報 告

三次元地震探査を用いた油ガス層特性予測の現状と問題点*

高 橋 功**

(Received December 28, 2005 ; Accepted January 13, 2006)

Issues and status of 3D seismic reservoir property estimation

Isao Takahashi

Abstract : This document seeks to review and summarize issues about 3D seismic reservoir characterization and current technology trends for overcoming such issues. We list major difficulties in quantitative reservoir property estimation from 3D seismic data as i) poor understanding about the relationship between seismic attributes and reservoir properties, ii) the scale difference between seismic data and target geological model, and iii) integration of qualitative geological understanding into quantitative modeling framework.

We then introduce several key efforts in two field examples for resolving them through integrated modeling. In the first example in a carbonate reservoir, rock physics study led to physical understanding of the identified correlation between Vp/Vs ratio and the absolute permeability, as well as AI (Acoustic Impedance) and porosity. We subsequently conducted porosity and permeability modeling using these relations, including a vertical downscaling step by the Gaussian Simulation with Locally Varying Mean method, which accomplished the final model consistent with well and seismic data. In the second example in a deep sea sandstone reservoir, non-unique relationship between seismic attributes, AI and EI (Elastic Impedance), and reservoir properties (lithology and pore fluid type) was quantified through statistical expression using PDFs (probability density functions) derived from well log data. The PDFs were used for interpreting seismically derived AI and EI to provide most-likely facies/fluid distribution. Finally, we present an example of applying multiple-point geostatistics for integrating seismically derived facies probability and prior geological information about the facies distribution.

These field examples lead us to a conclusion that seismic reservoir property estimation methodology should be defined after careful consideration of the geological and geophysical background of the target fields, as well as the quality, quantity, and density of available data.

Key words : 3D seismic survey, reservoir characterization, seismic attribute, AVO inversion, geostatistics, Vp/Vs ratio, rock physics

1. はじめに

近年、探鉱段階におけるプロスペクトハンティングのみならず、探鉱成功後の詳細油ガス層モデル構築、生産・

圧入にともなう油ガス層挙動のモニタリングなど、油ガスの探鉱・開発・生産のすべてのステージにおいて、三次元地震探査データの十分な活用が必須となってきた。このような三次元地震探査データの活用促進は、データ収録・処理技術の発達の結果として地震探査データの分解能および品質が飛躍的に向上したこと、および、不均質な油ガス層の正確な性状評価および挙動予測には三次元地震探査データから得られる高分解能の地質モデルが必須であると広く認識されてきていることが大きく寄与している。データ品質および分解能の向上の結果、チャネルや小断層など、可視化可能な油ガス層の地

*平成 17 年 6 月 1 日、平成 17 年度石油技術協会春季講演会、地質・探鉱部門シンポジウム「多様な貯留層を対象にした特性解析技術の進展」で講演 This paper was presented at the 2005 JAPT Geology and Exploration Symposium entitled "Recent progress in characterization and analysis for various types of reservoirs" held in Tokyo, Japan, on June 1, 2005.

**国際石油開発株幕張技術開発サブユニット INPEX Corp.

質構造または地質形態が詳細化した（例えば Ramsden *et al.*, 2005 ; Tamura *et al.*, 2004 など）とともに、地震探査データを用いて定量的に油ガス層特性（プロパティ）を推定することが可能となってきた（岡村ら, 2002 ; 高橋ら, 2004 ; Avseth *et al.*, 2005）。このうち、地震探査データからの地質構造または地質形態の可視化およびその地質解釈が比較的直感的に理解しやすい作業である一方で、定量的油ガス層特性把握は必ずしも解釈が単純とは限らず、短絡的な解釈は誤った物性推定に帰結してしまうことも多い。例えば、図1で示したノルウェー領北海の暁新統内のホライゾン振幅スライスでは、強振幅の分布形状を西（図中左）から東（図中右）へ向かって堆積した海底扇状地成砂岩として解釈可能である。しかし本砂岩内では岩相の変化に起因し、地震探査強振幅が西側フィーダーチャネルでは高孔隙率砂岩を示すのに対し東側ローブでは低孔隙率の頁岩質砂岩に相当することから、振幅からの岩相・孔隙率の解釈は単純に一意ではなく単純に振幅にのみ依存した岩相解釈にはピットフォールが存在する（Avseth, 2000 および Avseth *et al.*, 2005）。

