および地質学的立場から、検討し、以下のような知見を得ることができた。

#### ①石油と水の接触面の類型論

傾斜接触面を持つ油ガス田は、1912年以来、世界中で多数発見・開発されてきている。かつては USA での偶然の発見であったが、1980年代後半から、積極的な探鉱開発対象の類型となってきた。インドネシア、北海地域などで成功例を見てきている。成因論を確定することで石油探鉱の一つの安定した理念となれば、探鉱機会の確保に有用である。

#### ②石油と水の接触面型の探鉱プロスペクトの評価法

傾斜接触面の成因論としては、動水力学的成因 (Hubbert, 195, 1967), 静的要因説 (Versluys, 1932; Russell, 1951) が提唱されてきた。多くの技術者は M. K. Hubbert の名声もあって、動水力学的成因論を取り、これが通説となってきた。静的要因論としては、断層系による油ガス田の水理学的分断、堆積体の複合の仕方による層位的な要因による油ガス田のコンパートメント化が提案されてきている (難波, 2011; Go, *et al.*, 2012; Muggeridge and Mahmood, 2012)。

Bernoulli の定理に基づけば、傾斜接触面は成因論的に動的均衡型・静的均衡型、動的均衡型は位置水頭勾配型と圧力水頭勾配型に分けられ、静的均衡型は水平型 (傾斜はしていない) と圧力水頭均衡型がある。事例解析において、傾斜接触面の特徴を把握するのに、この類型化は有用であり、機能的である。特に動的均衡と静的均衡の区別の方法を与える。

#### ③石油と水の接触面型の探鉱プロスペクトの将来展望

類型化とその類型の分別基準を理解することにより、そのような地質条件・地形条件を満たす地域を選出し、探鉱活動対象として、新たな石油鉱床の発見が可能となる。

#### ④油ガス田形成と水理学的ポテンシャル

従前見落とされがちであった傾斜接触面を意識的に再調査することにやり、新たな探鉱機会を既存インフラ地域に探することが可能となる。

#### ⑤深部地下水の流動

1000m を超す深度の地層水 (地下水) の流動率を知ろうとする場合、限定されたデータと時間で評価することとなるが、その流動は極めて遅く、1年2年継続する計測によっても捕えがたい。油ガス田 (1km×10km) を用いて、短期での計測により、評価が可能となることを示した。深部地下水の流動の評価は、石油探鉱開発のみならず、放射性破棄物の地下廃棄、シェールガス探鉱開発において重要な機能を果たす。表 6-5-1 に一般的に言われる地下水流動の速さが秒速として、どの程度かを示し、1mm/year が秒速でどの程度か参考に示した。

表 6-1-1. 地下水の速さの参考比較表。

| 流動の年速   |          | 流動の秒速    |                 |
|---------|----------|----------|-----------------|
| 通常の単位   | (m/year) | (m/s)    | 速度単位            |
| m/year  | 100      | 3.17E-06 | $\mu\text{m/s}$ |
|         | 10       | 3.17E-07 |                 |
|         | 1        | 3.17E-08 |                 |
|         | 0.1      | 3.17E-09 | nm/s            |
|         | 0.01     | 3.17E-10 | $\text{\AA/s}$  |
| cm/year | 0.001    | 3.17E-11 |                 |
| mm/year | 0.0001   | 3.17E-12 | pm/s            |

水分子のおおよその大きさ：2～3 ( $\text{\AA}$ )

## 第 6-2 章 提案； 傾斜接触面プレイ・探鉱リードの可能性

この章では、類型Ⅱの探鉱機会を与えると期待できる探鉱リード(探鉱概念を適用して、データの収集・追加することにより、プロスペクトに昇格させうる期待探鉱対象)を紹介する。

### 第 6-2-1 節 北スマトラ沖浅海域の探鉱リード

インドネシア・北スマトラ・北岸沖の浅海域(図 6-2-1-1)、陸上のアルンガス田の北方延長部にそのリードが想定される。ここで、この位置に、傾斜接触面プレイが想定できる根拠を類型Ⅱの形成要件の成否を判定することで示す。類型Ⅱの本質的な形成要件は、①圧力水頭の水平勾配が顕著なこと、②その圧力勾配の場に一定上の厚さと浸透性を持つ貯留層があること、③その直上位をシール層が被覆し、その貯留層での地下流体流動を制御すること、の3点である。

要件①については、スマトラ島北東陸域と海域にかけて、異常高圧層がアルン石灰岩層維新で発達することが知られており、南東に伸びて、Lantau 油田での Kutapang 層の砂泥互層の異常高圧まで、続く広域に発達する異常高圧領域がある。他方、アルンガス田から Lhoksumawe の沿岸域を通り、北方には、試掘井 Intan Utara-1A (略称 ITU-1A; Tsukada, *et al.*, 1996) で確認された静水圧領域に繋がる。この地域・アチェ沖での層序を図 6-6-2 に示す。従って、アルンガス田の東に位置する異常高圧領域から、Intan Utara-1 までの静水圧領域の間に、圧力勾配が生じている。さらに、その上にルンガス田の貯留層石灰岩の発達する基盤の成す地塁構造(Belumai 層・Parapat 層などから成る)は、アルンガス田地域から北に向かって沈降しながら、試掘井 Intan Utara-1A まで、伸び、浅海域で極隆部を示す(図 6-2-1-2)。



図 6-2-1-1. インドネシア・北スマトラ島北岸沖浅海域。Arun ガス田（異常高圧帯）の地層構造とその北への延長部（静水圧帯）の中間領域での類型Ⅱ型の探鉱リードが提案できる。

