論 説
 Original Article

4D 地震探査によるオイルサンド貯留層の動的挙動把握*

中山 徹**・高橋 明久**・加藤 文人***

(Received November 4, 2008 ; accepted January 9, 2009)

Oil sands reservoir monitoring using 4D seismic data

Toru Nakayama, Akihisa Takahashi and Ayato Kato

Abstract : Time-lapse three-dimensional (3D) seismic monitoring study was conducted in the JACOS Hangingstone steam assisted gravity drainage (SAGD) operation area, Alberta, Canada. The objective of the study was to delineate steam-affected areas using differences between two 3D seismic data acquired at different production stages for efficient reservoir management.

The time-lapse surveys were acquired in February, 2002 and in March, 2006. As repeatability is important for the time-lapse seismic surveys, the two 3D seismic surveys were recorded with nearly identical field acquisition parameters and the data sets of both surveys were processed with identical processing flows.

P-wave and S-wave velocities of oil sands core plugs from the field were also measured under various pressure and temperature conditions to understand the relationship between seismic velocities and reservoir conditions. The laboratory measurement results were combined and a rock physics model was proposed to predict velocity changes of the oil sands under reservoir conditions expected during SAGD operations.

The two seismic volumes show significant differences in seismic character within the reservoir and time delays below the reservoir around the active SAGD well pairs. Synthetic seismic data based on the rock physics model were analyzed to evaluate seismic response changes of the time-lapse 3D seismic survey. From our analysis, the differences of the seismic responses between the two 3D seismic volumes can be quantitatively explained by P-wave velocity decrease of the oil sands layers due to the steam-injection. In addition, our result suggests that a larger area would be influenced by pressure than by temperature.

In conclusion, the time-lapse 3D seismic monitoring along with the rock physics model is useful for qualitative and quantitative estimate of the rock property changes of the interwell reservoir sands in the field.

Keywords : time-lapse seismic, 4D seismic, reservoir monitoring, oil sands, SAGD

1. はじめに

Steam assisted gravity drainage 法 (SAGD 法) は、カナダのオイルサンド開発における代表的な地層内回収法である。SAGD 法では、地下に高温高压の水蒸気を圧入し、ビチューメンを温めてその流動性を高め、ビチューメンを回収する。

この SAGD 法生産の過程で、孔隙内のビチューメンが水蒸気で置換された領域 (スチームチャンバー) が形成

される。このスチームチャンバーの成長は生産性と密接な関連性をもつので、スチームチャンバーの挙動のモニタリングができれば、より効率的な生産管理が可能になる。しかし、オイルサンド貯留層内の岩相分布は不均質性が高いことと、温度や圧力などの地下の状態を観測したデータが限られていたことから、スチームチャンバーの形状を詳細に理解することは困難であった。スチームチャンバーがどのように成長していくか、その具体的なイメージはよくわかっていなかった。

そのような状況の中、カナダで SAGD 法の生産操業を実施している Japan Canada Oil Sands Limited (JACOS 社) は、高温・高压の水蒸気圧入に伴う地震波速度 (岩石の弾性定数) の変化に着目し、スチームチャンバーの形状を捉えることを試みた。具体的には、水蒸気圧入前後にそれぞれ 1 回の三次元地震探査 (4D 地震探査) を実施し、地震波速度や波形の変化を解析して、その結果からオイルサンド貯

* 平成 20 年 6 月 11 日、平成 20 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「現在、気になる探鉱技術とその適用事例—イメージングとマッピング」で講演。This paper was presented at the 2008 JAPT Geology and Exploration Symposium entitled "Imaging and Mapping: Attractive Technologies on Geology and Geophysics for Recent Oil and Gas Exploration and Development" held in Niigata, Japan, on June 11, 2008.

** 石油資源開発株式会社 Japan Petroleum Exploration Co., Ltd.

*** (独) 石油天然ガス・金属鉱物資源機構 Japan Oil, Gas and Metals National Corporation

留層の性状（岩石物性値）変化を推定した。これらの結果から、水蒸気の影響を受けた領域の推定を行った。

4D 地震探査データを用いてオイルサンド貯留層の解析を進めるためには、地震波速度（弾性定数）と貯留層性状との定量的な関係を理解しておく必要がある。そこで本研究では、高温・高圧の水蒸気がオイルサンド貯留層の地震波速度にどのような影響を与えるかを理解するために、オイルサンド貯留層のコアサンプルを用いた実験室内の速度測定実験を実施した。系統的に温度・圧力条件を設定してP波およびS波速度の測定を行い、その解析からオイルサンド貯留層の岩石物理学モデルを構築した。この岩石物理学モデルは、SAGD 法生産前から生産時に至るまでに想定されるオイルサンド貯留層の状態と地震波速度との関係を表現できる。この岩石物理学モデルを使って4D地震探査の変化を解析し、水蒸気の影響を受けた領域とその程度について推定した。

本稿では、SAGD 法の水蒸気の影響を受けた領域を把握するために実施した、4D 地震探査手法によるオイルサンド貯留層特性解析の結果について報告する。

2. 対象開発鉱区の地質と SAGD 法

2.1 対象鉱区と地質概要

JACOS 社の Hangingstone SAGD 法生産鉱区は、カナダ・アルバータ州北東の街 Fort McMurray から南南西約 50 km に位置する (Fig. 1)。Hangingstone 地区のオイルサンド貯留層は、地表から約 300 m の深さに存在する下部白亜系 McMurray 層である。本層は、潮汐の影響を受けた河口から河川成の堆積物からなり、その砂岩層の分布は非常に複雑である (辻ほか, 2004; 高橋ほか, 2006a, 2006b)。

2.2 SAGD 法

本鉱区のビチューメンは、常温では粘性率が数百万 cP

Fig. 1 Location map of the JACOS Hangingstone SAGD operation area.

