

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ НА  
ОБРАЗЦАХ ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА****Белозеров И.П., Юрьев А.В.****Научный руководитель доктор геол.-минерал. наук, профессор Губайдуллин М.Г.  
Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В.Ломоносова**

При многофазной фильтрации проницаемость породы для одной какой-либо фазы ниже ее абсолютного значения. В основном фазовая проницаемость является функцией насыщенности пористой среды [4]. При этом на фильтрационные характеристики породы существенное влияние оказывают строение порового пространства, смачиваемость поверхности каналов фильтрации, химический состав и свойства жидкости на границах раздела фаз. Совместное двух- или трехфазное течение изучают экспериментально, и представляют в виде зависимостей относительных фазовых проницаемостей. Полноразмерный керн является более представительной моделью, чем образцы керна стандартного размера, так как имеют больший геометрический размер и объем. Исследования на таких образцах более адекватно отражают структуру порового пространства и фильтрующихся каналов, чем на образцах керна стандартного размера. Как показывает практика, значения остаточной нефтенасыщенности на образцах полноразмерного керна меньше, чем на образцах керна стандартного размера. Для изучения сложнопостроенных коллекторов, где отдельные элементы пустот пространства сопоставимы с размерами образцов стандартного размера целесообразно исследования проводить именно на полноразмерном керне с сохраненным диаметром.

В качестве объекта исследования выбраны образцы полноразмерного керна по двум месторождениям Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, представленные двумя скважинами. Породы первого месторождения характеризуются неоднородностью и слоистостью, возможна и анизотропия проницаемости. Отложения представлены песчаником средне-мелкозернистым, мелкозернистым, алевритистым, крупно-средне-мелкозернистым, олигомиктовым кварцевым, с цементом смешанного типа. Пористость по шлифам составляет 25 % (среднее значение 15 %), по результатам петрофизических анализов открытая пористость составляет 15,59...29,95 % (среднее значение 22,09 %), проницаемость изменяется от 27,59 до  $1489,53 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$  (среднее значение  $353,706 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ ). Данные породы в соответствии с классификацией А.А. Ханина и М.И. Колосковой [5] можно отнести к коллекторам III класса порового типа со средними емкостными и фильтрационными свойствами.

Породы второго месторождения характеризуются неоднородностью и слоистостью, возможна и анизотропия проницаемости. Разрез представлен неравномерным переслаиванием песчаников кварцевых олигомиктовых, полимиктовых (семейство литокластических граувакк), и редких алевролитов с плохой и средней сортировкой обломочного материала, с глинистым и хлорит-гидрослюдистым цементом порово-пленочного типа, с неравномерно развитыми регенерационным кварцевым цементом, карбонатным порового и коррозионного типа и цементацией вдавливания. На основании результатов петрофизических и литолого-петрографических исследований пород было установлено, что песчаники кварцевые олигомиктовые и полимиктовые мелкозернистые, средне-мелкозернистые являются коллекторами IV класса порового типа с пониженной проницаемостью и емкостью [5].

Для получения информации об основных фильтрационно-ёмкостных свойствах,

моделирующие термобарические условия естественного залегания, исследования кернов проводились на установке УИК-5(7) (рис. 1).



Рисунок 1 – Установка УИК-5(7)

По каждому образцу были определены пористость и абсолютная газопроницаемость. Исследования проводились при моделировании пластовой температуры и эффективного давления пласта.

В качестве пластовой воды использовалась ее модель, представляющая собой раствор NaCl в дистиллированной воде с концентрацией NaCl, равной 23 г/л для первого месторождения, и раствор NaCl в дистиллированной воде с концентрацией NaCl, равной 14 г/л для второго месторождения. Для исследований использовалась модель пластовой нефти вязкостью  $\mu_n = 1,7$  мПа.с при моделировании пластовой температуры  $78^{\circ}\text{C}$  для первого месторождения и модель пластовой нефти вязкостью  $\mu_n = 1,48$  мПа.с при моделировании пластовой температуры  $79^{\circ}\text{C}$  для второго месторождения.

Первоначально сухие образцы взвешивались, после чего под вакуумом насыщались моделью пластовой воды. Определялась пористость и проницаемость образцов по воде. После этого производилось создание остаточной водонасыщенности в образцах методом капиллярной вытяжки, при этом остаточная водонасыщенность в образцах соответствовала или была близка к значениям, полученным в результате капилляриметрии, а затем образцы донасыщались неполярным керосином. После поднятия давления в системе, керосин прокачивался в объеме  $(3-4) \times V_{\text{пор}}$  модели, после чего замещался на модель нефти, которая прокачивалась в том же объеме  $(3-4) \times V_{\text{пор}}$ , создавая таким образом начальную нефтенасыщенность в модели [1]. В ходе экспериментов определение фазовых проницаемостей осуществлялось согласно [3].

Фазовые проницаемости для нефти и воды определялись на образцах полноразмерного керна предварительно проэкстрагированных в приборах Сокслета от остаточной нефти, промытых от солей, дистиллированной водой и высушенных в сушильном шкафу при  $T=105 \pm 2^{\circ}\text{C}$ .