図 6-2-1-2 は、この海域の層序の概要を示す。要件②は多数の坑井データを層序に従って対比し、コア試料での貯留層の岩相・浸透率とその坑井間対比、DST、MDT などに基づいて全体をくまなく、貯留層総順での水理学的連結性を評価対象地域全体に亘って評価する。多くの場合、全体を隈なく均質に評価することは、データの分布の非均質さから、困難であるが、体積盆全体から見た傾向に基づき、推量によって推量評価することになる。推量した領域での評価とデータの制御がある領域での評価の評価精度・リスクの差異は相対的な評価基準でも記録し、リードの価値評価に含めるべきである。水頭勾配の評価では、異常高圧の程度の最も大きな地点と静水圧領域の直近の縁との間の水頭勾配を評価することになる。Arun ガス田では最高孔隙圧(深度 3038mにおいて孔隙圧 7,100 psig (49 MPa), 地層温度 352°F (178°C), )であり、北側の ITU-1A ではほぼ静水圧と看做してよい。

要件③はシール機能を有する泥質の Belumai 層が貯留層の砂質層である Parapat 層を広く覆うことから問題がない。断層によるシフトも十分、小さい。



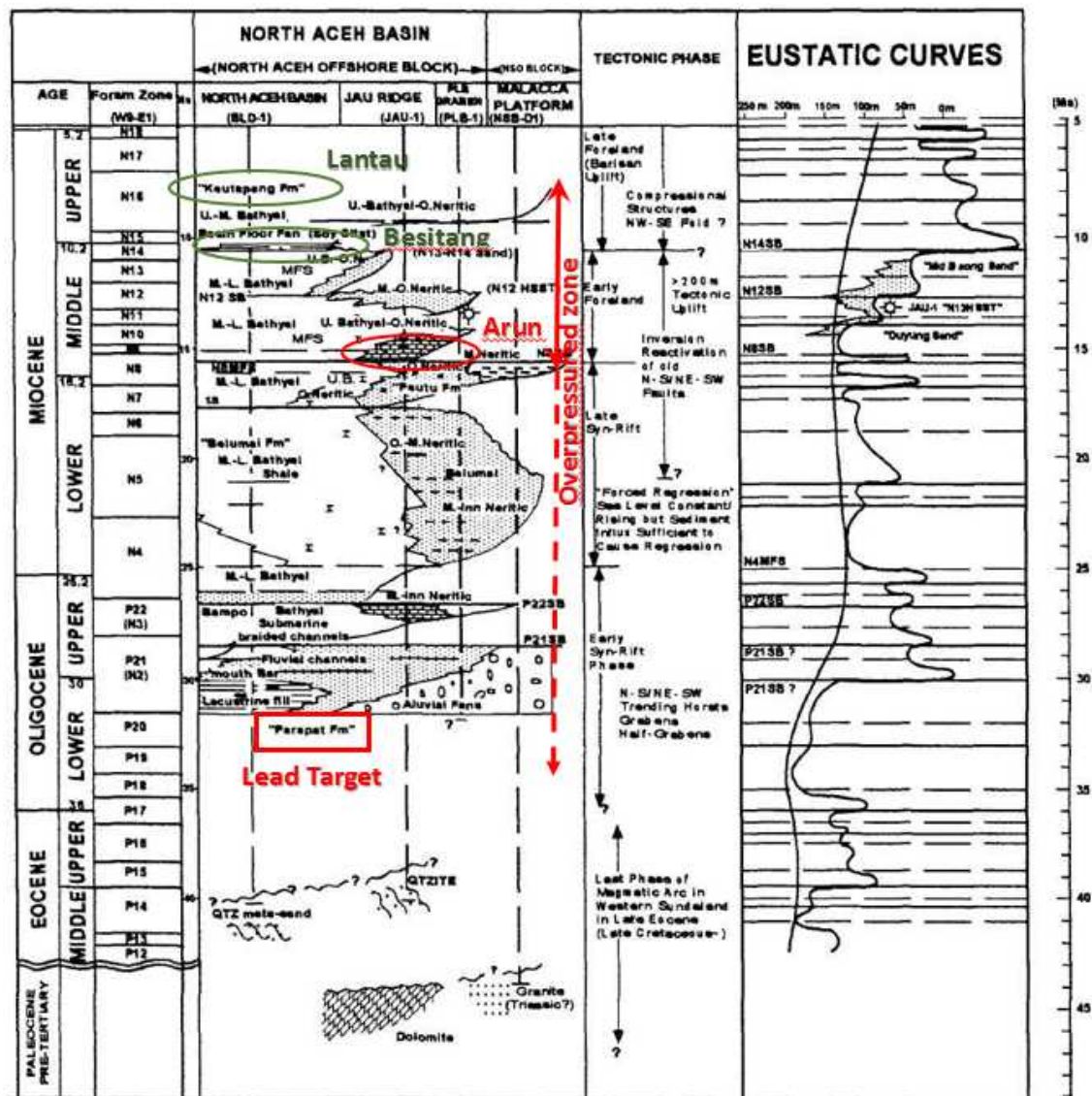


図 6-2-1-2. 北スマトラ陸域・海域の層序表。赤楕円は油ガス層貯留層となっている層であり、赤矢印に示す区間は、異常高圧層が認められてきた層序区間である。代表的な既存油ガス田の名称・層位を付記した（緑＝原油；赤＝天然ガス）

図 6-2-1-3 に上記の地質構造、異常高圧領域、静水圧領域の配置を示す。このような地質状況には、異常高圧領域と静水圧領域の間に生じる圧力水頭勾配領域に静水圧領域に向かって沈降する地塁構造と水頭勾配面の組合せによって、傾斜接触面プレイが形成される。

このリードは、構造の携帯把握（地塁構造の幅、両翼断層の変異の規模）を地震探査により把握し、十分な期待埋蔵量を評価できれば、Peciko 構造と同様、試掘に値するプロスペクトに昇格させうる。