Fig. 2 Schematic illustration of the SAGD process.

以上と高いため、流動しない。しかしビチューメンは加熱されるとその粘性率が大きく低下するため、流動するようになる。SAGD 法は、このビチューメンの性質を利用して、地下にあるビチューメンを効率よく回収する方法の1つである。以下に、その一連のプロセスの概要を示す (Fig. 2)。

はじめにオイルサンド貯留層内に2本の水平井を上下に約 5 m 離して配置する。上位の水平井（圧入井）から高温高圧の水蒸気を圧入する。圧入された水蒸気は、圧入井近傍のオイルサンド貯留層を加熱しながら周囲に広がり、スチームチャンバーを形成する。周囲のオイルサンド貯留層に熱を与えた水蒸気は、スチームチャンバーの縁で凝縮して熱水になる。流動性をもつようになったビチューメンと凝縮水との混合流体は、スチームチャンバーの縁に沿って重力により下降し、下位の水平井（生産井）から地上施設へと回収される。ビチューメンの生産とともにオイルサンド貯留層の孔隙内のビチューメンが水蒸気に置換されるプロセスであり、連続的な水蒸気圧入によって連続的なビチューメン生産が可能となる。

なお、一組の水平圧入井と水平生産井を SAGD 水平井ペアと呼んでいる。

3. 4D 地震探査によるオイルサンド貯留層モニタリング

オイルサンド貯留層は熱伝導率が低く、熱は短時間で広域には伝わりにくいことと、地下の初期温度（約 10℃）ではビチューメンの粘性率は高いことから、SAGD 法では水蒸気により十分温められた水平井近傍のビチューメンだけが回収できる。スチームチャンバーがオイルサンド貯留層を温めるが、その成長と形状はオイルサンド貯留層内の岩相分布に依存する。特にオイルサンド貯留層内に挟在する泥岩薄層がスチームチャンバーの成長の妨げとなることがわかっている。

このように、スチームチャンバーの成長とビチューメンの生産量とは密接に関連しているので、より効率的な生産管理を行うためには、オイルサンド貯留層内のスチームチャンバーの成長過程の把握（貯留層モニタリング）への取り組みが必要である。しかし、オイルサンド貯留層の岩相分布は不均質性が高いことと、地下の状態を観測したデータが限られていたことから、スチームチャンバーの形状を詳細に理解することは今まで困難であった。

スチームチャンバーの成長過程を精度よくモニタリング

するためには、オイルサンド貯留層を掘り抜いた坑井を使って地下の温度・圧力を直接測定することが望ましい。この場合、生産開始後の地下の温度・孔隙圧が上昇している領域に観測坑井を掘削するのは簡単ではないので、生産開始前に観測坑井を掘削しておく必要がある。ただしスチームチャンバーの詳細なモニタリングに適切な坑井数とその配置を生産開始前に予め決めるのは難しい。

一方、三次元地震探査は、坑井データに比べて垂直分解能は低いものの、水平方向の情報を効率よく広域に把握することができる。本地域では、2002年2月に詳細なオイルサンド貯留層の分布様式を予測するために三次元地震探査データを取得したが、当時生産中のSAGD水平井ペア周辺の地震波応答はそれ以外の領域と明瞭に違っていた。高温・高圧の水蒸気圧入の影響により、オイルサンド貯留層の地震波速度は、観測できるくらい十分変化することを2002年の時点で既に認識していた。

このように2002年に取得した三次元地震探査データの解析結果から、JACOS社はオイルサンド貯留層モニタリング技術の1つとして、以前より4D地震探査技術に注目していた。そして2002年の三次元地震探査以後、新たに10の水平井ペアでSAGD法による生産が開始された。そこで、水蒸気圧入前後の地震波応答の変化を解析し、オイルサンド貯留層の動的挙動を把握することを目的として、2006年3月に2回目の三次元地震探査を実施した。

4. 岩石物理学モデルの構築

地震波速度の変化から貯留層性状（温度・孔隙圧・孔隙内流体の組み合わせなど）の変化を定量的に予測するためには、オイルサンド貯留層の岩石物性と地震波速度との関係を表す岩石物理学モデルが必要である。高温・高圧の水蒸気がオイルサンド貯留層の地震波速度を低下させることは以前より定性的には知られていたが、今回の4D地震探査の解析に使えるオイルサンド貯留層の実用的な岩石物理学モデルは公表されていなかった。

