原 著 論 文

砂油層モデルの浸透率と油回収率の関係*

山崎 豊彦**・栗原 正典***

(昭和54年10月30日受理)

Effect of Permeability on Recovery of Oil
in Compacted Sand Reservoir Model

By

Toyohiko YAMASAKI & Masanori KURIHARA

Abstract: It is important to discuss the effect of permeability on recovery of oil from compacted sand reservoir through experimental results.

In Japan, there are many reservoirs which will end up with much residual oil because of their low permeabilities.

In our laboratory of early time, simple reservoir models made by packing silica sand in glass columns were used. In these columns, the recoveries were nearly 100% by microemulsion slugs possibly due to the reason that their permeabilities were about few darcy. Therefore it was found difficult to judge the effects of only microemulsion slugs on the recovery of oil in the columns.

On the other hand in natural reservoirs, sand strata are compressed by overburden pressure depending on their depth and their permeabilities are often much lower than those of the cores brought up to surface.

From these aspects, in this experiment, the relation between permeability and recovery was discussed by using the apparatus which was able to reduce the permeability of sand pack column by applying hydraulic compression as large as overburden stress.

The contents of this paper are as follows.

- 1) The relation between permeability and confining pressure of sand pack column.
- 2) The influence recovery of oil in the compressed sand pack column by variation of viscosity of brine and polymer solutions.
- 3) The relation between permeability and recovery by water, polymer solution and microemulsion slug flooding.

The results of the experiments are summarized as follows.

- 1) Viscosity of displacement solution made much influence on recovery efficiency in reservoir model. The most excellent result was shown when viscosity of polymer solution was same as that of crude oil.
- 2) It was better to keep the injection pressure as small as possible. When it was large, the fingering phenomenon appeared and the recovery was reduced.
- 3) The recovery efficiency was reduced by permeability reduction in every flooding.
- 4) In microemulsion flood, the recovery was about 100% in few darcy reservoir model, but it was about 80% in an artificial reservoir model of 100 milli-darcy.

1. 緒 言

原油の回収効果は油層岩石の粒子径や内部表面積、充

填状態に左右される孔隙率や浸透率に関係するところが大きい。筆者らは回収効果を判定する実験でガラス管に珪砂を充填した簡単な油層モデルを採用したが、これでは浸透率が数ダルシーにも及び、マイクロエマルジョンによる油回収はほとんど100%に近く、各種スラグの効

* 昭和54年5月石油技術協会定時総会個人講演会にて発表

** 早稲田大学理工学部

*** 早稲田大学理工学研究科

果を判定することは困難であった。一方実際の油層は深度に依存する被覆地層圧の影響を受け、砂層は高封圧下で圧密が進み、その浸透率はかなり低下している場合が多い。したがって、この実験では油層深度に応じた封圧を掛けて浸透率を低下させ、実際の油層に近い油層モデルを再現しうるような実験装置を用いて、油層の浸透率と油回収率の関係を検討した。その内容は次のようである。

- 1) 砂層に加わる封圧と浸透率の関係
- 2) ポリマー、塩水溶液の粘度、圧入圧力が原油回収率に及ぼす影響
- 3) 水攻法、ポリマーフラッド、マイクロエマルジョンフラッドによる油層浸透率と原油回収率の関係

2. 実験装置

2.1 油層モデルとサンプルホルダー

油層モデルは耐圧 500 kg/cm^2 のステンレス製高圧円筒内に厚肉ネオプレンゴム管を挿入し、この中に砂を充填して、ゴム管外周より 300 kg/cm^2 程度まで圧力を加えるようにしたもので、水圧・空気圧いずれでも使用される。油層モデルは直径 25 mm 、長さ 420 mm の円柱状砂層で、被覆ゴム管を介して円周方向から圧力を掛けると、軸方向の長さが固定されているので砂の圧密が起り浸透率が低下する。サンプルホルダーの断面図は図1に示す。

2.2 液体供給装置

この実験では油層に油を充填し、次に水攻法で油の1次回収を行ない、引続きポリマー溶液やマイクロエマルジョン溶液を流すため、また各種溶液を交互に流す場合、管内に残留する液を洗浄するための洗浄液などをた