よって、この北スマトラ・Lhoksumawe 沖地域のリードを類型Ⅱの傾斜接触面のプレイの探鉱リードとして探鉱対象に提案したい。

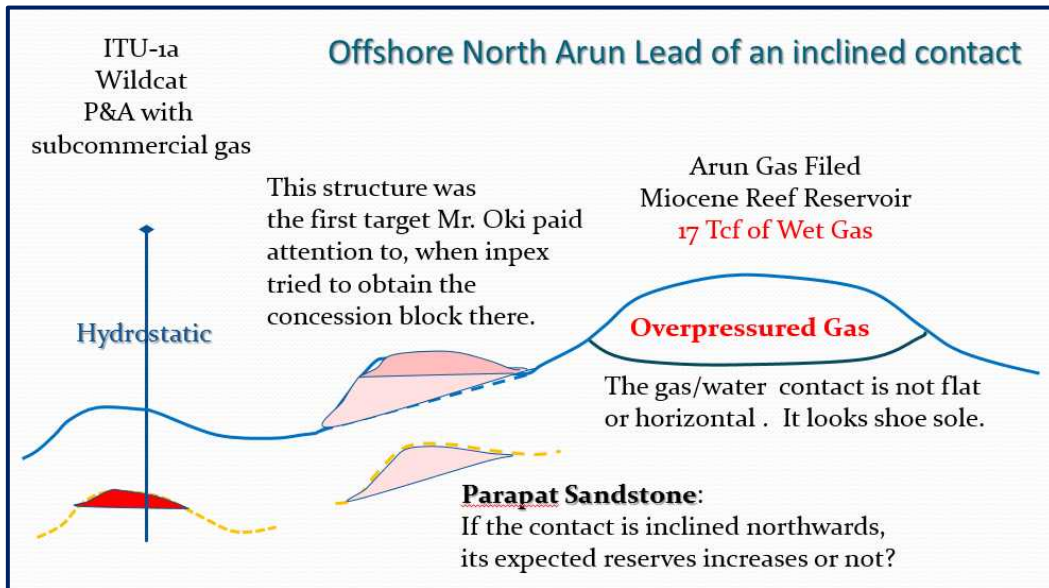


図 6-2-1-3. 提案すべき探鉱リードの評価要件のまとめ。

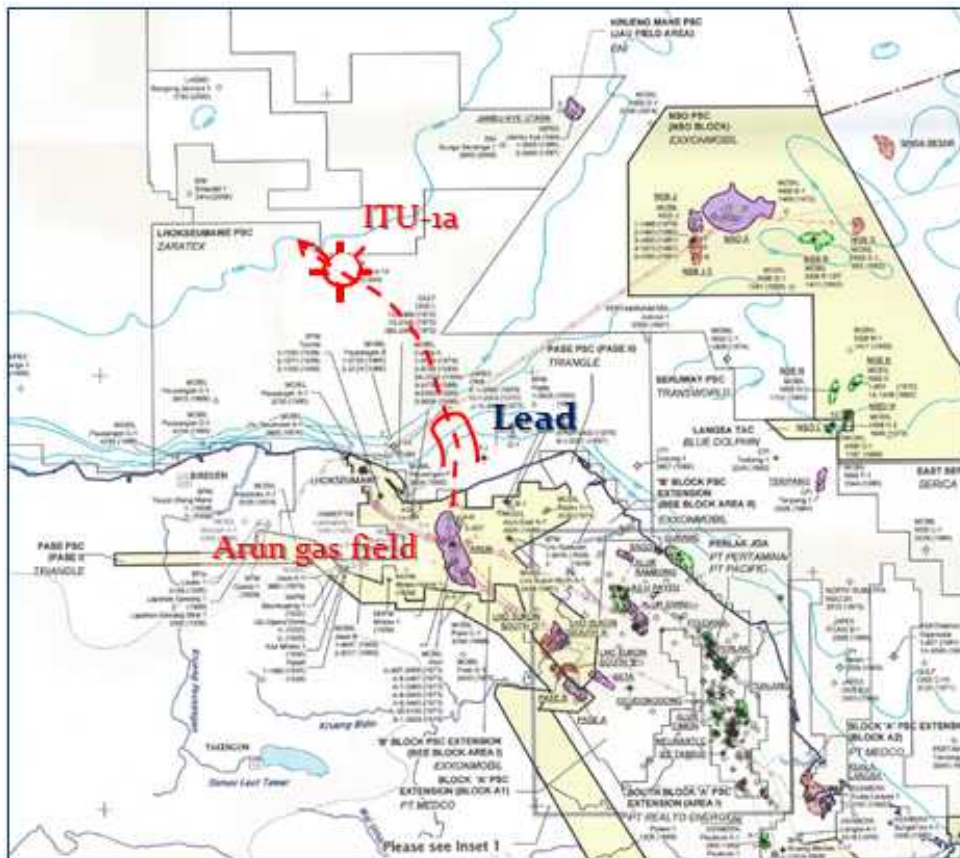


図 6-2-1-4. 周辺の探鉱状況情報と提案リードの位置関係。

北スマトラ北岸沖では Arun ガス田から、Arun ガス田の構造高所を成すち類構造が北側海域まで伸びており、その地塁は変形しつつ、鞍部を挟みながら、ITU-1A の構造まで

連なっていると推定されている。

要件③は泥質の **Belumai** 層が貯留層の砂質層である **Parapat** 層を広く覆うことから問題がない。断層によるシフトも十分、小さい。

図 6-2-1-4 に、提案する探鉱リードの周辺での探鉱状況情報と提案リードの位置関係を示す。このリード地域での試掘が希薄である点、既往の地震探査も 1970 年代までのものである点で、今後、探鉱対象地域として催行されるべきであると考ええる。探鉱リードとして提案し、その探鉱価値への注目を期待したい。