そこで高温・高圧の水蒸気がオイルサンド貯留層の地震波速度にどのような影響を与えるかを定量的に理解するために、われわれは本地域の坑井にて取得したオイルサンド貯留層のコアサンプルの速度測定を実験室内で行った。温度・圧力条件を系統的に設定して弾性波速度を測定し、その結果からオイルサンドコアサンプルのP波およびS波の速度と温度・圧力との関係を明らかにした（Kato *et al.*, 2008）。

以下では、この速度測定実験結果と、その検討の結果に基づいて構築した岩石物理学モデルの概要について述べる。

Fig. 3は、差圧（differential pressure）を変化させた時のP波およびS波速度の測定結果を図化したものである。ここで差圧とは、封圧（confining pressure）から孔隙圧（pore pressure）を引いた値に等しい。封圧と温度はそれぞれ900 psiと10℃とした。これらの値はオイルサンド貯留層の初期状態に相当する。Fig. 3の縦軸は地震波速度を表し、

Fig. 3 P- and S-wave velocities of the oil sands as functions of differential pressure at a constant temperature of 10°C.

横軸は差圧を表す。今回の実験では4つのオイルサンドコアサンプルの速度測定を行ったが、そのコアサンプルの違いをシンボルにより表現した。

このFig. 3から、コアサンプルにより絶対値に差はあるものの、差圧が下がるとP波とS波ともにその速度がわずかに低下することがわかる。つまり、封圧が一定の場合には、孔隙圧が上がるとP波およびS波の速度はともに低下する。例えば、差圧を600 psiから200 psiに下げる（孔隙圧を300 psiから700 psiに上げる）とP波速度は約3%減少する。このようにオイルサンドコアの地震波速度には弱いながらも孔隙圧依存性があることが判明した。

次にFig. 4は、温度を変化させた時のP波およびS波速度の測定結果を図化したものである。封圧と孔隙圧はそれぞれ900 psiと700 psiとした。これらの値はオイルサンド貯留層の生産状態に相当する。Fig. 4の左の図面はP波速度と温度の関係を示し、右の図面はS波速度と温度の関係を示している。縦軸は10℃を基準としてスケールした地震波速度（正規化速度）を表し、横軸は温度を表す。オイルサンド貯留層の生産状態の温度は260℃であるが、測定装置の制約により今回の実験の最高設定温度は150℃である。4つのオイルサンドコアサンプルの速度測定を行い、そのコアサンプルの違いをシンボルにより表現した。また図中の太い実線は測定結果から求めた近似曲線である。

Fig. 4から、オイルサンドコアのP波およびS波の速度はともに温度依存性が大きいことがわかる。例えば、温度を10℃から140℃に上げるとP波速度は約29%減少する。さらに、温度30℃付近を境にして地震波速度の低下のトレンドが2つに分かれることも判明した。

この実験結果の検討から、Kato *et al.* (2008) は、温度と圧力をパラメータとする地震波速度推定の経験式を導出した。さらに、80℃の地震波速度測定値から推定した乾

Fig. 4 Normalized P- and S-wave velocities of the oil sands as functions of temperature at pore pressure of 700 psi and confining pressure of 900 psi.

燥岩石の弾性定数と Gassmann の式を用いて任意の温度の地震波速度を予測したところ、80°Cから150°Cの範囲で予測値と実測値とが良く一致することを見いだした。そして、150°Cより高温においても Gassmann の式が適用できると仮定して、実験装置の制約により測定値のない150°Cから260°C(生産状態)までのオイルサンド貯留層の地震波速度の推定を行った。さらに地震波速度の周波数依存性も検討し、周波数の高いコアサンプルの弾性波速度からそれより周波数の低い反射法地震探査の弾性波速度の予測を行った。

以上を組み合わせることにより、生産開始前の初期状態のオイルサンド貯留層のP波およびS波の速度から、SAGD 法生産時に想定される地下の温度・孔隙圧・孔隙内流体条件(貯留層条件)のオイルサンド貯留層のP波およびS波の速度を予測できるようになった。この貯留層条件と予測した地震波速度との関係を表すモデルを岩石物理学モデルと呼び、このモデルを4D 地震探査の解析に利用した。

詳細な貯留層条件とその地震波速度の予測を行う前に、Fig. 5 の上図のようなオイルサンド貯留層の状態を表す概念モデルを想定した。右側から水蒸気を圧入した場合に、圧入地点から遠いほうから順に、(1) 初期状態あるいはそれに近い状態、(2) 圧力のみが上昇した状態、(3) 高温高压のピチューメンが孔隙内を占めている状態、(4) 高温高压の熱水が孔隙内を占めている状態、(5) 高温高压の水蒸気が孔隙内を占めている状態、の5つの状態モデルが存在すると仮定した。ただし、Fig. 5は概念モデルであり、その横軸の長さの比が各状態の実際の水平方向の長さの比を表しているわけではない。

この5つの状態をさらに細かく23の貯留層条件に分けたモデルがFig. 5の下の表である。この表には3種類の貯留層パラメータ、Pp(孔隙圧) psi, T(温度)°C, そしてSw(水飽和率)%を示した。表のStepとは、23の条件を区別するための識別番号であり、Step数の増加とともに水蒸気圧入の影響の度合いが大きくなる。表の左端のStep 0

Fig. 5 Five representative reservoir conditions under the SAGD process and 23 sequential reservoir conditions.