本稿ではこうした点を含め、三次元地震探査データから定量的に油ガス層特性を推定しプロパティモデルを構築する際の問題点を指摘するとともに、最近の研究事例からこれら問題点の解決策を紹介することにより油ガス層モデリングにおける三次元地震探査データの統合活用の現状をまとめる。

2. 三次元地震探査データを用いた定量的油ガス層特性把握上の問題点

油ガス層特性分布把握時の情報源として、検層および坑井テストなどのほかのデータとの比較のうえで三

次元地震探査データの長所は、①水平方向のデータサンプリング間隔が細かく等間隔であることにあり（例えば 毎 25 m）。一方、短所としては、②地震探査データが第一義的には地層の弾性的性状を反映しているため、推定したい油ガス層特性と単純な相関を示さない場合が多いこと、③鉛直方向の分解能は通常数十 m 以上と地質モデルのグリッドサイズに比して非常に大きい場合が多いこと（Ziolkowski, 1999, 図 2）、の 2 点が挙げられる（Takahashi, 2004）。データのこうした特徴に起因し、三次元地震探査データからの定量的油ガス層特性把握時に頻出する問題点には以下が挙げられる。

i) 限られた坑井データを用いての三次元地震探査データおよびアトリビュートと油ガス層特性との関係把握

上記②に関連し、地震探査データおよびアトリビュートと実際に推定したい油ガス層特性との関係が単純かつ一義的である場合が少ないうえ、両者の関連付けに有用なコントロールとなる坑井データが限られる場合が多い一方で、どの地震探査アトリビュートを使用して対象油ガス層特性を推定するかを決定するとともにその関係を正当化する必要がある。（Mukerji *et al.* 2001 ; Takahashi, 2000）

ii) 鉛直分解能の限られた地震探査データと高分解能の坑井データの統合法

上記①および②に関連し、水平・鉛直両方向に高分解能の地質モデルを構築するために異なる分解能・スケールを有する地震探査データと坑井データを、各油ガス田の地質的特徴にしたがった最適な手法を用いて統合する必要がある。（Abbaszadeh *et al.*, 2003 ; Abbaszadeh *et al.*, 2004）

図1 ノルウェー領北海 Glinde 油田における Top Heimdal 層ホライゾン振幅スライス (Avseth *et al.*, 2005 より)

図2 地層レイヤリングスケールと地震探査データの典型的波長との比較
(Ziolkowski, 1999)

iii) 油ガス層特性分布に関する地質的知見を統合した定量的モデル構築

地震探査データおよび坑井データの統合に加え、定性的な対象油ガス層地質に関する事前知見を定量的に活用することにより、対象油ガス層特性に関する不確実性の軽減を図るとともに、地質的知見に整合的なモデル構築を図る必要がある。(Cares *et al.*, 2001)

3. 三次元地震探査データを用いた油層特性予測の現状

本章では、炭酸塩岩および砂岩油層における定量的油層特性分布推定に関する最近の研究事例から、前章で挙げられた三次元地震探査データを活用した統合油ガス層特性モデリングに関する問題点解決の試みを紹介する。

3.1 中東炭酸塩岩油層における孔隙率および浸透率モデリング

本油田では、130～150 ftの層厚を有する浅海成炭酸塩岩油層中（図3）の孔隙率および浸透率の不均質な分布状況を把握するために、OBC（Ocean Bottom Cable）により取得された三次元地震探査データを活用した統合油層キャラクタリゼーションが実施され、炭酸塩岩油層における地震探査アトリビュートと油層特性との関係把握、分解能の限られた地震探査アトリビュートを統合しての高分解能油層モデル構築が主な技術課題であった（岡村ら，2002；Abbaszadeh *et al.*, 2004）。

本スタディでは、地震探査アトリビュート（AIおよびVp/Vs比）と油層特性との関係を把握するために、油層区間で取得されたコアプラグについて超音波速度を

図3 対象炭酸塩岩油層の典型的孔隙率および浸透率プロファイル
(Abbaszadeh *et al.* 2004 より)

