報 告

フイージビリティストアディにおけるガスコンデンセート貯留層評価 —コンデンセートバンキングの簡便な表現方法について—*

今田 美郎**・川井 健史**・平山 鋭**・富田 伸彦**

(Received September 12, 2000 ; accepted November 9, 2006)

A reservoir modeling in feasibility study phase — Application for condensate banking modeling —

Yoshiro Konda, Takeshi Kawai, Takeshi Hirayama and Nobuhiko Tomita

Abstract : A reservoir modeling using simulation software on the market is popular to evaluate production profile and has specific requirement in an each phase through a project. Generally, a simpler model is preferred to examine many cases about production scenarios for a commercial evaluation in feasibility study phase. So, it is very important how to express subsurface uncertainty in a simple reservoir model.

A condensate banking phenomenon which reduces productivity near the wellbore is a typical feature of gas reservoir, especially condensate rich gas reservoir. Evaluation of the condensate banking is an important issue from a viewpoint of production profile evaluation because of requirement from market to maintain plateau of production for the project. One of popular techniques to express the condensate banking is local grid refinement (LGR) method applied around each well in the compositional simulator.

However, LGR application may not be a preferable option in the feasibility study phase, because more complicated reservoir model requires more calculation time. So, PI multiplier method was introduced without LGR option to keep simplicity of the reservoir model.

An investigation of the PI multiplier applied in the coarse grided full field model without LGR to take into account productivity reduction by condensate banking has been presented in this paper.

Key words : reservoir modeling, condensate banking, local grid refinement, miscibility, PI multiplier

1. はじめに

石油開発プロジェクトの探鉱から開発、生産操業に至る一連の過程の中で (図 1)、開発計画策定段階、いわゆるフイージビリティストアディでの貯留層モデルによる検討においては、比較的シンプルなモデルで貯留層挙動の不確定要素をいかに表現するかが重要な鍵である。

一般的にフイージビリティストアディにおいてはプロ

ジェクトの経済性を評価する目的で複数の生産シナリオを検討する必要があり、貯留層モデルによるシミュレーションの計算時間は可能な限り短縮したい。特にガスブ

図 1 石油開発プロジェクトの流れ

*平成 18 年 6 月 1 日, 平成 18 年度石油技術協会春季講演会開発・生産部門シンポジウム「特色ある貯留層流体に関する技術」で講演 This paper was presented at the 2006 JAPT Development and Production Technology Symposium entitled "Technologies on unique reservoir fluid" held in Sendai, Miyagi, Japan, June 1, 2006.

**国際石油開発株 INPEX Corporation

プロジェクトの場合、想定されるガス開発のシナリオが LNG による販売、パイプラインなどによる販売など多岐にわたり、生産量や生産期間などについてさまざまなバリエーションの検討が必要となる。一方で、フィージビリティスタディの段階においては貯留層モデル構築の材料となる貯留層のデータとしては地震探鉱、試掘井および探掘井の坑井データなどが挙げられるが、電気検層、コアなど、貯留層の静的な特性を示すデータと比較して、貯留層の動的な特性を示すデータについては限られているケースが多い。

本報告では、フィージビリティスタディにおけるガスコンデンセート田の貯留層モデルを使用した生産プロファイル検討の過程で、ガス生産挙動に大きな影響を及ぼす貯留層の特性であるコンデンセートバンキング現象を簡便な手法で表現した例について報告する。

2. コンデンセートバンキング現象

コンデンセートバンキングはガス貯留層、特にコンデンセートリッチなガスコンデンセート貯留層の特徴的な生産性障害である。図2に生産井周辺の貯留層内圧力の二次元的な分布を模式的に示した。

坑井からの生産に伴い坑井近傍での貯留層内の圧力（流動坑底圧）は低下する。生産初期において流動坑底圧が地層流体であるガスの露点圧力 P_d (dew point pressure) より高い状態では、貯留層内の流体の流れはガス単相である。しかし、生産が進み流動坑底圧が露点圧力 P_d を下回ると、ガス中の炭化水素の一部がコンデンセートとして析出し始める。この結果、孔隙内の流体はガスと油の二相になりガス油系相対浸透率の関係からガスの生産能力が低下する現象をコンデンセートバンキングと呼ぶ。