める液体貯留筒と液体切替用のバルブなどが必要になってくる。この目的に沿うために取扱容易な液体供給装置を開発した。この装置の配管および模式図は図2に示すように、6種類の流体を貯留し、かつ圧入圧を変化させて流体を圧送することができる。この流体は普通、塩水・ポリマー溶液・原油・洗浄液、2種類のマイクロエマルジョン液であった。

液留めの空気圧はポンプより調圧弁 V_9 を通して任意の圧力に調節してかけることができる。その最高圧力は 7 kg/cm^2 である。流体の選択は5方切替バルブ V_5 を用いて行われる。流体を切替えるときはサンプルホルダー直前の3方切替バルブ V_{13} を用いて洗浄水により管内の

図2 多元液体供給装置

図1 サンプルホルダー断面図

残留液を洗浄する。また2方バルブ V_7 を通して水圧によりゴム管周辺に封圧をかけることができる。この油層モデルの浸透率は液体供給装置の塩水を通して測定した。

2.3 孔隙率測定装置

加圧された油層モデルの孔隙率を測定するには図3に示すような空気置換式孔隙率測定装置を利用した。この装置による孔隙率測定は砂層内を真空ポンプで真空にし、その後ビューレットより1気圧の空気を送り、その減量を読み取って測定した。

図3 空気置換式孔隙率計

2.4 フラクションコレクター

原油回収実験や相対浸透率の測定では定期的に流出量を測定するため市販のフラクションコレクターを使用した。

3. 試験用流体および試料砂

3.1 塩水

実際の地層水を想定して濃度 20,000ppm の塩水を用いた。塩水 20,000ppm は 15°C で粘度 1.1cp, 比重 1.015 であった。

3.2 原油

申川原油を用いた。その粘度は15°Cで9.1cp, 比重0.87であった。

3.3 ポリマー

使用したポリマーはポリアクリルアミドで平均分子量 500 万, 加水分解度 20% であった。ポリマー溶液は上記塩水に溶かし, その濃度 250, 500, 1,000, 1,500, 2,000, 3,000ppm のものを使用した。このポリマー溶液の粘度と濃度の関係は図4に示す。

図4 ポリマー濃度と粘度の関係

3.4 マイクロエマルジョンスラグ

このスラグは合成スルフォネートを基として, コサーファクタントを用いケロシンと塩水を 18:42:40 の重量比で混合してえたもので, 15°C でその粘度 15cp, 比重 0.91 である。

3.5 試料砂

油層モデルに使う試料砂は i) 粘度がほぼ正規分布を示す珪砂, ii) 20~30mesh のモルタル用市販砂 5/6 と 65~100mesh の珪砂 1/6 を混合した砂, iii) 20~30, 30~40, 40~65, 65~100, 100~300mesh の砂を 1/5 づつ混合した砂, この3種類を用いた。これら各種の粒度分布は表1に示した。

表1 試料砂の粒度分布

Grain size (mesh)	Volume Percent (%)		
	Sand+Quartz sand*	Quartz sand**	Sand***
20~30	83.3	2.1	20.0
30~40	0	21.2	20.0
40~65	0	43.8	20.0
65~100	17.7	17.5	20.0
100~300	0	15.4	20.0

注: * 水攻法, ポリマーフラッドにおける浸透率と原油回収率の関係に利用

** 粘度および圧入圧と原油回収率の関係に利用

*** マイクロエマルジョンフラッドにおける浸透率と原油回収率の関係に利用

4. 予備実験および準備

4.1 砂層にかかる外圧と浸透率の変化

モデル砂層に外圧を加えた場合の浸透率変化は図5に示すようである。ここに示された砂の混合状態は表1のようで, 粒度分布がほぼ正規分布を示す珪砂の場合は, 外圧 300kg/cm² 加えた時もその浸透率は 820md と比較的大きい。20~30mesh の砂 5/6 と 50~100mesh の珪砂

図 5 封圧と浸透率の関係

1/6を混合した場合は外圧100kg/cm²でその浸透率4,700 md, 外圧を 300kg/cm²に上げるとその浸透率は 340md と大きく変化した。したがって浸透率が回収率に及ぼす影響について検討する時はこの混合砂を試料とした。試料の粒度分布が20~30, 30~40, 40~65, 65~100, 100~300mesh の場合はそれぞれ1/5づつ混合したものをを用いたが、この場合は他の2つに比較して外圧による浸透率変化は少ない。この試料では100kg/cm²の外圧を加えた場合、その浸透率1,073md で、300kg/cm²の外圧を加えると 104.8md まで浸透率が低下した。