と1はともにオイルサンド貯留層の初期条件を表し、Step 21は生産状態と同じ条件を表す。初期条件のStepが2つある理由は、はじめに地震波速度の周波数依存性を考慮するためである。本岩石物理学モデルでは、初期条件下において、周波数 kHz 帯の音波検層の地震波速度(Step 0)から周波数数十 Hz の反射法地震探査の地震波速度を Step 1 として予測する。

設定した各 Step の概要は以下のとおりである。

Step 1-5 では、温度と水飽和率一定(10°Cと20%)条件下で孔隙圧が300 psi から700 psi に上昇する。

Step 5-23 では、孔隙圧と水飽和率一定(700 psi と20%)条件下で温度が10°Cから300°Cに上昇する。

Step 18 では、孔隙内のピチューメンが熱水に置換される(水飽和率が20%から80%に上昇)。

Step 21 では、孔隙内流体が熱水から水蒸気に位相変化する。

オイルサンド貯留層の初期条件における地震波速度から、23の貯留層条件における地震波速度を計算し、その結果を図化したものがFig. 6の上図である。図中のVpとVsはそれぞれP波速度とS波速度を表している。音波検層のデータを参考にして、ここでは、Step 0におけるVpとVsをそれぞれ2.4 km/sと1.0 km/sと仮定した。左側の縦軸が地震波速度を、右側の縦軸がVp/Vs比を示し、横軸は貯留層条件のStepを表す。このグラフの下には、Fig.

Fig. 6 Sequential P- and S- wave velocities, and Vp/Vs ratio changes induced by steam-injection. Sequential reservoir conditions consist of 23 steps.

5 と同じ表を使って貯留層条件も示した。

Fig. 6 から以下のことがわかる。まず孔隙圧のみが上昇する Step 1 から Step 5 にかけては、Vp と Vs はわずかに減少する。孔隙圧が 700 psi になった後、温度が上昇していく Step 6 から Step 8 にかけては、Vp と Vs は大きく減少し、Vp/Vs 比は大きく増加する。この Vp/Vs 比の増加は Vs の減少が Vp の減少よりも相対的に大きいためである。Step 8 以降については、Vp は Step 17 まで単調に減少するのに対して、Vs は Step 20 までほぼ一定となる。したがって、Step 8 以降については Vp/Vs 比の変化は Vp と似た傾向となる。Step 18 で水飽和率が 20% から 80% に変わると、Vp は一旦増加するが、Vs はほとんど変化しない。その理由は、ビチューメンよりも熱水の P 波速度のほうが大きいからである。孔隙内流体の P 波速度が大きくなると、岩石全体としての Vp も大きくなるが、Vs はほとんど変わらない。そして Step 21 で孔隙内の熱水が水蒸気に位相変化すると、Vp は大きく減少する。このとき密度も大きく減少するため、Vs は増加する。例えば、初期状態 (Step 1) から生産状態 (Step 21) になると、P 波速度は約 45%、S 波速度は約 37% 減少することがわかる。

以上のように、構築した岩石物理学モデルは、SAGD 法生産前から生産時に至るまでに想定されるオイルサンド貯留層の状態と地震波速度との関係を表現できる。対象とするオイルサンド貯留層の状態がこの 23 の条件の中のどれに最も近いかを考えながら、4D 地震探査データの解析を行った。

5. 4D 地震探査とデータ処理・解析

5.1 4D 地震探査

本開発地区において、2002 年 2 月と 2006 年 3 月の 2 回、反射法三次元地震探査を実施した。Fig. 7 は、2 つの三次元地震探査の調査範囲と SAGD 水平井の坑跡を示している。2 つの調査が重なった範囲が解析の対象となる領域である。×印は水平井の坑口の位置を示し、坑跡の中で相対的に太い部分は水蒸気の圧入区間を示す。また Fig. 7 の南北方向の破線 (以降、NS-Line) は、Fig. 8 と Fig. 10 に示す地震探査記録断面図の位置を表している。この NS-Line の南側約半分を SAGD 水平井が横切っている。一方で、この測線の北側約半分は水蒸気の圧入領域から離れている。

Fig. 7 Map of the 4D seismic survey and the SAGD well locations.