実際のフィールドにおいては貯留層内を流れる流体の速度や界面張力などの影響で再流動化傾向が強まって、貯留層内にコンデンセートが析出して流動することで生産能力の低下が起きないケースもあり、コンデンセー

トバンキングの現象を定量的に評価することは難しいといわれる。また、貯留層モデルによる検討においても、貯留層モデルのグリッドの大きさにもよるが、通常の貯留層モデルではセルサイズが大きいため貯留層圧力低下の程度が小さく計算され、実際には坑井が配置されたセル内にコンデンセートバンキングが生じる圧力勾配が形成されていても、貯留層モデルではセル内の圧力勾配そのものが平均化されてしまう。

しかし、一方でコンデンセートバンキングによる生産能力低下は生産プロファイルを評価する上で無視できない。特にガスプロジェクトにおいては LNG プロジェクトでも、パイプライン輸送でも、一般的にプラトー生産（一定の生産量を一定の期間安定的に生産すること）が要求されるため、コンデンセートバンキングの評価はプラトー生産の維持できる期間を正しく評価する観点から重要な要素である。

貯留層モデルでこの現象を表現する手法として坑井近傍グリッドへの LGR (local grid refinement) 適用が一般的であるが、すべての生産井の近傍に LGR を適用することは貯留層モデルの計算時間を大幅に増大させる。しかし、本プロジェクトにおいては、フィージビリティスタディの過程で多くのガス生産シナリオについてシミュレーションを行う必要があったため、その計算に必要な時間は可能な限り短縮させることが要求された。そこで本プロジェクトでは、LGR を用いずにコンデンセートバンキングに伴う生産能力低下を生産能力補正係数 (PI multiplier) を用い、簡便な手法でフルフィールド貯留層モデルに適用する方法を検討した。

3. コンデンセートバンキングを考慮した貯留層モデルの構築

まず、ガス油相対浸透率がコンデンセートバンキングと坑井産出能力に与える影響を検討するために、LGR を用いた理論モデル（均一/セクションモデル）を構築し、実際にコンデンセートバンキングの影響を検討した。

3.1 セクションモデルの構築

本プロジェクトにおいては、フィージビリティスタディの段階で実際の貯留層モデルについても比較的粗いグリッドが適用されていることもあり、グリッドについてはプロジェクト評価に使用されている実際のモデルを使用した。地震探鉱解釈、坑井データに基づき構築された地質モデルから坑井位置を中心としてセクションを切り出し、このセクションモデルにフィールドを代表すると考えられる均一な孔隙率、浸透率を設定している。なお、浸透率は実際の貯留層の数値レンジを代表すると想定される 2, 10, 50 md の 3 ケースを設定した。さらに

図2 コンデンセートバンキングの概念図

図3 セクションモデル構築の概念図

このセクションモデルの坑井近傍に、コンデンセートバンキングを生じる圧力勾配を坑井周辺セル内でも再現できるように LGR を適用し、坑井を中心に 8, 16, 32, 64, 128, 256, 512 ft の範囲でローカルグリッドを切った (図 3)。また、流体特性は実際に探掘井で取得した流体サンプルの PVT データを使用した。

3.2 ガス油系相対浸透率の検討

実際に取得したコア試料の特殊コア分析による相対浸透率測定結果 (排出過程) に基づき、絶対浸透率の幅で分類したリージョンごとに、それぞれガス油系相対浸透率システムにおける Corey 指数を決定した (図 4)。

この結果からそれぞれの浸透率モデルにおける相対浸透率カーブ：ロックカーブを設定した。構築した LGR モデルにおいては、坑井近傍における生産に伴う圧力勾配を細かいグリッドで再現ができるため、このガス油系相対浸透率にロックカーブを適用することで、コンデンセートバンキングが起きた場合のガスおよびコンデンセートそれぞれの流体の流れを、モデルで再現が可能となる。

