原 著 論 文

新胎内—胎内川地域における端水面と毛管力との関係

加 藤 正 和*

(昭和 43 年 1 月 17 日受理)

Relation between Water Level and Capillarity in Shin-Tainai Gas Field
and Tainaigawa Area, Niigata Prefecture

By

Masakazu KATO

Abstract The reservoir is found in the condition of equilibrium between the gravitational and capillary forces. Then, the individual rock and fluid characteristics of the reservoir control the distribution of various fluids in the reservoir and the height of transition zone. Generally there is no sharp boundary line between oil and water level or between gas and water level in the reservoir.

In Shin-Tainai gas field and Tainaigawa area, Kita-Kambara Plain, Niigata Prefecture, several reservoirs have deposited at Shiya stage, Miocene. It is shown that each member encountered different gas-water contact levels. Provided the hydrodynamic conditions do not exist there, such different or tilted contacts may be the result of change in rock characteristics (permeability and porosity) which affect the capillary pressure of the reservoir and the height of the transition zone. As the porosity and permeability of reservoir become lower, the thickness of the transition zone becomes larger due to the higher capillary pressures.

In fact, core-derived capillary pressure measurement data can not be available in Shin-Tainai gas field, but it was shown that water distribution as determined from electric logs and capillary pressure measurement are normally in good agreement. Approximate position of the gas-water contact can be determined from other data, then the height of transition zone can be estimated. It is obvious that amount of structural closure for water-free production must be in excess of vertical height of transition zone.

At Shin-Tainai NS-4 well, II horizon (upper Shiya formation), composed of very fine sand and shale alternation, has extremely low porosity and permeability. In spite of its relatively higher level (below sea level, $-1,700 \sim -1,750$ meters) and apparent cycle skipping on sonic log, considerable amount of water produced from this horizon. According to the water saturation versus vertical heights plot, the capillary pressure is estimated to generally high and the height of transition zone is abnormally thick (about $80 \sim 100$ meters). Although the total amount of closure of this horizon is about 200 meters, the vertical height from the spill point to the uppermost position of this reservoir of this well is only 90 meters below, water-free production can not be expected.

At the same well, IV horizon (middle Shiya formation), composed of coarse to medium sand and shale alternation, has a range of porosity from 20 to 25 percents. Water saturation versus vertical heights plot shows the lower capillary pressures and the thinner transition zone. Although this horizon is encountered at relatively lower level (below sea level, $-1,900$ meters $\pm$), it is natural that large amount of free gas column exist there, because this horizon has same amount of closure as II horizon mentioned above.

* 石油開発公団事業本部 (Operational Headquarters of Japan Petroleum Development Corp.)

Other field examples were shown for the understanding of the relation between the distribution of various fluid and capillarity in the reservoir.

1. 結 言

油田またはガス田の発見時において、間げき水は毛管平衡の状態のいかんによって、貯留岩内に様々な形で分布する。したがって、貯留岩内の油と水またはガスと水との接触面は、一般にシャープな直線（または平面）に

なっていないし、水飽和率が100%の面の上位には漸移帯(transition zone)が必ず存在する。この漸移帯の厚さは貯留岩の個々の岩質や流体の特性に支配され、場合によって著しい変化がある¹⁾。

本文は新胎内一胎内川地域の坑井を例にとりて、端面の状況と毛管力との関係を考察し、その関係に基づいてガス層内の工学的状態の究明を行なったものである。

第 1 図

2. 新胎内一胎内川地域の概説 (第1図)

新胎内ガス田は、日本鉱業(株)の築地ガス田の北方および東方に隣接し、日本瓦斯化学工業(株)と石油開発公団事業本部との共同開発によって、昭和42年4月末までに7本の坑井が完掘された(第1表)。北部地域で掘さくされた坑井のうち、NS1号井は廃坑に終わったが、NS2号井では椎谷層上部のガス層(Ⅲ層)が、NS3号井ではNS2号井のガス層よりも上位のガス層(Ⅱ層)が仕上げられた。一方東部地域においては、NS4号井によってはじめて椎谷層中部のⅣ層の仕上げに成功し、NS5号井もNS4号井の北方約500mの位置において、同じくⅣ層の採ガス井となった。ついで同層よりもさらに深部のガス層の探掘を行ない、NS6号井はⅤ層およびⅥ層の2層仕上げに成功した。両層ともやはり椎谷層中部のガス層である。NS7号井は西山層中のガス層、1,100m層の採ガス井である。