4D 地震探査の解析では、SAGD 法生産に伴うオイルサンド貯留層の物性変化以外の要因による波形変化を極力抑える必要がある。そのために 2006 年の調査では、発震点・受振点の位置などのデータ取得仕様は 2002 年の調査で採用したものとできる限り同じになるように配慮した。ただし、受振器の種類は 2 つの三次元地震探査で異なっており、1 回目はジオフォン (geophone) を、2 回目は 3 成分のデジタルセンサーを採用した。2 回目に 3 成分デジタルセンサーを採用した理由は、通常の P 波反射波解析に加えて、P-SV 変換波解析を計画していたためである (Nakayama *et al.*, 2008)。受振器の違いによる地震波応答の違いは、後述のように、データ処理により補正した。

次節で解析結果を示す前に、ここで、各 SAGD 水平井ペアの水蒸気圧入期間と三次元地震探査の取得時期との関係を述べる。1 回目の三次元地震探査の時点では、既に東側の 5 つの水平井ペア (A, B, C, D, E ペア) で水蒸気の圧入とビチューメンの生産が行われていた。この 5 つの水平井ペアのその時点までの操業期間は短いものでも 1 年 6 ヶ月以上あった。最初の三次元地震探査実施の後、西側の 10 の水平井ペアによる SAGD 法生産が 4 つのフェーズに分けて追加された。水蒸気圧入開始から 2 回目の三次元地震探査までの期間は、H, I ペアで約 4 年、J, K ペアで約 2 年 6 ヶ月、L, M, N ペアで約 1 年 6 ヶ月、そして、Q, P, Q ペアで約 6 ヶ月である。2 回目の三次元地震探査実施時には、全 15 ペアの水平井で水蒸気圧入を行っていた。

5.2 4D 地震探査データ処理と解析結果

2 つの三次元地震探査データを比較するために、両者に対してそれぞれ同じ仕様で同時に通常のデータ処理を行った後、キャリブレーション (calibration) と呼ばれる補正処理を適用した。通常処理として重合後マイグレーションまではそれぞれ独立に処理を行い、その後、生産に伴う地震波応答の変化だけを残し、それ以外の見かけ上の変化を取り除くためのキャリブレーションを行った。キャリブレーションでは、2002 年を基準データとして、2006 年データの波形を対応する基準データの波形に適合させる。そのために、バンドパスフィルター・振幅補正・位相補正・時

Fig. 8 Seismic sections from the 2006 calibrated data and the 2002 data on the NS-Line with six seismic interpretation horizons.

間ずれ補正を適用した。

基準となる 2002 年の三次元地震探査データおよびキャリブレーション処理後の 2006 年のデータの断面図 (NS-Line) をその解釈ホライゾンとともに Fig. 8 に示す。強振幅の反射波 (Top Devonian) は、デボン系炭酸塩岩層上面からの反射波であり、ほぼオイルサンド貯留層基底面に相当する。この強振幅の反射波は解析対象地域内で安定して追跡できる。一方、McMurray 層上限は地震探査データ上で明瞭な反射波とならないため、その解釈が難しい。そのため、McMurray 層を整合関係で被覆する平均層厚約 5 m の Wabiskaw 砂岩部層上限を解釈ホライゾン (Top Wabiskaw) に設定した。この解釈ホライゾンは本地域で追跡可能である。以降では、Top Wabiskaw をオイルサンド貯留層上面、Top Devonian をオイルサンド貯留層基底面に相当する解釈ホライゾンとして取り扱う。

Fig. 8 の 2 つの地震探査記録断面図を比べてわかることは以下のとおりである。(1) オイルサンド貯留層区間の地震波波形に明瞭な変化がある。(2) Top Devonian および Marker D の解釈ホライゾンの往復走時については、2006 年のほうが 2002 年よりも大きい。ただし、この 2 つの解釈ホライゾン間のアイソクロン (往復走時の差) を見ると、2002 年と 2006 年で変化はない。つまり Top Devonian 解釈ホライゾンより下位では走時時間の増加は発生していない。(3) Top Wabiskaw 解釈ホライゾンより上位では地震波波形および各解釈ホライゾンの往復走時にはほとんど変化がない。厳密には変化があるが、これはキャリブレーション処理でどうしても補正しきれない成分、例えばデータ取得時に制御できない自然のノイズなど、である。以上の (1) から (3) の現象より、Fig. 8 に見られる波形の変化と Top Devonian 解釈ホライゾン付近より下位の反射波の往復走時の増加は、オイルサンド貯留層区間の岩石性状の変化により生じたもので、オイルサンド貯留層区間より上位と

下位の岩石性状には変化はなかった、と解釈できる。

そしてオイルサンド貯留層区間の岩石性状の変化は SAGD 水平井から圧入された水蒸気の影響であると判断した。その理由は、NS-Line の地震波応答の変化は SAGD 水平井が横切っている南側約半分の領域のみに限られているからである。ここでオイルサンド貯留層の層厚は時間変化していないと仮定すると、Top Devonian 解釈ホライゾン以深の往復走時が増えたのはオイルサンド貯留層区間の P 波速度が低下したからである。この往復走時が増える現象は、水蒸気圧入に伴う温度と孔隙圧の上昇によりオイルサンド貯留層の P 波速度が低下する、という岩石物理学モデルの結果と整合的である。

往復走時の変化を広域に把握するために、2002 年と 2006 年の Top Devonian 解釈ホライゾンの時間差を計算してマップ上に表示した (Fig. 9)。Fig. 9 では、2006 年の解釈ホライゾンが 2002 年の解釈ホライゾンよりも深い領域、すなわち、往復走時が増えた領域を暖色系で示した。2002 年から 2006 年の間にオイルサンド貯留層の P 波速度が低下した領域は、SAGD 水平井の近傍に集中していることがわかる。西側の領域では、定性的には水蒸気の圧入期間が長い領域ほど時間差が大きくなる傾向があることがわかる (5.1 参照)。