これらの浸透率測定はすべて外圧を加えて数時間後、浸透率変化がほとんど見られなくなった時の値を示した。外圧を加えた後の浸透率経時変化は図6に示すように、3~4時間中に激しい変化を示すが、10時間後にはほとんど変化が見られない。

図 6 加圧時間の経過と浸透率の減少

外圧による浸透率変化は低い外圧による場合は主として圧密現象によると思われるが、外圧が増加した場合は粒子の破壊も加わり浸透率が低下することが加圧後の粒度分布変化からかわった。特に浸透率変化の著しい20~30mesh 珪砂と 65~100mesh 珪砂を混合した試料については、図7に示すように 20~30mesh の粒子がかなり破壊していたことが認められた。

図 7 圧密後の粒度分布変化

4.2 原油回収油層モデルの作成

原油回収に関する実験では主として次の3項目について検討した。(1)置換流体の粘度、圧入圧力が原油回収に及ぼす影響、(2)水攻法、ポリマーフラッドによる原油回収率と油層浸透率の関係、(3)マイクロエマルジョンフラッドによる原油回収率と油層浸透率の関係。

これらの実験を行なうには次のような方法で油層モデルを作成した。サンプルホルダーに上記それぞれの実験に適当な試料砂を充填する(表1参照)。次に外圧 100kg/cm²をゴム管外側よりかけ、砂の浸透率がほぼ一定になるまで4~5時間放置する。その後砂層内を真空にして塩水置換を行ない、かつ浸透率測定をする。次にバルブの切替により、0.5kg/cm²の圧力で原油を油層内に圧入し、親水性の原始油層モデルを作成する。この場合油飽和度はほぼ80%になるよう調節した。しかし砂層の浸透率が1,000md以下と小さい場合はこの方法では油飽和度が60%程度まで下るので、この場合はあらかじめ加圧後の孔隙容積の20%に相当する塩水を充填すべき砂に加え、良く攪拌して砂の濡れ具合が一様になるようにし、この砂をサンプルホルダーに充填する。この砂層に前と同様0.5kg/cm²の圧入圧力で原油を圧入し、必要な浸透率をうるため外圧を加えて15~16時間放置し、油層の安定をまって原始油層とした。この場合の油飽和率は加圧前の原油圧入量から加圧後排出された油量を差引いて求めたが、ほぼその値は80%になるようにした。

5. 実験

5.1 置換流体の粘度が原油回収率におよぼす影響

5.1.1 実験方法

前述の原始油層モデルを用い、塩水および 250, 500, 1,000, 1,500, 2,000, 3,000ppmのポリアクリルアミド塩水溶液をそれぞれ0.5kg/cm²の圧入圧力で油層に圧

入し、原油回収を行なう過程で、流出口にフラクションコレクターを設置して単位時間当りの原油・置換流体の流出割合を測定し Weldge の方法等¹⁾²⁾で相対浸透率曲線を作り、かつこれにより置換流体のフラクションと飽和度の関係を検討した。また原油回収率のみを調べる実験では流出口にメッシンダーを設置し、1.5 Pore Volume (P.V.)の置換流体を流した時の油回収率を測定し、粘度と回収率の関係を調べた。

5.1.2 実験結果

図8は塩水 20,000ppm と1,500, 3,000ppm ポリマー塩水液溶 (塩水20,000ppm) を用いて原油回収を行なう過程でえた各流出物割合から作った相対浸透率曲線である。これより3,000ppm のポリマー溶液では粘度約16cpで原油粘度9.1cp に比較して高いが、この場合は原油とポリマー溶液の境界が明瞭で、ほぼピストンフローに近い流れであると判定される。また1,500ppm ポリマー溶液では粘度7.2cpで原油粘度より小さいがその差も少ないので、きわめて代表的な相対浸透率曲線を示している。これらと反対に塩水のみ場合は油と置換流体が初めから混合状態で流れ、水飽和度がかなり高くなってもなお油の回収が認められるが、油と塩水の総流出量は低下していることがわかる。これはエマルジョンによる流れの障害が起きていると判断される。図9は置換流体のフラクションと水飽和度の関係を示したものであるが、これでも粘度の低い塩水の場合は他のものより、同一水飽和度で置換流体の割合が高く、油回収には効果的でないことがわかる。