## 文献

1. AGSO and GEOTECH, 2000; Characterization of Natural Gases from West Australian Basins, Bonaparte Module, Australian Geological Survey Organisation, Canberra and Geotechnical Services Pty Ltd, Perth, Australia, Non-exclusive Study.
2. Allen, G. P., Laurier, D., and Thouvenin, J., 1979; Etude Sédimentologique du Delta de la Mahakam, Notes et Memoires No., 15, 156pp.
3. Allen, G. P., and Chambers, J. L. C., 1998; Sedimentation in the modern and Miocene Mahakam Delta, Indonesian Petroleum Association, 236pp.
4. American Association of Petroleum Geologists, 1929, Structures of Typical American Oil Fields, A Symposium, Vol.1, 510pp., Vol.2, 516pp., Vol.3, 780pp.
5. Andrews, E. B., 1861; Rock Oil, Its Geological Relations and Distribution, Am. Jour. Sci. (2), **32**; 85-93.
6. Bally, A. W., ed., 1988; Atlas of seismic stratigraphy Volumes 1, 2 and 3; AAPG Studies in Geology #27.
7. Beal, C. H., 1917, Geologic structure in the Cushing oil and gas field, Oklahoma, and its relation to the oil, gas, and water, U. S. Geological Survey Bulletin No.658, 64pp. XI pl. (part fold., incl. maps (6 in pocket) ) diagrs. 24 cm
8. Beck, E., 1929; Salt Creek oil field, Natrona County, Wyoming, *in* Structure of Typical Oil Fields, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, Vol.2, p. 589-603.
9. Bolt, G. H., and Groenevelt, P. H., 1969; Coupling phenomena as a possible cause of "non-Darcian" behavior of water in soil, International Association of Scientific Hydrology, Bulletin, 14(2); 17-28.
10. Buttram, F., 1914; The Cushing oil and gas field, Oklahoma, Oklahoma Geological Survey Bull., No.18, 64pp., 42 Tables, 12 Plates.
11. Cook, D. G., 1988, Balancing basement-cored folds of the Rocky Mountain foreland, *in* C. J. Schmidt and W. J. Perry, eds., Interaction of the Rocky Mountain foreland and the Cordilleran thrust belt: Geological Society of America Memoir **171** ; 53 – 64.
12. Cornford, C., 1998; Chapter 11. Source Rocks and Hydrocarbons of the North Sea, *in* Glennie, K. W., ed., Petroleum Geology of the North Sea: Basic Concepts and Recent Advances, Fourth Edition. Blackwell Science, Ltd.; 376-462.
13. Crawford, R., Littlefair, R. W., and Affleck, L. G., 1991; The Arbroath and Montrose fields, Blocks 22/17, 18, UK North Sea, *in* Abbotts, I. L., ed., United Kingdom Oil and Gas Fields, Geological Society, London, 25 years Commemorative Volume **14**; 211-217.

14. Dahlberg, E. C., 1995; Applied Hydrodynamics in Petroleum Exploration, 2<sup>nd</sup> ed., Springer-Verlag, 295pp..
15. Daly, M. R., 1917; Water Surface in the Oil Fields, Transactions of American Institute of Mining and Metallurgy and Petroleum, **57**; 557-563.
16. Dennis, H., Baillie, J., Holt, T., Wessel-Berg, D., 2000; in Improving the Exploration Process by Learning from the Past, Proceedings of the Norwegian Petroleum Society Conference, September 1998, Haugesund, Norway, Norwegian Petroleum Society (NPF), Special Publication **9**; 171-186.
17. Dennis, H., Bergmo, P. and Holt, T., 2005; Tilted Oil-Water Contacts: Modelling the Effects of Aquifer Heterogeneity, in Dore, A.G. and Vining, B.A., eds., Petroleum Geology: North-West Europe and Global Perspectives, Proceeding of the 6th Petroleum Geology Conference, **1**; 145-158.
18. Eisenberg L. I., 1993; Hydrodynamic character of the Toro Sandstone, Iagifu/Hedinia area, Southern Highlands Province, Papua New Guinea, Proceedings of the Second PNG Petroleum Convention, Port Moresby,; 447-458.
19. Engelhardt, W. v., and Tunn, W. L. M., ; Flow of fluids through sandstones, State Geological Survey of Illinois, Urbana, Circular 194; 19pp.
20. England, A., Mackenzie, A. S., Mann, D.M. and Quigley, T. M., 1987; The Movement and Entrapment of Petroleum Fluids in the Subsurface. Jour. Geol. Soc., London, **144**; 327-347. p. 169 – 170.
21. Frenzel, H. N., 1988, The Indian Basin upper Pennsylvanian gas field, Eddy County, New Mexico, *in* S. T. Reid, R. O. Bass, and P. Welch, eds., Guadalupe Mountains revisited, Texas and New Mexico: West Texas Geological Society Publication 88-84,
22. Freeze, R. A., Cherry, J. A., 1979; Groundwater, Prentice-Hall, 604pp..
23. Galloway, W. R., 1975; Process Framework for Describing the Morphologic and Stratigraphic Evolution of Deltaic Depositional Systems, In; Broussard, M. L., ed., Deltas, Models for Exploration, Houston Geological Society, 87-98
24. Gastaldi, C., Biguenet, J-P., de Pazzis, L., 1997, A reservoir Characterization from Seismic Attributes. An Example from the Peciko Field (Indonesia), Leading Edge, March 1997; 263-266.
25. Gastaldo, R. A., and Huc, A. Y., 1992; Sediment facies, depositional environments , and distribution of phytoclasts in the Recent Mahakam river delta, Kalimantan, Indonesia, Palaios, **7**; 574-591.
26. Go, J., Smalley, C., and Muggeridge, A., 2012; Detecting Reservoir Compartmentalization from the Mixing Time-Scales of <sup>87</sup>Sr/<sup>86</sup>Sr Isotope Ratio Variations in Oilfield Formation Waters, Adapted from oral presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Long Beach, California, USA, April 22-25, 2012