一方、比較の対象となるオリジナルの粗グリッドのシミュレーション結果に相当するケースとしては、貯留層内流体 (ガスとコンデンセート) がミシブルに近い、すなわち界面張力が極めて小さい状態を考えた。つまりコンデンセートが析出しても生産能力には直接影響を与えないケースとして、相対浸透率カーブにロックカーブのエンドポイントからストレートラインを引いた理論的な相対浸透率カーブ (ミシブルカーブ) を適用することで、

	Region A	Region B	Region C	Region D
Mean Permeability (mD)	158.114	22.361	4.472	0.010
Connate Water Saturation	0.084	0.111	0.148	0.543
Residual Gas Saturation	0.076	0.122	0.160	0.304
Residual Oil Saturation	0.091	0.123	0.149	0.248
Gas End Point Rel. Perm.	0.9933	0.9777	0.9506	0.4560
Water End Point Rel. Perm.	0.4510	0.3926	0.3707	0.3505
Oil End Point Rel. Perm.	0.9575	0.9294	0.8819	0.2233
Corey Exponent (Gas)	2.5	2.5	2.5	2.5
Corey Exponent (Water)	4	4	4	4
Corey Exponent (Oil)	6.1	5.7	5.3	4.2

図4 モデルに使用した Corey 指数の例

LGR モデルにおいて粗グリッドモデルに相当する現象を表現した。(図 5)

3.3 シミュレーション結果の比較

図 6 に浸透率 50 md モデルの時のロックカーブ (インミシブルケース) とミシブルカーブ (ミシブルケース) を使ったシミュレーションによる、坑井周辺セル内の貯留層圧力とコンデンセート飽和率の生産開始後の時間経

図5 粗グリッドモデルとLGRに対する相対浸透率カーブの比較概念図

図6 シミュレーションによる流動坑底圧および坑井周辺コンデンセート飽和率の時間変化

過に対する変化を示す。ロックカーブを適用したインミシブルケースの結果は、ミシブルケースと比較して、生産開始後コンデンセートバンキングが発生したタイミングで貯留層圧力の低下が大きくなっている。また、コンデンセート飽和率についても、ミシブルケースは臨界飽和率 S_{oc} で一定なのに対し、インミシブルケースはコンデンセートの飽和率が S_{oc} を超えて上昇していることが分かる。

図7はモデルにおけるコンデンセート飽和率と坑井からの距離の関係を、生産開始から3、4、5、7、10年と時間を追って示したものである。両ケースにおいて、コンデンセート飽和率が上昇するタイミングはそれほど変わらない。しかし、インミシブルケースでは生産開始

して間もなくコンデンセートが臨界飽和率を超えて上昇し、この範囲が時間経過とともに広がっていく様子が分かる。

図8にガスおよびコンデンセートの生産レートの時間に伴う変化を示す。インミシブルケースではコンデンセートバンキング発生によって生産能力の低下が見られ、ミシブルケースと比較して生産プラトーの維持できる期間が短くなっている。

フィージビリティスタディにおける作業の主目的は、開発計画の策定とその経済性の評価である。ここで述べたモデル試算結果から分かることは、コンデンセートバンキングが発生した場合、生産プラトーを維持するためには追加生産井のタイミングをより早くしなければならないと想定され、プロジェクトの開発計画、経済性に影響を与える可能性が大きいということである。

4. コンデンセートバンキングのセンシティビティスタディ

現時点では、実際にコンデンセートバンキングの発生する規模や度合いについては不明な点が多く、その定量的な評価は難しい。そこで、使用したコン-positionalシミュレーターに付随するオプション機能のうち、貯留層流体の界面張力の影響、すなわちそれによって変化する貯留層内のミシビリティの程度をモデル内で表現でき