図8 油に対する塩水・ポリマー溶液の相対浸透率

図9 塩水およびポリマー溶液の飽和度とフラクション (Fw)

図10 ポリマー粘度と原油回収率の関係

次に各種濃度のポリマー溶液および塩水と1.5PVだけ置換流体を流した場合の油回収率の関係を、粘度と回収率(%)曲線として図10に示した。これによれば、原油粘度にはほぼ近い粘度9cp付近で最高回収率を占すことがわかる。その時のポリマー濃度は1,900~1,800ppmであることが図4から読みとられる。そして粘度の高い3,000ppmではかえって回収率が低下していることが明らかになった。すなわち流れの特性だけでは油の回収効果を論ずることは難しいといえる。

5.2 置換流体の圧入圧力が原油回収率におよぼす影響

5.2.1 実験方法

この実験では粒度分布がほぼ正規分布を示す珪砂を用いた油層モデルに外圧100kg/cm²をかけ、砂の浸透率が一定になるまで4~5時間放置し、その後塩水およびポリマー溶液を流して圧入圧力と流速の関係を調べた。図11はポリマー濃度1,500ppmの溶液を流した時の流動特性曲線で、層流限界は圧入圧力で2.5kg/cm²、流速0.0344cm/secであることがわかる。このほか層流限界は塩水

図11 ポリマー溶液圧入圧力と流速の関係

(20,000ppm) で 2.0 kg/cm^2 , 0.244 cm/sec , ポリマー濃度 2,000ppm で 3.5 kg/cm^2 , 0.0478 cm/sec であることがわかった。次に前項と同様な方法で油層モデルを作り、各種置換流体で圧入圧力を変化させ、原油回収を行ないつつ、その相対浸透率曲線を作った。

5.2.2 実験結果

圧入圧力または流速を層流範囲内で変化させ、その相対浸透率を調べた。図12は塩水20,000ppmを用いた場合の相対浸透率曲線で、圧入圧力を0.5, 1.25, 2.0 kg/cm^2 に変化させた。このほかポリマー 1,500ppm では圧入圧力を0.5, 1.5, 2.5 kg/cm^2 , 2,000ppm では0.5, 2.0, 3.5 kg/cm^2 に変化させ、同様な相対浸透率曲線を作った。

図12 各種圧入圧力における塩水と油の相対浸透率曲線

図12では圧入圧力が高くなるほど、水飽和度の増加に伴って油の相対浸透率曲線は低下するが、水の相対浸透率はほとんど増加しない。これは塩水の流れが原油に先行し、油の流れも塩水の流れも悪くなったことを示す。こ

れに対し圧入圧力が小さい場合は水飽和度の低い境界面付近では油の流れは良いが、塩水の流れはほとんど同じで少ない。これを水飽和度と塩水フラクションの関係として図示すると図13のようで、圧入圧力が高い場合は低い場合に比べ同一水飽和度で塩水のフラクションが増加している。すなわち原油の置換率は低下したといえる。

圧入圧力と油の回収率の関係は図14に示すようにに塩水だけの場合、ポリマー濃度 2,000ppm の場合ともに圧入圧力が高くなって回収率が低下する。しかしポリマー濃度 1,500ppm ではこの範囲の圧入圧力では回収率の低下が認められなかった。この実験は置換流体の圧入量を 1.5PV に決めて測定したので、なお回収を続けければその全回収率でほとんど変化が見られないことも考えられる。

図13 各種圧入圧力における塩水のフラクション曲線

図14 圧入圧力と原油回収率の関係 (塩水およびポリマー溶液について)

5.3 水攻法、ポリマーフラッドによる原油回収率と油層浸透率の関係

5.3.1 実験方法

この実験では表 1 に示したように 20~30mesh の砂を

主体にして粒径の小さい珪砂 65~100mesh を約 18%混ぜ、これに周囲から外力を 100, 150, 200, 300, 444kg/cm²と変化させて加え、その浸透率を 5d から 150md 程度まで変えてその回収効果を調べた。その置換流体はポリマー 1,500, 2,000ppm と塩水であった。

5.3.2 実験結果

油層の浸透率と回収率の関係は図15に示すようで、いずれの置換流体でも浸透率が低下すれば回収率も減少する。特に塩水ではその影響が大きく、易動度の調節がされたと思われるポリマー 1,500ppm ではその影響が少なかった。塩水ではその浸透率により回収率が65.7%から約40%まで低下している。