27. Goebell, L. A., 1950, "Cairo Field, Union County, Arkansas," Bull. AAPG., **34**(10); 1954-1980.
28. Gott, G. B., and Hill, J. W., 1953, "Radioactivity in Some Oil Fields of Southeastern Kansas," U. S. G. S. Bull. 988-E.
29. Grosjean Y., Choppin de Janvry, G., Duval B.C. 1994; Discovery of a giant in a mature deltaic province, Peciko, Indonesia, *in* Aspects of detailed regional exploration, 14th World Petroleum Congress, Stavanger, Poster 12, Session 2.
30. Haq, B.U., Hardenbol, J., and Vail, P. R., 1987; Chronology of fluctuating sea levels since the Triassic, Science, 6 March 1987, **235**; 1156-1167.
31. Haq, B. U, Hardenbol, J., and Vail, P. R., 1987. The new Chronostratigraphic basis of Cenozoic and Mesozoic sea level cycles. Cushman Found. Foram. Res., Spec. Publ., 24:7-13.
32. 林義幸, 稲毛幹, 鈴木 郁雄, 名倉 弘, 1996, インドネシア共和国東カリマンタンのペチコガス田の探鉱, 石油技術協会誌, **61**(1); 25-34. (Hayashi, Y., Inage, T., Suzuki, I. and Nagura, H., 1996; Exploration history and trapping mechanism of Peciko gas field, East Kalimantan, Indonesia. JAPT Journal, **61**(1); 25-34.)
33. Healy, R. W., 2010; Estimating groundwater recharge. Cambridge University Press; 245..
34. Henry, J. T., 1873, Early and Later History of Petroleum with Authentic Facts in Regard to its Development in Western Pennsylvania --- The Parkers and Buttram County Oil Fields. Also, Life Sketches of Pioneer and Prominent Operators, with the Refining Capacity of the United States. Jas. B. Rogers Co. Printers, 52 & 54 North Sixth St., Philadelphia; 607.
35. Hill, H. B., and Sutton C. E., 1927, "Summarized Engineering Report on the Powell Field, Navarro County, Texas," Petroleum Development and Technology in 1926, A.I.M.E.; 302.
36. 日野幹夫, 1983 ; 明解水理学, 朝倉書店, 345頁. (Hino, M., 1983; Easy-to-read Hydraulics, Asakura-shoten; 345.)
37. Holba, A. G., Tegellar, E., Singletary, M. S., and Zuagg, P., 2000; Tetracyclic polyprenoids: Indicators of freshwater lacustrine algal input, Geology, **28**(3); 251-254.
38. 本田博巳, 2011a ; 貯留層の水理学における静的均衡と動的均衡 ; 傾斜油 (あるいはガス) /水接触面に注目して, 石油技術協会誌, **78**(1) ; 16-27. (Honda, H., 2011a; Statics and Dynamics in Hydraulic Equilibria of Reservoirs; with attention to inclined contacts, JAPT Journal, **76**(1); 16-27.)
39. 本田博巳, 2013, インドネシアマハカムデルタ地域のペチコガスコンデンセート田における地層流体流動と異常高圧層, 地学雑誌, **122**(1); 34-68. (Honda, H., 2013; Evaluation of average flow rate of subsurface fluid based on an inclined gas/water contact in the Peciko gas field, Mahakam delta province, East



- Kalimantan, Indonesia. *Journal of Geography*, **122**(1); 34-68.)
40. Honda, H., Kobayashi H., Ando T., Kihara K., and Banjarnahor H., 2006; History of the Timor Trough, West Arafura Sea and movement of the Australian Plate, Jakarta 2006 International Geoscience Conference and Exhibition, Poster Session PG-15 with an extended abstract.
  41. Honda, H., and Magara, K., 1982; Estimation of Irreducible Water Saturation and Effective Pore Size of Mudstones, *Journal of Petroleum Geology*, **4**(4); 407-418.
  42. 本田博巳・遠竹行次・小林博文・名倉弘, 2008 ; 油ガス田の端水面の傾斜と貯留層温度水平勾配効果 (講演要旨) , 石油技術協会誌, **73**(3); 311. (Honda, H., Totake, Y., Kobayashi, H., and Nagura, H., 2008; An inclination of G/W Contacts and Effects of Lateral Gradient of Formation Temperature (Abstract); JAPT Spring Conference 2008, *JAPT Journal*, **73**(3); 311.)
  43. Honda, H., Kobayashi, H., and Banjarnahor, H. M., 2011; Towards a new exploration opportunity: an inclined gas/water contact, pressure gradients and an overpressured domain in and around the Peciko area, Mahakam Delta Province, East Kalimantan, Indonesia, *Proceedings and Transactions of 35<sup>th</sup> IPA Annual Convention and Exhibition (DVD)*; IPA11-G-103; 1-17.
  44. Hubbert, M. K., 1940; The Theory of Ground Water Motion, *Journal of Geology*, **48**(8); 1954-2026.
  45. Hubbert, M. K., 1953; Entrapment of Petroleum under Hydrodynamic Conditions, *AAPG Bulletin*, **37**; 1954-2026.
  46. Hubbert, M. K., 1954, Discussion: Entrapment of Petroleum under Hydrodynamic Conditions, *AAPG Bull.*, **38**; 341-342.
  47. Hubbert, M. K., 1956, Discussion: Tilted Fluid Contacts in Mid-Continent Region, *AAPG Bull.*, **41**; 957-958.
  48. Hubbert, M. K., 1967; Application of hydrodynamics to oil exploration, 'th World Petroleum Congress, Mexico City, *Proceedings*.**1B**; 59-75.
  49. Hunt, T.S., 1861, Notes on the history of petroleum or rock oil, *The Canadian Naturalist and Geologist Notes on the history of petroleum or rock Oil*, *The Canadian Naturalist and Geologist*, August 1861, **VI**(4); 241-255. recited in *Smithsonian Inst. Ann. Report for 1861*; 319-329. (The record of oral presentation of this article appeared in *Montreal Gazette* March Issue)
  50. Hunt, T. S., 1861; Notes on the History of Petroleum or Rock Oil, *Canadian Naturalists*, **6**; 241-255.
  51. Hunt, T. S., 1863; Contributions to the chemical and geological history of bitumens and of pyroschists or bituminous shales, *American Journal of Science*,
  52. Hunt, T. S., 1866, *Geology of Petroleum in Sir W. Logan, ed., Report of Progress of the Geological Survey of Canada*; 233-262.
  53. Jordan, C. E. and M. Abdullah, 1992; Arun Field --- Indonesia, North