含む各種物性測定および薄片を用いた孔隙タイプの記載を実施し、測定および記載結果の統合的解釈を行った。その結果、孔隙率が音響インピーダンス^{注1)} (Acoustic

注1) 地震探査インバージョン解析から得られる地震探査アトリビュートであり、岩石の密度と地震探査速度との積で与えられる。

図4 対象炭酸塩岩油層コアプラグサンプルの超音波速度測定結果。

AI 対孔隙率 [上] および S 波速度 (Vs) 対 P 波速度 (Vp) [下] (Abbaszadeh *et al.*, 2004 より)

Impedance。以下 AI と呼ぶ) と負の良好な相関を示すことに加え、浸透率が Vp/Vs 比^{注2)} と弱いながらも程度の相関を示すことが確認された (図4)。また薄片観察結果との比較から、浸透率と Vp/Vs 比との相関は岩石中の孔隙タイプに依存し、粒子間孔隙の割合が多いサンプルほど、浸透率および Vp/Vs 比ともに高い傾向があることが判明したことから、浸透率と Vp/Vs 比との相関は両者が岩相に依存することに起因すると解釈された (Tsuneyama *et al.*, 2003)。さらに、三次元地震探査 AVO インバージョン解析^{注3)} を適用した結果得られた油層区間の平均 AI および平均 Vp/Vs 比と坑井データから得ら

注2) 岩石中の P 波 (縦波) 速度と S 波 (横波) 速度との比であり、地震探査 AVO インバージョン解析あるいは AVO 解析から推定可能な地震探査アトリビュートである。 Vp/Vs 比は岩石のポアソン比と非線形に一つ一つに対応する。

表1 地震探査アトリビュート、坑井孔隙率およびその組み合わせと坑井テスト浸透率との相関。油層区間の平均物性の比較結果。(Abbaszadeh *et al.*, 2004 より)

地震探査アトリビュートまたは孔隙率とその組み合わせ	坑井浸透率との相関
AI	0.470
ϕ	0.544
Vp/Vs	0.700
ϕ および AI	0.554
AI および Vp/Vs	0.706
ϕ および AI および Vp/Vs	0.707

図5 対象油層を含む地震探査断面例 (Abbaszadeh *et al.*, 2004 より)

れた油層特性との比較から、コアスケールのみではなく地震探査スケールにおいても AI と孔隙率、 Vp/Vs 比と浸透率とがそれぞれ相関することが確認された (表1)。本事例は、地震探査アトリビュートと油層特性および岩相との関係把握におけるコア速度測定を含めた岩石物理的検討の波及効果を明らかにしている。

次に、地震探査データから得られたアトリビュート (AI および Vp/Vs 比) をガイドとした油層の三次元孔隙率および浸透率モデリングを実施した。油層内の速度コントラストが弱く地震探査データから油層内部を識別する分解能が得られなかったため (図5)、油層区間 (130-150 ft) の平均 AI および平均 Vp/Vs 比をモデリングのソフトデータとして使用した。一方で、本油層内には低孔

注3) 複数のオフセット制限データに同時に逆解析 (インバージョン) を実施し、地層の固有の弾性パラメータ (P 波インピーダンス、S 波インピーダンス、 Vp/Vs 比など) を推定する手法。

図6 油層内レイヤごとの平均孔隙率（左）および平均浸透率（右）トレンド
(Abbaszadeh *et al.*, 2004 より)

図7 孔隙率（左）および浸透率（右）油層モデル結果例（レイヤ10）。
ともに、上が地震探査アトリビュート統合後、下が地震探査アトリビュートを用いないケース
(Abbaszadeh *et al.*, 2004 より)

隙率のスタイロライトゾーンがほぼ油田全体に広がるなど、油層内のレイヤごとに系統的な孔隙率トレンドが確認されている（図6）。こうした事前地質知見および鉛直方向の孔隙率パターンに関する坑井情報と水平方向に高分解能だが縦には分解能がない地震探査アトリビュート情報を統合活用するため、トレンド付三次元逐次ガウス型シミュレーションを適用し、鉛直および水平方向に分解能の高い多レイヤ孔隙率および浸透率モデルを構築した。なおモデリング時には、検層、コアおよび坑井テストデータをもとに推定された、各坑井位置および各サブレイヤの孔隙率および絶対浸透率をハードデータとした（Abbaszadeh *et al.*, 2004）。構築されたモデルとして、例えば図7に示したレイヤ10の孔隙率および浸透率は、同レイヤの平均層厚が2 ft 程度であるにもかかわらず、地震探査データの統合により分布形状が変化していることが確認できる。なお、本油層ではレイヤごとの系統的な物性分布が事前に認められたためトレンド付モデリング手法を適用したが、地質状況が異なる場合には、ブロッククリッキングなどのほかダウンスケーリング手法の適用が望ましい場合もある（Abbaszadeh, 2003）。