図7 コンデンセート飽和率分布の時間変化

図8 シミュレーションによるガスとコンデンセートの生産履歴比較

るオプションを使用して、コンデンセートバンキング現象に関するセンシティブリティを調べた。

ここで、ミシブル指数 p と相対浸透率 Kr の関係は次式で表現される。

$$Kr = F \times Kr_{(Rock)} + (1 - F) \times Kr_{(miscible)} \quad (1)$$

$$F = \left(\frac{\sigma_{o-g}}{(\sigma_{o-g})_{ref}} \right)^p \quad (2)$$

Kr : 相対浸透率

$Kr_{(Rock)}$: ロックカーブによる相対浸透率

$Kr_{(miscible)}$: ミシブルカーブによる相対浸透率

σ_{o-g} : 油ガス界面張力 (dyne/cm)

$(\sigma_{o-g})_{ref}$: 初期状態における油ガス界面張力 (dyne/cm)

p : ミシブル指数 (0 ~ 1 の数値)

モデルにおいて、ミシブル指数 p を 0 から 1 の間で変化させることで、貯留層内のミシビリティ変化をモデル内で表現する。つまり p の値を変化させることで、ミシブルな状態 (ミシブルカーブ) とインミシブルな状態 (ロックカーブ) それぞれのガス油系相対浸透率カーブを両端として加重平均 (補間) をとり、モデル内でミシビリティの影響を表現する。(図9)

図10にミシブル指数を 0, 0.01, 0.1, 1 と変えたシミュレーションによる、生産レートの経時変化を示す。ミシブル指数が 0 の時は、コンデンセートバンキングによる生産能力低下が一番大きいケース、すなわち貯留層内でガスとコンデンセートがインミシブルな状態にあることを意味する。ミシブル指数が 1 の時は、コンデンセートバンキングによる生産能力低下が起きにくい場合、すなわち貯留層流体がミシブルに近い状態にあることを意味

図9 ミシビリティによる相対浸透率変化の概念図

図10 コンデンセートバンキング発生程度によるガス生産プロファイルの違い

する。また、ミシブル指数が0から1の間の時は、コンデンセートのドロップは発生するが、何らかの要因が働きその影響が軽減されるケースと考えられる。

現段階では、実際のフィールドにおいてコンデンセートバンキングの発生する規模や度合いは不明である。そこで、コンデンセートバンキングの影響の規模について以下の4ケースを想定した。

- ① 大規模ケース：コンデンセートバンキングの規模が最大。特殊コア分析による相対浸透率カーブとしてロックカーブを適用した場合。ミシブル指数=0に相当。
- ② 中間ケース：コンデンセートバンキングの規模が中規模。ミシブル指数=0.02に相当。
- ③ 小規模ケース：コンデンセートバンキングの規模が小規模。ミシブル指数=0.1に相当。
- ④ フルミシブルケース：コンデンセートバンキングによる生産能力低下が発生しないケース。ミシブル指数=1に相当。

上述した4段階のミシブル指数を使って、それぞれ50 md, 10 md, 2 mdの貯留層に対してシミュレーションを行った。産出能力PIと流動坑底圧との関係を図11に示す。これらの結果から浸透率が低いほど、コンデン

コンデンセートバンキングによる生産能力低下(浸透率50md)

コンデンセートバンキングによる生産能力低下(浸透率10md)

コンデンセートバンキングによる生産能力低下(浸透率2md)

図11 浸透率の異なる貯留層に対してコンデンセートバンキング発生度合いを変化させた場合の流動坑底圧と産出指数PI低下の関係

セートバンキング発生による生産能力の低下の割合が大きいといえる。

5. フルフィールドモデルへの適用

ここで先に述べたコンデンセートバンキングの程度が3段階のケース、すなわち小規模ケース ($p = 0.1$)、中間ケース ($p = 0.02$)、大規模ケース ($p = 0$) の結果に対応するLGRを施したセクションモデルと、粗グリッドモデルにPI補正係数を新たに適用した簡易モデルとのマッチングを試みた。図12は浸透率50 mdのモデルを元にPI補正係数として小規模、中間、大規模の3ケースにマッチするようにそれぞれ0.7, 0.55, 0.3を適用し

コンデンセートバンキング小規模ケースとのマッチング

GAS RATE & CUMULATIVE GAS (E300 w/ & w/o LGR, K=50md)