- Sumatra Basin, Sumatra, in Foster, N. F. and Beaumont, E. A., eds., Atlas of Oil and Gas Fields, Stratigraphic Trap III, AAPG Treatise of Petroleum Geology; 1-39.
54. Keller, D.R., 1992, Evaporite geometries and diagenetic traps, lower San Andres, Northwest shelf, New Mexico, *in* Cromwell, D.W., Moussa, M.T., and Mazzullo, L.J., Transactions Southwest Section American Association of Petroleum Geologists 1992 Convention: Southwest Section American Association of Petroleum Geologists, Publication **92-90**; 183-193.
  55. Lambert, B., Duval, B.C., Grosjean, Y., Umar, I.M., and Zaugg, P., 2003; The Peciko Case History: Impact of an Evolving Geologic Model on the Dramatic Increase of Gas Reserves in the Mahakam Delta Province, in Halbouty, M.T. ed., Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1990-1999, AAPG Memoir **78**; 297-320.
  56. Lee, W., and Payne, T.G., 1944, McLouth Gas and Oil Field, Jefferson and Leavenworth Counties, Kansas, State Geological Survey of Kansas, Bull. **53**, 193pp. and 5 figures in pocket.
  57. 眞柄欽次, 1968; HYDRODYNAMICS GEOLOGY, 石油技術協会誌, **33**(2) ; 136-140. (Magara, K., 1968; HYDRODYNAMICS GEOLOGY, JAPT Journal, **33**(2), 136-140.)
  58. Magara, K., 1971; Permeability considerations in generation of abnormal pressures, Soc. Petrol. Eng. Journal, **11**;236-242. SPE2896
  59. McCoy, A. W., 1917; Some effects of capillarity on oil accumulation. AAPG Bull., **1**; 140-147.
  60. Meissner, F. F., and Thomasson, M. R., 2001; Exploration Opportunities in the Greater Rocky Mountain Region, USA, in M.W. Downey, J. C. Threet, and W. A. Morgan, eds., Petroleum provinces of the twenty-first century: AAPG Memoir 74, p. 201–239.
  61. Moore, W. R., 1984, Hydrodynamic control on oil entrapment in channel sandstone, South Pole Creek Field, Converse County, Wyoming: **21**(3); 105-113, 18 figs., 1 table.
  62. Muggeridge, A. and Mahmod, H., 2012; Hydrodynamic aquifer or reservoir compartmentalization?, AAPG Bulletin, 96(2);315–336.
  63. 難波隆夫, 2011 ; 油の再移動履歴と流体分布に関する一考察. 石油技術協会誌, **76** (1) ; 52-59. (Namba, T., 2011; Consideration for influence of remigration history on fluid distribution, JAPT Journal **76**(1); 52-59.)
  64. Nanz, R. H., JR., 1954, Genesis of Oligocene Sandstone Reservoir, Seeligson Field, Jim Wells and Kleberg Counties, Texas, Bull. AAPG, **38**(1); 96-117.
  65. Newell, N. A., 1999, Water washing in the northern Bonaparte Basin, Australian Petroleum Production and Exploration Association Journal, **39**(1); 227-247.

66. 禰津家久・富永晃宏, 2000; 水理学. 朝倉書店, 319頁. (Nezu, I., and Tominaga, A., 2000; Hydraulics, Asakura-shoten; 319pp.)
67. 日本機械学会編集, 1983; 技術資料 流体の熱物性値集, 丸善, 547 頁 (Japanese Society of Mechanical Engineering', 1983; Data source book 'Collection of thermal properties of fluids, Maruzen, Tokyo; 547pp.)
68. Pedry, J.J, 1975; Tensleep Sandstone Stratigraphic-Hydrodynamic Traps, Northern Bighorn Basin, Wyoming. 7<sup>th</sup> Ann. Field Conference Wyoming Geological Society Guidebook; 117-127.
69. Pippin, L., 1968; Panhandle-Hugoton Field, Texas-Oklahoma-Kansas. AAPG Memoir **14**; 204-222.
70. Pirson, S. J., 1950, Elements of Oil Reservoir Engineering, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York; 246-69.
71. *Ramadhan, A.M., and Goulty, N.R., 2010; Overpressure-generating mechanisms in the Peciko Field, Lower Kutai Basin, Indonesia. Petroleum Geoscience, 16(4); 367-376.*
72. *Ramadhan, A.M., and Goulty, N.R., 2011; Overpressure and mudrock compaction in the Lower Kutai Basin, Indonesia: A radical reappraisal. AAPG Bull., 95(10); 1725-1744.*
73. Russell, W. L., 1928; The origin of artesian pressure. Economic Geology, **23**, 132-157.
74. Russell, W. L., 1951; Principles of Petroleum Geology (1st ed.), McGraw Hill, 508pp..
75. Russell, W. L., 1956, Tilted Fluid Contacts in Mid-Continent Region, Am. Assoc. Petrol Geologists, **40**; 2944-2668.
76. Russell, W. L., 1960, Principles of Petroleum Geology (2nd ed.), McGraw Hill, 503pp. (1951; Principles of Petroleum Geology (1st ed.), 508pp.)
77. Schneider, W. T., 1943, Geology of Wasson Field, Yoakum and Gaines Counties, Texas, Bull. AAPG, 27(4); 279-523.
78. Seggie, R.J., Ainworth, R.B., Johnson, D.A., Koninx, J.P.M., Spaargaren, B. and Stephenson, P.M., 2000, Awakening of A Sleeping Giant, Sunrise, Troubadour Gas-condensate Field, APPEA Journal 2000, p.417-436.
79. Seggie, R.J., Ainworth, R.B., Johnson, D.A., Koninx, J.P.M., Marshall, N., Phillips, S.E., Spaargaren, B., Stephenson, P.M., 2003, The Sunrise-Troubadour Gas-Condensate Fields, Timor Sea, Australia, in Halbouty, M.T., ed., Giant Oil and Gas Fields of the Decade 1990-1999, AAPG Memoir **78**; 189-209.
80. Soeparjadi, R. A., 1983; Arun gas field, Journal of Petroleum Technology, **35**(6); 1163-1172..
81. Swartzendruber, D., 1962; Non-Darcy flow behaviour in liquid-saturated porous media, Journal of Geophysical Research, 67(13); 5205-5213.
82. Takamura, K., 1984; Microscopic structure of Athabasca oil sand, Can. Jour.