3.2 北海海底扇状地成砂岩における岩相および油ガス層分布把握

複数の岩相からなる暁新統海底扇状地成砂岩で構成される本油層（図1に同じ）では、地震探査アトリビュートと岩相および孔隙流体タイプとの関係およびその不確実性把握および砂岩層分布に関する事前地質知見の定量的統合が課題であった（Avseth, 2000；Mukerji *et al.*, 2001）。

本油層では坑井データが限られることから、油層内で予想される岩相と孔隙流体タイプとのすべての組み合わせが必ずしも坑井データで確認されてはならず、坑井における地震探査アトリビュート（AI およびエラスティックインピーダンス^{注4)}（以下EIと呼ぶ）と岩相との経験的相関が油層全体を代表しない可能性がある（Mukerji *et al.*, 2001）。そこで、坑井データをもとにしてGassmann モデリングを実施し、坑井で観測されていない岩相－孔隙流体の組み合わせについてのAI およびEIを予測するとともに、モンテカルロシミュレーションを適用しすべての可能なケースについて、油胚胎砂岩、水胚胎砂岩、頁岩のAI およびEI レスポンスを確率密度関数（Probability Density Function：PDF）として表現した（図8、Avseth *et al.*, 2005）。このように岩相とAI および

注4) オフセット制限データ（または入射角制限データ）に個別に地震探査インバージョンを適用するエラスティックインバージョン解析により推定可能な地震探査アトリビュートで、地層のP波速度、S波速度、密度に加え、震探データの平均的な入射角度の関数として与えられる。

図8 Glint 油田における検層データ例 (a), 検層データから算出される AI および EI (b) Gassmann モデリングおよびモンテカルロシミュレーション結果得られた各岩相ごとの AI-EI Bivariate PDF (c) (Mukerji *et al.*, 2001 より)

EI の関係を PDF を用いて表記することにより、震探解析から各位置にて AI および EI の値一組ずつが与えられた場合にどの岩相がどの程度の確率で出現すると予想されるかについて定量的に予測が可能となった。さらに、AI および EI の三次元データについて PDF を用いて定量的に解釈することにより、三次元ボリューム内のすべての位置にて最尤の岩相の分布を予測することが可能となった（図9）。

図9 図8c)の岩相—AI/EI PDFを用いてAIおよびEIデータを定量的に解釈し予測した油胚胎砂岩の分布
(Mukerji *et al.*, 2001より)

一方本油層フィーダーチャンネル内の一部地域では, Cares *et al.* (2002)が, AVO解析結果を用いて予測した砂岩の存在確率分布をソフトデータとし, マルチポイント統計法を適用することにより, 同地域に予想されるチャンネル砂岩形状を反映しつつソフトデータに整合的な三次元岩相モデルを構築した(図10)。マルチポイント統計法は, 事前地質知見などにに基づき与えるトレーニングデータからテンプレートを用いてパターン情報をサンプリングし, その結果を三次元モデル構築に利用する手法である。同手法は, 密なデータの拘束がある場合であってもチャンネルなどの複雑な地質形状の再現が可能という利点があることから, 地震探査データを事前の地質的知見と統合してモデリングを実施する際に非常に有用であ

図10 地震探査 AVO 解析結果得られた砂岩存在確率図(上)および, マルチポイント統計法適用に構築した三次元岩相モデル(下, ただし黒が砂岩, 白が頁岩を示す)
(Cares *et al.*, 2001より)