第1表 新胎内ガス田一胎内川地域坑井状況一覧表

坑 井 名	掘 止 深 度 (m)	仕 上 深 度 (m)	層 名	試 ガ ス 結 果			
				ビー ン (mm)	油 (kI/d)	ガ ス (m^3/d)	水 (kI/d)
新胎内 NS1	2,300	廃 坑	—	—	—	—	—
" NS2	2,254.4	$\frac{1,915.5}{2,002}$	Ⅲ	4.0	8.40	44,400	—
" NS3	1,945.4	$\frac{1,869.5}{1,921}$	Ⅱ	4.0	4.32	31,700	1.20
" NS4	2,120	$\frac{1,888.5}{1,915}$	Ⅳ	4.0	6.00	30,200	—
" NS5	2,134	$\frac{1,885}{1,927}$	Ⅳ	4.0	7.20	27,000	—
" NS6	2,215	$\frac{2,022.5}{2,072.5}$	Ⅴ	4.0	2.40	31,000	—
" (dual)		$\frac{2,091.5}{2,109}$	Ⅵ	4.0	3.00	28,000	—
" NS7	1,152	$\frac{1,102}{1,122}$	1,100m層	5.2	—	29,952	—
胎内川 SK1	2,300	廃 坑	—	—	—	—	—
" SK2	2,185.4	廃 坑	—	—	—	—	—

椎谷層上・中部のガス層は、日本鉱業（株）築地ガス田においても数多く仕上げられているが、これら数枚のガス層の間には、電検曲線上では顕著なセパレーションは存在しないようである。新胎内 NS 2 および NS 3 号井が掘さくされた北部地域でも、このような状況はほぼ同様である。これに対して東部地域に掘さくされた NS 4 号井においては、Ⅱ層とⅢ層との間には 50 m 内外の泥岩のセパレーションが存在するし、Ⅲ層とⅣ層との間のセパレーションも、北部地域に比べればはるかに顕著である。（第 2 図）。

一方胎内川構造は、新胎内構造の東方に隣接する構造

的クロージャー量の小さな背斜である。本構造においては、現在までに 2 本の坑井（胎内川 SK 1 および SK 2 号井）が掘さくされ、とくに椎谷層中の貯留岩については数多くの DST が実施されたが、稼行に足るガス層がなくとも廃坑されている。

築地—新胎内—胎内川地域では、一般に西方から東方へ向かって椎谷層の砂・けつ岩比は漸減する。貯留岩中のけつ岩分の含有率が増加するほど、これに対応して端水面のレベルは上昇する傾向が認められる。同一のガス層内における端水面の高さが場所によって異なるのが、流体動力学的流動状態に無関係であるとすれば、傾斜したガス-水接触面の発生は、浸透率や孔げき率が層内で様々であるために、毛管圧力の特性や漸移帯の厚さに変化が起った結果として説明することができる。

3. 端水面と毛管圧力との関係の整理方法

コアまたは岩石を使って毛管圧力を測定する方法はいくつか考案されているが、新胎内—胎内川地域では、この種の資料は現在のところ全くない。しかし適当な電検解析から求められた水飽和率の鉛直方向の分布状態と、コアを用いての毛管圧力の測定データとはかなりよく一致する²⁾。この場合には、横軸に電検解析から求めた水飽和率の値をとり、縦軸に解析個所の海面下垂直深度をとって、プロットを行なう。ただし貯留岩は全体が均質であると仮定される。端水面と毛管力との関係について概念をつかむためならば、このようなプロットによって毛管圧力を推定する方法も十分に利用することができる。なおここで端水面とは、水相の相対浸透率がゼロになって、純粋の油またはガスだけが産出するような状態の貯留岩の最下限を意味するものとする。