ところで、Fig. 9 を詳しく見ると、東側の 5 つの水平井ペア (A, B, C, D, E ペア) 付近の時間差は、西側の 10 の水平井ペア (H から Q ペアまで) 付近より相対的に小さい。東側のほうが水蒸気の圧入期間が相対的に長いにも関わらず、このように時間差が小さい要因は SAGD 法生産の開始時期の違いにある。西側では 2 つの三次元地震探査の間に SAGD 法生産を始めたのに対して、東側では最初の三次元地震探査の 1 年 6 ヶ月以上前より水蒸気圧入を行っていた。東側の 5 ペア付近では 1 回目の地震探査の時点で、既に P 波速度の低下現象が進んでいたため、その後の水蒸気圧入

Fig. 10 Example of the horizon-based, time-shift correction results on the NS-Line.

によるP波速度の低下量は西側の10ペア付近に比べて相対的に小さくなったと解釈している。

次にオイルサンド貯留層内の地震波応答の変化を波形の類似性の指標を使って解析した。

2つの三次元地震探査データセットの対応する地震波トレース間の波形変化だけを比較するためには、水蒸気圧入に伴う時間遅れの成分を前もって除いておく必要がある。そこで、2006年の複数の解釈ホライゾンの往復走時をそれぞれ対応する2002年の解釈ホライゾンの往復走時に合わせる補正処理を適用した。この補正は、2006年の地震波を時間軸方向に伸長あるいは圧縮させることにより実施した。この補正処理後の2006年のNS-LineをFig. 10の右側に示す。2006年のTop Devonianに相当する強振幅の反射波が2002年に揃っている様子がわかる。

同じ位置の2002年と2006年の地震波記録間の類似性を評価するため、この時間遅れ補正後のデータセットから、(1) 相互相関関数の最大値、および(2) 振幅差の二乗平均の平方根を計算した。計算する時、Top Devonianからの強反射波のサイドロープの影響をなるべく受けず、かつオイルサンド貯留層内の波形変化は十分認識できるようにするため、長さ24 ms程度のデータウィンドウを設定した。

Fig. 11は、相互相関関数の最大値をマップ上に示したものである。相互相関関数の最大値にスケーリングを適用しており、同一の波形の場合その値は1になる。Fig. 11の暖色系は類似性が低く、寒色系は類似性が高い領域を示す。もしオイルサンド貯留層性状の変化が全くなければ理想的には波形の変化は全く生じないので、その領域の値は1となり、シアンで着色される。SAGD水平井近傍のマジェンダから黄色にかけての暖色系の領域は、波形の変化が相対的に大きい場所であり、水蒸気圧入の影響が大きいところである。

Fig. 12は、振幅差の二乗平均の平方根、すなわち、地震波振幅の変化を示したマップである。暖色系は振幅変化が大きく、寒色系はその変化が小さい領域を示す。もしオイルサンド貯留層性状の変化が全くなければ理想的にはその領域は青色となる。SAGD水平井近傍の赤色から黄色の暖色系の領域は、振幅の変化が相対的に大きい場所であり、水蒸気圧入の影響が大きいところである。

本研究では、地震波データ処理の手法を使って、オイルサンド貯留層のP波区間速度を推定し、その変化についても解析した。その手順は以下のとおりである。はじめに通常の数値解析の手法を応用してすべてのCDPギャザーの速度解析を行い、その重合速度情報からP波区間速度の三次元ボリュームを計算した。このP波区間速度ボリュームからオイルサンド貯留層区間を通るタイムスライスを作成し、2002年と2006年の対応するタイムスライスの差からP波区間速度の変化を推定した。その結果をFig. 13に示す。暖色系は2002年に比べて2006年の区間速度が低下している領域を、寒色系はその逆を示している。もしオイルサンド貯留層性状の変化が全くなければ、理想的にはその場所は白色となる。SAGD水平井近傍の赤色の領域は、P波区間速度が低下した場所であり、水蒸気圧入の影響が大きいところである。

以上のように、4D地震探査データから、水蒸気圧入前後の地震探査応答の変化を表す4種類のマップ情報(Figs. 9, 11, 12, 13)を作成した結果、SAGD水平井ペア付近に水蒸気圧入に起因する明瞭な地震波応答の変化を捉えることに成功した。次章では、このマップについて考察する。

6. 4D地震探査データ解析結果の考察

Figs. 9, 11, 12, 13は水蒸気圧入の影響を明瞭に表しているものの、マップを詳細に比較すると、その地震波応答変化の様式は必ずしも一致していないことがわかる。例えば、

Fig. 9 Time differences (ms) between the 2002 and 2006 Top Devonian Horizons.

Fig. 11 Maximum cross-correlation values within the reservoir on each trace location.

Fig. 12 RMS values of trace amplitude differences within the reservoir on each trace location.

Fig. 13 Interval velocity differences between time slices extracted from the smoothed 2002 and 2006 interval velocity cubes.