Chem. Eng., **60**; 538-545.

83. 時田和仁・塚田邦治・阿久津亨・本田博巳, 2005 ; マハカムデルタ地域の石油探鉱における石油システム概念の歴史と機能, 石油技術協会誌, **70**(1) ; 66-73.  
(Tokita, K., Tsukada, K., Akutsu, T. and Honda, H., 2005; History and functions of petroleum system concepts in the Mahakam Delta Province: a view in the history of petroleum production. JAPT Jour, **70**(1) ; 66-73.)
84. 時田和仁・塚田邦治・阿久津亨・本田博巳, 2005 ; マハカムデルタ地域の石油探鉱における石油システム概念の歴史と機能, 石油技術協会誌, **70**(1) ; 66-73.  
(Tokita, K., Tsukada, K., Akutsu, T. and Honda, H., 2005; History and functions of petroleum system concepts in the Mahakam Delta Province: a view in the history of petroleum production. JAPT Jour, **70**(1) ; 66-73.)
85. Tomlinson, C. W., 1935, "Natural Gas Pools of Southern Oklahoma," *in* Ley, H. A., ed., *Geology of Natural Gas*, AAPG Special Volume; 592-93.
86. 内海誓一郎・鈴木啓介・坪田博行・野田春彦・妹尾学・吉田章一郎, 1974 ; 水—生命のふるさと—. 共立出版, 168頁. (Utsumi, S., Suzuki, K., Tsubota, H., Noda, H., Seno'o, M. and Yoshida, S., 1974; *Water---Homeland of Lives---*. Kyoritsu-Shuppan, 168pp..)
87. Versluys, J., 1932; Factors Involved in Segregation of Oil and Gas from Subterranean Water; AAPG Bull., **16**(9); 924-942.
88. Weirich, T. E., 1929; Cushing Oil and Gas Field, Creek County, Oklahoma, in *Structure of Typical American Oil Fields*, Vol. 2, AAPG, Tulsa; 396-406.
89. White, I. C., 1881; The Geology of Natural Gas, *Science*, **V**; 521-522. *Science* **VI**; 43-44.
90. White, I. C., 1892; The Mannington Oil Field and the History of Its Development, *Bull. Geol. Soc. America*, **3**(4); 187- .
91. Woolsey, L. H., 1906; Economic geology and the Beaver quadrangle, Pennsylvania, USGS Bull., 236; 132pp.

## ABSTRACT

This study aims to describe inclined contacts of petroleum and water in oil or gas fields, and to facilitate a set of geological and hydraulic conditions to be examined in defining an inclined-contact play. Most exploration wildcats have been drilled based on explorationists' intuitive imagination of the type of play. More objective understanding of the inclined contacts and define a set of physical conditions, however, are required for intensive and extensive exploration of this type of exploration prospects.

The inclined contact play-type was often declared to give an excuse for an aggressive wildcat to drill a stratigraphic-likely play. Hubbert (1940, 1953, 1967) are the classics of hydrodynamic origin of the inclined oil (or gas)/water contacts. Hubbert emphasized the importance of Bernoulli's theorem and used a gradient of piezometric potential to describe the inclined contact. Two hypotheses were proposed for the origin of an inclined contact. The first one was static origin of the inclined contact; Versluys (1932) proposed apparent inclination of the contact caused by the higher capillary rise due to the finer grained sediments. Muggeridge and Mahmood (2012) emphasized compartment-mechanism of a reservoir due to complex stepwise fault system or stratigraphic segregation by locally sealed surface of fault. Hubbert's hydrodynamic theory has occupied an established position in study of the inclined contacts.

This study proposed dynamic and static origins of the inclination of the contacts. The proposal includes a method to examine whether the hydraulic setting of the oil or gas fields under consideration is or not. Inclined contacts can be easily applied to prospects or leads in their preparatory stage. Bernoulli theorem is reconsidered, and the piezometric head should be divided into potential head and pressure head. This separation is useful in both onshore and offshore activities of ours and resulted in prosperous developments these days.

A static origin of inclined contact is proposed to the Greater-sunrise gas field with a remarkable inclined contact between gas column and bottom water zone. Thermal gradient over the reservoir of the field is the main controlling agent to cause the inclination. The thermal gradient is a gradient of temperature of formation water, hence density of the formation water produces a remarkable lateral gradient of temperature. The Greater-sunrise field's inclined contact was commonly interpreted following Hubbert's hydrodynamic theory, but the static balanced setting of the fluids columns in the field denies the hydrodynamic theory. The origin of temperature gradient, however, is still unknown to be right.