3. 整理結果とその利用

新胎内ガス田地域における地層評価は、主としてインダクションソニックログの組み合わせによる検層解析によって、ほぼ適正な結果が求められる。第 3 図は新胎内 NS 2 号井の $\Delta t-R_t$ プロットである。 $S_w=100\%$ のラインは、 Δt にガスの影響を受けない水層のプロットから、かなり明確に決めることができる。この図は臨界水飽和率は 60~65% である。この図でも $S_w=100\%$ の点の Δt の値の分布範囲に比べて、ガス層の Δt の値の分布範囲は明らかに右方へ偏っている。ガス層において、一般に水層よりもかなり大きな Δt を示している傾向からも、 Δt に対するガスの影響が顕著であることがうかがわれる³⁾。

第 4 図は、椎谷層中のガス層部から水層部までにわたって掘りぬかれた新胎内 NS 2 号井の水飽和率-垂直深

第 2 図 新胎内 NS 4

第 3 図

第 4 図

度のプロットである。プロットされたポイントがかなりばらつくことは事実であるが、深度とともに貯留岩の水飽和率が漸増することは明らかである。この図で、臨界水

第 5 図

飽和率 60~65% に対応する海面下垂直深度約 -1,960 m 以浅においてのみ、この貯留岩からは水が付かないでガスを採取することができる。NS 2 号井のⅢ層の場合、毛管上昇による漸移帯の高さは、この図から判るように約 35 m であり、これがこの地域において、フリーガスが賦存するために必要な最小限のクロージャー量である。NS 2 号井は構造上ほぼ頂部に掘りこまれた坑井で、この地域の横断面図 (第 5 図) をみると、東方の洩出点 (spill point) からのクロージャー量は、少なくとも 250~300 m はあるであろう。すなわち、実際のクロージャー量を大きく上回っているし、そのためにかなりの厚さのガスコラムが存在する*。

NS 3 号井で仕上げられた椎谷層上部のガス層 (Ⅱ層) の水飽和率-垂直深度のプロットを第 6 図に示す。この場合には、深度の増加に伴う水飽和率の増大の傾向はほとんど認められない。本井のガス層は NS 2 号井のガス層よりも、岩質的、深度的にいいそう良好な条件を具え、漸移帯の厚さは非常に小さいものと想定される。

新胎内 NS 4 号井のⅡ層は、隣接する築地ガス田の同層よりもむしろ上がっているにもかかわらず、テストガンパーの結果大量の水の産出 (50~66 kl/p) が確認された。その下位のⅣ層 (の少なくともその上部) はガス層であった。両層の水飽和率-垂直深度プロットを第 7 図と第 8 図に示す。第 7 図によると、本井におけるⅡ層の水飽和率は、すべて臨界飽和率とした 60~65% 以上

* 自由水面は洩出点のレベルと一致することは少なく、おそらくこれよりもあるていど上位にある場合の方が多いであろうから、ここで基準となっているのは、あくまで必要最小限のクロージャー量である。

また本文においては、自由水面と 100% 水飽和率の面との厳密な区別はしなかった。

第 8 図

第 7 図

第 6 図

第 9 図

であって、フリーガスは全く存在しないと考えられる。しかもⅡ層のプロットは左上方へ急激に上昇することがわかる。この層の孔けき率は 12~15% にすぎず、またかなりけつ岩質であるので、毛管上昇による漸移帯の厚さはきわめて大きく、おそらく 80~100 m に達すると推定される。横断面図（第 9 図）に示すように、この地域における新胎内構造のクロージャー量は、北部地域に比べると比較的小さく、200 m ほどまりだろうと思われる。また洩出点から本井におけるⅡ層の最上部までの標高は約 90 m である。したがって本井における仕上げ部は、この貯留層の漸移帯の最上部付近に当るものと推測される。もしもこの貯留岩がさらに構造上上がっている位置にまで、本井における岩質と同様な岩質をもって連続しているならば、最極隆部では 100 m 近いガスコラムの存在が推定できる*。