Fig. 9 の暖色系の領域は、他の 3 つのマップの暖色系の領域よりも広い。このマップ間で暖色系の領域に不一致が生じるのは、孔隙圧が上昇した領域の前面と高温領域の前面とにズレがあるためと推定している。この推定の根拠を以下に述べる。

Fig. 14 Schematic illustration of a proposed simple reservoir condition model during the SAGD operation.

Fig. 15 Example of synthetic P-wave logs based on the rock physics model using real well log data.

Fig. 14 は、地震波応答変化の要因を推定したモデルで、SAGD 水平井の伸び方向に垂直な断面を模式的に示している。地下を 3 層に単純化しており、最上位は頁岩層、中位はオイルサンド貯留層、そして最下位はデボン系炭酸塩岩層を表す。中央の 2 つの円は圧入井と生産井を表し、その周りの扇状の領域はスチームチャンバーの領域を表す。この解釈モデルでは、(1) 高温の領域はスチームチャンバーもしくは熱水のある領域と等しいが、一方で、(2) 孔隙圧上昇の領域は、深度方向に対してはオイルサンド貯留層全体に、水平方向の伝播範囲は高温の領域よりも広い、としている。高温領域が水平井近傍に限定され则认为した理由は、オイルサンド貯留層の熱伝導率は低く、スチームチャンバーとその縁の熱水のある高温領域から少し離れたオイルサンド貯留層の温度は急激に低下すると予測できるからである。圧力の伝播については、孔隙内の水が効率的な伝播媒体の役割をしている可能性があるかと推定している。

この Fig. 14 の解釈モデルの P 波速度と地震波応答変化は、岩石物理学モデルから次のように予測できる。(1) スチームチャンバーと熱水のある高温領域は P 波速度が数十 % 程度低下する。その結果、水蒸気の圧入前後で地震波波形の大きな変化と高温領域以深の反射波の往復走時に大きな時間遅れが生じる。また、この高温領域近傍の上下

Fig. 16 Example of synthetic seismic data simulated from the model of Fig. 15.

Fig. 17 Cross-correlation values between the synthetic seismic traces.

Fig. 18 Amplitude differences between the synthetic seismic traces.

と水平方向に位置する低温の領域では孔隙圧だけが上昇してP波速度が数%低下する。この影響も地震波応答変化に加わる。(2) 孔隙圧だけが上昇した領域ではP波速度が数%低下するのでオイルサンド貯留層基底面以深の反射波の往復走時に遅れが生じる。しかしその量は高温領域に比べて小さい。また、深度方向に対してはオイルサンド貯留層全体が速度低下するので、オイルサンド貯留層区内での波形変化はわずかである。

この予測の妥当性について、実データに基づく合成地震記録による検討を行った。Fig. 15は検討に使ったモデルで、縦軸は往復走時で表示した。Fig. 15の左端 (a) は水蒸気の影響を受ける前の音波検層の実測値で、この実測値に対して孔隙圧あるいは温度を上昇させた時の音波検層を岩石物理学モデルを参考に計算し、中央 (b) と右端 (c) に示した。孔隙圧上昇モデルでは、この坑井のオイルサンド貯留層の厚さ 36 m について、コアサンプルの地震波速度測定実験結果を踏まえ、そのP波速度を5%低下させた。一方、温度上昇モデルでは、スチームチャンバーが 10 m の区間に発達した場合をモデル化した。10 m という厚さは、この坑井の温度のモニタリングデータを参考にして決めた。そしてこの坑井地点の時間差マップ (Fig. 9) の値に合うようにP波速度低下率を 25% にした。実際のオイルサンド貯留層では温度が上昇した領域の上下の地層では孔隙圧も上昇すると推定している。しかし、高温のスチームチャンバー領域の効果だけを考えるため、この温度上昇モデルではその上下の地層のP波速度に変化を与えていない。

Fig. 15 のモデルの合成地震記録が Fig. 16 である。Fig. 16 の (α), (β), (γ) の点線は、各モデルの Top Devonian の反射波の位置を示している。(c) の温度上昇モデルのほうが、(b) の孔隙圧上昇モデルよりも時間遅れが大きい。ただし、実測値モデル (a) と孔隙圧上昇モデル (b) の時間差は、その差を十分認識できるくらい有意義な差であると認められる。次に、この (β) と (γ) が (α) に揃うように Top Devonian の時間遅れを補正した後、波形の類似性と振幅変化を調べた。孔隙圧上昇モデル (b) および温度上昇モデル (c) と実測値モデル (a) との波形の相互相関関数の値を Fig. 17 に、孔隙圧上昇モデルおよび温度上昇モデルの波形から実測値モデルの波形を引き算した結果を Fig. 18 に示した。Fig. 17 と Fig. 18 から、実測値モデル (a) からの波形変化は、温度上昇モデル (c) のほうが孔隙圧上昇モデル (b) よりも十分大きいことがわかる。