Several origins of apparent inclined contact in oil and gas fields are identified; a

systematic capillary-rise gradation due to sand grain sizes, fixed contact due to diagenesis of near contact depth-interval, tilting tectonics of fields, *etc.*.

Inclined contacts would allow us to have more prospects or leads for oil and gas resources in the future. Careful study and observation on the contacts shall help us find new pools of oil and gas.

///.



## 謝辞

審査主査である松岡俊文教授はこの論文の研究の発端を与え、著者が異常高圧層をテーマに具体的な事例の解析を開始することを促した。また、本論文をまとめるにあたり、種々、御意見（誤謬の修正の起縁となるものも多い）を戴き、校正等の労を取られた。審査副査である細田尚教授、小池克明教授は本論文の粗稿から御閲読戴き、論文の改善に、その質の向上に寄与された。

Total E&P Indonesie の諸氏、特に Guy Butteux 氏 (ex-Exploration Manager, Total Indonesie, Jakarta), Jacques Gouadain 博士 (ex-Vice-President Exploration, Total Indonesie, Jakarta) からは Peciko ガス田の探鉱開発の実作業段階での議論を通し、この論文に結実した考察、解析結果の導出の助けとなるデータ・意見を得た。著者は Total E&P Indonesie の諸氏の実作業とは全く別個に解析を進めたにも拘わらず、筆者の結論が Total の結果と整合したことは本研究の結果に自信を与えた。

国際石油開発帝石株式会社は、インドネシア共和国政府機関である MIGAS および Total E&P Indonesie とともに本論文の研究に関わるデータを提供し、論文公表を許可した。但し、本研究の内容結果は国際石油開発帝石株式会社とは独立に得たものであり、その内容・結果の正否はすべて筆者が負う。

名倉弘氏（国際石油開発帝石株式会社）は著者に Peciko ガス田、Grater Sunrise ガス田と Greater Sunrise ガス田のデータについて便宜を図った。国際石油開発株式会社勤務時には、取り分け、沖亨氏の引退時の個人的に戴いた訓示「徹底的にやれ」には、あらゆる作業での基本理念として、思い返しては元気づけられた。尚、国際石油開発株式会社退職時（2013 年 12 月 31 日）に、守秘義務を時限 1 年間と契約しており、本論文に関わるすべての守秘義務から筆者は解放されている点、記しておきたい。

「地層水の水理学の会」（2007-2012 年）の皆様（松岡俊文氏、徳永朋祥氏、古宇田亮一氏、中山一夫氏、徂徠正夫氏、星一良氏他）には本論文の内容に就き、会において討議をして戴き、理論的な改善、多様な解釈の提示により、貢献された。

本論文の主題「傾斜接触面」については、著者は 1976 年での石油資源開発株式会社長岡鉱業所での藤川 19 号、20 号の探掘結果の解釈作業において初めて知った（眞柄（1970）を通して、Hubbert (1953) の理論を知った）。また、理論的な考察を 1988 年、The University of Texas at Austin の Graduate School (Department of Geological Sciences (当時の名称) ; 現 Jackson School of Geological Sciences) の J. B. Sharp, Jr. 教授によるコースワーク“GEO391C : Geology of Groundwater”における最終報告課題の候補として行った（実際に提出した報告は礫質透水層の yield の評価に関するものであった）。特に Sharp 教授には地下水透水層の水理学全般の理論に関して手ほどきをして戴き、筆者はその基礎を得た。また後年、教授によるそのコースワークのノートと語彙集を提供して戴いた。

芦田譲京都大学大学院名誉教授（現 EEFA）は筆者に博士論文として本稿を著すことを勧めて下さり、激励して下さい。

鎮西清高京都大学大学院名誉教授は筆者の東京大学理学部地学科地質学鉱物学専修課程の 2 年間以来、今日まで 40 年に亘り、時と所を移しながら、議論の時間を割き、

絶えず筆者の考察を激励して下さった。また、地質学の基礎・哲学（「大塚弥之助精神」の後継・拡大としての「鎮西精神」＝「まず、よく観る」）、表現、着眼点、研究対象の直接観察について御薫陶を受けてきた。

Dr. Earle F. McBride (Professor Emeritus, the University of Texas at Austin) には、筆者の the University of Texas at Austin での 1979-1981 年の留学期間以後、地質学他様々な事項に関して、Mentor としての指導、友人としての援助を惜しみなく与えて頂いた。また、その後も種々、ご指導を賜っている。

Late Dr. Kinji Magara (故真柄欽次博士、島根県立大学名誉教授)からは、the University of Texas at Austin においての留学中の 1980-1981 年、また時を隔てて 2004 年-2007 年に、断続的な交信により、既に公表した随筆 (Honda, *et al.*, 2013b) にあるように叱咤・激励を賜った。

堂垂達也氏（京都大学大学院工学研究科都市社会工学専攻ジオマネージメント講座環境資源システム工学研究室修士課程 2 回生）は、内見会、公聴会、それらの練習会において要約筆記の補佐を勤めて戴き、また草稿の校正を行って、この博士論文の完成に寄与された。

本田智士博士 (MIT, Boston, U.S.A.)、小林博文氏 (Colorado School of Mines)・安藤俊彦氏 (国際石油開発帝石株式会社)・遠竹行次氏 (The University of Aberdeen) には、入手し難い文献の検索・入手に関して便宜を図って戴いた。

本田有紀は草稿の本論文草稿の校正において誤字脱字を指摘し、草稿の改善に協力された。

京都大学大学院工学研究科都市社会工学専攻ジオマネージメント講座環境資源システム工学研究室の諸氏には、2012 年 10 月 1 日から今日まで、老人をいわば同僚として同学の students として、空間時間を共に戴いた。

以上、記して、皆様に深甚な謝意を表する。

以上