これに対して第 8 図の NS 4 号井のⅣ層のプロットは、NS 2 号井のガス層のプロットによく類似し、全体として毛管圧力が低く、漸移帯の厚さは比較的小さいようである (30~35 m)。この層の孔けき率は 20~25% のオーダーである。この貯留岩のクロージャー量は、Ⅴ層のクロージャー量と大差はないのであるから (約 200 m)、漸移帯の厚さが上記のていどでとまっている限り、本層にかなり大量のフリーガスコラムが存在することは当

* しかし NS 4 号井から北方へ約 500 m の偏距をもって掘きされた NS 6 号井では、Ⅱ層の部分で NS 4 号井よりも約 80 m も上がっていたのであるが、貯留岩がさらに著しく泥岩化してしまって、フリーガスは賦存していないようである (テストは行なわれていない)。

第 10 図

然であろう。ただ本井の仕上げ部はガス-水界面の直上に当ると考えられるので、あまり長期間にわたるフリー

ガスのみの産出は期待できないだろう。

一方、東方の胎内川構造においては、一般に椎谷層中の砂のたい積がやや少なくなっている上に砂自体も細粒化している。胎内川 SK 1 および SK 2 号井では水層のみが確認されたにすぎず、したがって信頼しうる水飽和率-垂直深度プロットはえられない。しかし利用しうるデータに関する限りでは、第 10 図に示すように、漸移帯の厚さは 60~70 m ぐらいのようである。この構造の形態はまだよくわかっていないのであるが、構造的クロージャー量は非常に小さくて、胎内川 SK 1 および SK 2 号井を結ぶ断面においてはせいぜい 30~40 m ぐらいであろう。これでは水の付かないガスの産出は期待できない。本構造は、おそらく SK 1-SK 2 号井の北方においては、もう少しクロージャー量の大きいところがあるであろうから、漸移帯の厚さが 70 m 近いところである限り、傾斜上方部におけるフリーガスコラムの存在は十分に期待することができる。

5. 結 言

電検図から求められた水飽和率の値と、そのポイントの垂直深度との関係をプロットすることによって、貯留岩内における水飽和率の分布、毛管力と平衡する状態での水の状態の概要を知ることができる。本文では新胎内ガス田およびその周辺地域の、椎谷層中のなん枚かのガス貯留岩において、水飽和率-垂直深度のプロットを行ない、構造上、あがっている貯留岩が水層で、さがってい

る貯留岩がガス層であったという現象を、貯留岩の岩質の変化-漸移帯の大小、したがって毛管力の差異に結び付けて説明し、さらにこれらの地域において、フリーガスが賦存するのに必要な最小限の構造的クロージャー量の概念についても考察を行なった。

謝辞 本文に紹介された資料の公表を許可された日本瓦斯化学工業（株）および石油開発公団事業本部に感謝します。また本文のご校閲をわずらわせた地質調査所石和田石油課長、東京大学工学部平川助教授、日本瓦斯化学工業（株）中俣鉦業課長代理、公団事業本部鈴木生産部長、新胎内構造の解釈についてご教示をうけ、図面類の作成もしていただいた生産部開発課相馬昭氏にとくに深謝の意を表します。

参 考 文 献

- 1) Arps, J.J. (1964), Engineering Concepts Useful in Oil Finding, *Bull. Am. Assoc. Petrol. Geol.*, Vol. 48, No. 2, pp. 157~165.
- 2) Amyx, J.W., Bass JR., D.M. and Whiting, R. L. (1960), *Petroleum Reservoir Engineering*, pp. 152~153, McGraw-Hill Book Co. Inc.
- 3) 佐藤久敬, 葛原典孝 (1967), インダクションソニックマイクロラテログよりの油層評価, 石技誌, 第 26 巻, 第 6 号.
- 4) Purcell, W.R. (1949), *Trans. AIME*, Vol. 186 p. 39.
- 5) 齊藤 光 (1951), 有孔質の蒸気圧と毛細管との関係とその応用, 石技誌, 第 26 巻, 第 2 号.