以上の合成地震記録の結果を使い、Fig. 9, 11, 12, 13 の西側の 10 の水平井ペア (H から Q ペアまで) 付近の地震波応答変化の様式を考察する。Fig. 11 と 12 の波形変化の大きい暖色系の領域は、Fig. 9 では Top Devonian の時間遅れも相対的に大きい。さらに、この領域は、地震波データ処理の速度解析法で認定できるくらい十分にP波区間速度が低下した場所 (Fig. 13 の暖色系領域) でもある。このことから、Fig. 11, 12, 13 の暖色系の領域は、2 回の三次元地震探査の間に十分温められた領域であると推定した。一方、Fig. 11 と 12 で寒色系の領域で、かつ Fig. 9 で暖色系となっ

ている領域は、波形変化に有意義な変化量がなく、かつ Top Devonian の時間遅れが小さい領域を示す。そこは孔隙圧のみが上昇した領域であると推定できる。したがって、Fig. 9 の暖色系の領域は、局所的な高温領域を含む、広域的な孔隙圧上昇領域を示すと考えられる。

以上の検討より、Fig. 14 の解釈モデルが適用できると判断した。4D 地震探査データを比較したとき、波形が大きく変化する領域は 2 つの三次元地震探査の間に温度および孔隙圧が上昇した領域を、オイルサンド貯留層基底面以深の往復走時が増えたものの波形が大きく変化していない領域は 2 つの三次元地震探査の間に孔隙圧のみが上昇した領域をそれぞれ表す可能性が高い。

7. ま と め

JACOS 社のオイルサンド開発地区で実施した 4D 地震探査のデータを解析した結果、SAGD 水平井ペア付近に水蒸気圧入に起因する明瞭な地震波応答の変化を検知することができた。この地震波応答の変化とオイルサンド貯留層の性状との関係を定量的に理解するために、オイルサンドコアサンプルを用いた速度測定実験を行い、その測定結果の解析からオイルサンド貯留層の岩石物理学モデルを構築した。この岩石物理学モデルにより、SAGD 法の生産時に予想される、地下の様々な貯留層条件下におけるオイルサンド貯留層の弾性波速度の予測が可能になった。

岩石物理学モデルを参考にして 4D 地震探査データの地震波応答の変化を解釈した結果、水蒸気圧入の影響により孔隙圧のみが上昇した領域は温度と孔隙圧の両方が上昇した領域よりも広い可能性があることがわかった。

今回の解析から、4D 地震探査を用いた貯留層モニタリング技術は、SAGD 法の生産に伴う地下のオイルサンド貯留層性状変化の推定に有効な手段となることがわかった。

ただし、オイルサンド貯留層内の岩相分布は不均質性が高い上に、地震波分解能の制約もあり、スチームチャンバーの形態を一意に決定するには至っていない。今後、オイルサンド貯留層の性状変化をより詳細に推定するために、4D 地震探査データと地質・生産情報との総合的な解析を進める必要がある。

謝 辞

本稿は、(独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構の操業現場技術支援事業「オイルサンドの SAGD 回収法における貯留層モニタリングを目的とした繰り返し三次元地震探査技術およびデータ解析・解釈技術の最適化・汎用化に関わる研究」として、JACOS 社と (独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構が共同で実施した研究の成果に基づくものです。その公表を許可頂いた石油資源開発㈱、カナダオイルサンド㈱および (独)石油天然ガス・金属鉱物資源機構に感謝の意を表します。本研究を進めるにあたっては、石油資源開発㈱探鉱本部、同開発本部、同技術研究所の諸氏から多くの助言をいただきました。また、シンポジウム講演および本稿作成にあたっては、石油技術協会シンポジウム世話人ならびに査読者の方々に有益なご意見とご協力を賜りました。以上の方々に心より感謝いたします。

SI 単位換算係数

$$\begin{aligned} \text{psi} \times 6.894757 &= \text{kPa} \\ \text{cP} \times 1.0^* &= \text{E} - 03 = \text{Pa} \cdot \text{s} \end{aligned}$$

* は正確な値

引 用 文 献

- Kato, A., Onozuka, S. and Nakayama, T., 2008 : Elastic property changes in a bitumen reservoir during steam injection. *The Leading Edge*, **27** (9), 1124–1131.
- Nakayama, T., Takahashi, A., Skinner, L. and Kato, A., 2008 : Monitoring an oil-sands reservoir in northwest Alberta using time-lapse 3D seismic and 3D P-SV converted-wave data. *The Leading Edge*, **27** (9), 1158–1175.
- 高橋明久・鳥越隆弘・辻 隆司・柏原功治・中山 徹・古瀬雅己・Skinner Leigh・Nasen Ray, 2006a : 坑井と地震探査データの統合によるオイルサンド貯留層の三次元地質モデリング, 石技誌, **71** (1), 54–63.
- 高橋明久・柏原功治・溝畑茂治・島田信仁・中山 徹・古瀬雅己・鳥越隆弘, 2006b : オイルサンド貯留層三次元地質モデルの構築, 物理探査, **59** (3), 233–244.
- 辻 隆司・鳥越隆弘・西村瑞恵・高橋明久, 2004 : カナダ国アルバータ州下部白亜系 McMurray 層浸食谷 (incised valley) システムのシーケンス解析, 平成 16 年度石油技術協会春季講演会予稿集, 48.