ることが知られている (Strebel and Journel, 2001)。

4. おわりに

本稿では、三次元地震探査データを活用した油層特性分布把握に関する問題点を提示した後、2つの油田での事例を通じ最近の関連手法の開発トレンドをレビューした。

三次元油層キャラクタリゼーションの課題のうち地震探査アトリビュートと油層特性との間の物理的関係の把握については、岩石コア速度測定と他の物性測定および地質観察結果を統合した解釈の効果が明らかになったほか、アトリビュート-油層特性間の関係の基本的な不確実性については Gassmann などの物理モデリングを統合したうえでの PDF を用いた関係記述の有効性が示された。また、限られた鉛直分解能を有する地震探査データと坑井データを統合して最適なモデル構築を実施する手法の一例として、坑井データに基づくトレンド付モデリング法およびブロッククリッピング法が提示された。さらに、地震探査データと事前地質情報を定量的に統合しモデル化する手法として、マルチポイント統計法を紹介した。

三次元地震探査データを用いて油層特性モデルを構築する手法は多様であり、各油ガス田で最適な手法が何であるかは個々に変わりえる。したがって、各油ガス層の地質的・地球物理的背景および使用するデータの品質・量・密度を踏まえたうえで最適な手法の選択を行うことが望まれる。

引用文献

- Abbaszadeh, M., Takano, O., Yamamoto, H., Shimamoto, T., Yazawa, N., Sandria, F. M., Guerrero, D.H.Z. and Rodriguez de la Garza, F., 2003 : Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicotepec Basin, Gulf of Mexico, *SPE* 84052.
- Abbaszadeh, M., Takahashi, I. and Suzuki, K., 2004 : Integrated Seismic-Guided Characterization of a Carbonate Reservoir in Abu Dhabi, U.A.E.. *SPE* 90533.
- Avseth, P., 2000 : Combining rock physics and sedimentology for seismic reservoir characterization in North Sea turbidite systems. Ph. D. Dissertation, Stanford University, U.S.
- Avseth, P., Mukerji, T. and Mavko, G., 2005 : *Quantitative seismic interpretation*, applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. Cambridge University Press.
- Cares, J., Avseth, P. and Mukerji, T., 2002 : Geostatistical integration of rock physics, seismic amplitudes and geological models in North-Sea turbidite systems. *SPE* 71321.
- Mukerji, T., Avseth, P., Mavko, G., Takahashi, I. and Gonzalez, E. F., 2001: Statistical rock physics: Combining rock physics, information theory, and geostatistics to reduce uncertainty in seismic reservoir characterization. *The Leading Edge*, **20** (3), 313–319.
- 岡村 仁・高木睦人・村本宏司・田村芳彦・高橋 功・藤本正道・姫野 修, 2002 : 低浸透性炭酸塩岩油層研究プロジェクトチームおよび“アブダビ沖油田を対象とした油層キャラクタリゼーション”に係る研究成果の概要：平成 14 年度石油開発技術センター年報, 49–58.
- Ramsden, C., Bennet, G. and Long, A., 2005 : High-resolution 3D seismic imaging in practice. *The Leading Edge*, **24** (4), 423–428.
- Strebel, S.B. and Journel, A.G., 2001 : Reservoir Modeling Using Multiple-Point Statistics. *SPE* 71324.
- Takahashi, I., 2000 : Quantifying information and uncertainty of rock property estimation from seismic data. Ph. D. Dissertation, Stanford University, U. S.
- Takahashi, I., 2004 : Quantitative Seismic Interpretation based on Rock Physics. Lecture Note, JOGMEC-TRC.
- 高橋 功・高梨 将・姫野 修・西田 宏・中本浩二・松井良一・荒木康彦・関口 航・池田修一郎・牟田卓矢, 2004 : 中東炭酸塩岩油層における 3D 地震探査データを活用した統合油層キャラクタリゼーション：平成 16 年度技術センター年報, 108–112.
- Tamura, Y., Tsuneyama, F., Okamura, H. and Furuya, K., 2004 : Fault characterization by seismic attributes and geomechanics in a Thamama oil field, United Arab Emirates. *GeoArabia*, **9** (2), 63–76.
- Tsuneyama, F., Takahashi, I., Nishida, A. and Okamura, H., 2003 : Vp/Vs ratio as a rock frame indicator for a carbonate reservoir. *First Break*, **21**, 22–27.
- Ziolkowski, A., 1999 : Multiwell imaging of reservoir fluids. *The Leading Edge*, **18** (12), 1366–1370.