図15 浸透率と原油回収率の関係（塩水およびポリマー溶液について）

5.4 マイクロエマルジョンフラッドによる原油回収率と油層浸透率の関係

5.4.1 実験方法

マイクロエマルジョンによる原油回収率は浸透率の高い砂充填管ではほぼ 100% に達するが、実際の油層ではどうかを調べるため、まず浸透率のみに着目して実験を行なった。油層充填砂、原始油層モデルの作成は前項と同様である。この油層モデルに 50, 100, 200, 300 kg/cm² 外圧を加えて浸透率を変化させる。この浸透率は図16に示す外圧と浸透率曲線から決定する。マイクロエマルジョンは3次回収に用いられるので、まず原始油層モデルに塩水を送込み原油を置換する。この時の圧入圧力は0.5kg/cm²、送入流量 1.5PV とする。これに引き続きあらかじめ調整したマイクロエマルジョンスラグ*0.2 PV を 5~6 kg/cm² の圧入圧力で送込む。この後易動度調整のため 3,000ppm ポリマー溶液を同じ圧入圧力で 1 PV だけ圧入する。スラグおよびポリマーで置換された原油は水攻時の塩水と混合し、エマルジョンとなっているので、油層内残油量はベンゼン抽出量で決める。

5.4.2 実験結果

油層の浸透率を100md から1,600md まで変化させ、塩

図16 砂充填管にかかる封圧と浸透率の関係

図17 マイクロエマルジョン法における原油回収率と浸透率の関係

水により水攻を行なった後マイクロエマルジョンスラグおよびポリマー溶液を流した後の油回収率と浸透率は図17に示す。この図で下方の曲線は水攻法による油回収率の変化、上方の曲線はマイクロエマルジョンによる回収率を示したもので、浸透率1,000md 以上では回収率にはほとんど変化が見られなかったが、これ以下の浸透率では急に減少し、100md では水攻法の回収量を含む全回収率は80%となった。

6. 結 言

本実験は第1に高圧下におかれた油層モデルを作成する方法、次にこの油層モデルを利用して各種油層条件の変化が原油回収率に及ぼす影響を及ぼすかを調べるた

* 第一工業製薬提供 DKS OR 603

めのものであった。特に今回は油層条件として浸透率の変化を採上げた。この実験で、試作した各種の装置が充分その目的にかなったもので、今後日常の原油回収用ケミカルの検定業務でも利用できることを確認した。実験結果を要約すれば次のようである。

(1) 油層モデルに使用する砂はその目的によって粒径を変えて使用するが良い。特に浸透率の変化を大きくするためには粗い砂とその間を満たす細い砂を、その孔隙充填割合で選択すれば良い。浸透率は外圧の関数としてかなり変化する。

(2) 置換流体の粘度は原油回収率に大きく影響する。一般に原油の粘度にはほぼ等しい粘度の緩衝溶液を用いることが最も良い結果を示したが、ポリマー溶液などの場合は岩石表面との流動抵抗などの影響もあるので、詳細な検討が必要と思われる。

(3) 置換流体の圧入圧力はできるだけ小さくすることが望しい。これが大きすぎると油中を流体が先行し回収率は低下する。

(4) 油層の浸透率減少は水攻法やポリマーフラッドでもその回収率が低下する。塩水での原油回収率は4 dで65.7%であったが、150md程度では40%まで低下した。これに比較してポリマー溶液では2,000ppm濃度の場合、

5 dで74%, 150mdで78%となった。

(5) マイクロエマルジョンフラッドでは浸透率1 d以上では100%近くの回収率を示すが、100mdの浸透率では回収率80%まで低下する。この場合易動度の調整が必要である。

謝 辞

本研究は昭和53年度文部省科学研究費の補助をえて行なったものである。また本研究を行なうに当り、各種試料の提供を受けた旭ガラス株式会社、石油資源開発株式会社、第一工業製薬株式会社、松村石油研究所に対し深謝します。また本研究の遂行に協力された梅沢善樹・藤原伸公君に感謝します。

引 用 文 献

- 1) Henry J. WELDG (1952): A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive, *Petrol. Trans. AIME*, vol. 19, p. 91
- 2) E.F. JOHNSON, D.P. BOSSLER & V.O. NAUMANN (1959): Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiment, *Petrol. Trans. AIME*, vol. 216, p. 370