コンデンセートバンキング中規模ケースとのマッチング

GAS RATE & CUMULATIVE GAS (E300 w/ & w/o LGR, K=50md)

コンデンセートバンキング大規模ケースとのマッチング

GAS RATE & CUMULATIVE GAS (E300 w/ & w/o LGR, K=50md)

図 12 PI 補正係数を適用した粗グリッドモデルと LGR モデルのマッチング

て比較した結果を示す。なお、この PI 補正係数の値は図 11 で比較した生産能力低下の割合ともほぼ一致している。コンデンセートバンキングの規模が比較的小さい小規模ケースおよび中間ケースでは、両モデルは良好なマッチングを示している。コンデンセートバンキングの影響が大きい大規模ケースで若干マッチングが不良であるものの、減退のトレンドはほぼマッチしており、この段階での結果としては十分満足できるレベルと考えられる。

ここでは良好なマッチングを示したものの、セクションモデル、しかも均一な貯留層パラメータを与えた簡易モデルを使った結果である。そこで、実際の不均一な貯留層パラメータを有するフルフィールドモデルへ PI 補正係数を適用するにあたっては、先のセンシティビティ評価で得られた結果 (図 11) を参考に、50 md, 10 md, 2 md のモデルにおいて得られたコンデンセートバンキングによる生産能力低下の割合と、モデル浸透率の相関から得られる値を PI 補正係数として使用した。この相

モデル浸透率 (md)	粗グリッドモデル vs LGR モデルの産出指数 (PI) の比 @2,000psi			
	ミシブルケース 直線	小規模ケース p = 0.1	中間ケース p = 0.02	大規模ケース ロックカーブ
50	1.0	0.77	0.68	0.41
10	1.0	0.74	0.60	0.36
2	1.0	0.71	0.43	0.23

図 13 コンデンセートバンキング発生度合いによる産出指数 PI 低下と浸透率の相関関係

関から得られる PI 補正係数を、フルフィールドモデル上の各坑井の仕上げ区間ブロックの平均浸透率に合わせて、ブロックごとに適用することとした (図 13)。なお、ここで PI 補正係数を決定するための PI 代表値は、先のシミュレーションにおいて、生産減退が始まる坑井近傍貯留層圧の平均値である 2,000 psi の時の PI を使用した。

6. まとめ

本報告では、通常のフルフィールドモデルにおいては相対浸透率カーブの形状にかかわらず、グリッドサイズの関係で表現できないコンデンセートバンキングの影響を、PI 補正係数を適用した簡便な手法で表現することについて検討した。

今回の手法により、グリッドの粗い貯留層モデルを用いたフィージビリティスタディ段階において、初期的な開発計画立案に必要な生産プロファイルに対して、現時点で想定するコンデンセートバンキングの影響を定量的に認識し、反映できたと考える。しかし、一方で、コンデンセートバンキングのような貯留層内のダイナミックな現象を、詳細に再現するために必要な貯留層流体特性のデータについては、現時点で不明な点が多く、グリッドの粗いモデルではコンデンセートバンキングに限らず、貯留層内のミクロな現象を正しく再現することには限界がある。将来的に、開発コンセプトが絞られ、開発施設の詳細設計や開発井掘削仕上げの詳細デザインを行う段階では、詳細な貯留層モデル構築と、コンポジショナルシミュレーターを用いた生産プロファイルの検討が

必須であろう。

もしれない。

当面の課題としては、そもそもコンデンセートバンキングを起こさないための対策として、仕上げ/掘削に伴うスキングダメージを軽減する掘削・仕上げデザインの検討や、傾斜坑井/水平坑井適用による貯留層内の仕上げ区間の延長などを検討しているところである。さらに将来的な課題としては、貯留層条件における界面張力測定、ミシビリティの度合いの測定など、貯留層の動的特性を示すデータ取得について検討し、実施する必要があるか

SI 単位換算係数

md × 9.86923	E - 16 = m ²
ft × 3.048*	E - 01 = m
psi × 6.894757	E + 03 = Pa
ft ³ × 2.831685	E - 02 = m ³

*は正確な値