Определение фазовых проницаемостей для нефти и воды проводилось на 7 режимах совместной стационарной фильтрации в последовательности, при которой водонасыщенность увеличивается от режима к режиму до прекращения вытеснения нефти и достижения остаточной нефтенасыщенности, т.е.:

100% нефти в потоке и 0% воды в потоке;  
 85% нефти в потоке – 15% воды в потоке;  
 70% нефти в потоке – 30% воды в потоке;  
 50% нефти в потоке – 50% воды в потоке;  
 35% нефти в потоке – 65% воды в потоке;  
 20% нефти в потоке – 80% воды в потоке;  
 0% нефти в потоке – 100% воды в потоке.

Фильтрация нефти и воды на каждом из заданных режимов осуществлялась до достижения стационарности, фиксируемой по стабилизации показаний датчиков дифференциального давления ( $\Delta P = \text{idem}$  при заданном расходе). После достижения стабилизации на каждом из режимов фильтрации фиксировались данные по проницаемости и текущей водонасыщенности, и определялись объемы закачанной жидкости с учетом мертвых объемов подводящих капиллярных трубопроводов и вентилей с помощью ультразвукового сепаратора – объемы вышедших из моделей жидкостей.

На каждом режиме фильтрации средняя нефтенасыщенность рассчитывалась по уравнению материального баланса закачанного и вышедшего объемов нефти:

$$S_{ni} = S_{ni-1} + \frac{V_{н.зак} - V_{н.выт.} + f_{ni} \cdot V_m}{V_{пор}} \quad (1)$$

где  $S_{ni}$ ,  $S_{ni-1}$  – соответственно нефтенасыщенность  $i$ -того и  $i-1$ -го режимов фильтрации, доли ед.;

$V_{н.зак}$  – объем нефти, закачанной в модель,  $\text{см}^3$ ;

$V_{н.выт.}$  – объем нефти, вытесненной из модели,  $\text{см}^3$ ;

$V_m$  – мертвый объем кернодержателя и подводящих капиллярных трубопроводов,  $\text{см}^3$  (в данном случае под мертвым объемом понимается объем трубопроводов от выхода из кернодержателя до входа в сепаратор);

$f_{ni}$  – доля нефти в потоке, доли ед. [2; с.116].

Величины фазовых проницаемостей рассчитывались по следующим формулам:

$$K_{ni} = \frac{Q_{ni} \cdot \mu_n \cdot L}{\Delta P_i \cdot F}; \quad K_{ei} = \frac{Q_{ei} \cdot \mu_e \cdot L}{\Delta P_i \cdot F}, \quad (2)$$

где  $K_{ni}$ ,  $K_{ei}$  – фазовые проницаемости соответственно для нефти и воды на  $i$ -том режиме фильтрации,  $\text{мкм}^2$ ;

$Q_{ni}$ ,  $Q_{ei}$  – расходы нефти и воды в условиях эксперимента,  $\text{см}^3/\text{с}$ ;

$\Delta P_i$  – перепад давления на  $i$ -том режиме фильтрации,  $10^5 \text{ Па}$ ;

$F$  – площадь поперечного сечения модели,  $\text{см}^2$ ;

$L$  – длина участка модели, на котором измерялся перепад давления,  $\text{см}$ .

Значения относительных проницаемостей для нефти и воды на  $i$ -м режиме фильтрации определялись по формулам:

$$K_{ni}^{omn} = \frac{K_{ni}}{K_n}; \quad K_{ei}^{omn} = \frac{K_{ei}}{K_n}, \quad (3)$$

где  $K_n$  – фазовая проницаемость для нефти при остаточной водонасыщенности,  $\text{мкм}^2$  [3].

В ходе исследований было проведено 23 эксперимента по первому месторождению (12 на образцах диаметром 100 мм и 11 на образцах диаметром 67 мм) и 9 экспериментов по второму месторождению (9 на образцах диаметром 100 мм). Были получены типовые таблицы и графики и оценены фильтрационно-емкостные свойства пород. Пример расчетов представлен в табл. 1, а график – на рис. 3.

Таблица 1 - Пример результатов определения фазовых проницаемостей для нефти и воды на образце керна одного из исследованных месторождений

№ п/п	Доля флюида в потоке		Насыщенность, доли ед.		Фазовая проницаемость $10^{-3}\text{мкм}^2$		Относительная фазовая проница- емость, доли ед.	
	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода	нефть	вода
1	0	100	0.000	1.000	0	10.428	0	1
2	100	0	0.886	0.114	9.645	0.000	1.000	0.000
3	85	15	0.801	0.199	4.294	0.256	0.445	0.027
4	70	30	0.752	0.248	2.683	0.388	0.278	0.040
5	50	50	0.695	0.305	1.681	0.568	0.174	0.059
6	35	65	0.638	0.362	1.163	0.729	0.121	0.076
7	20	80	0.583	0.417	0.718	0.970	0.074	0.101
8	0	100	0.495	0.505	0.000	2.318	0.000	0.240

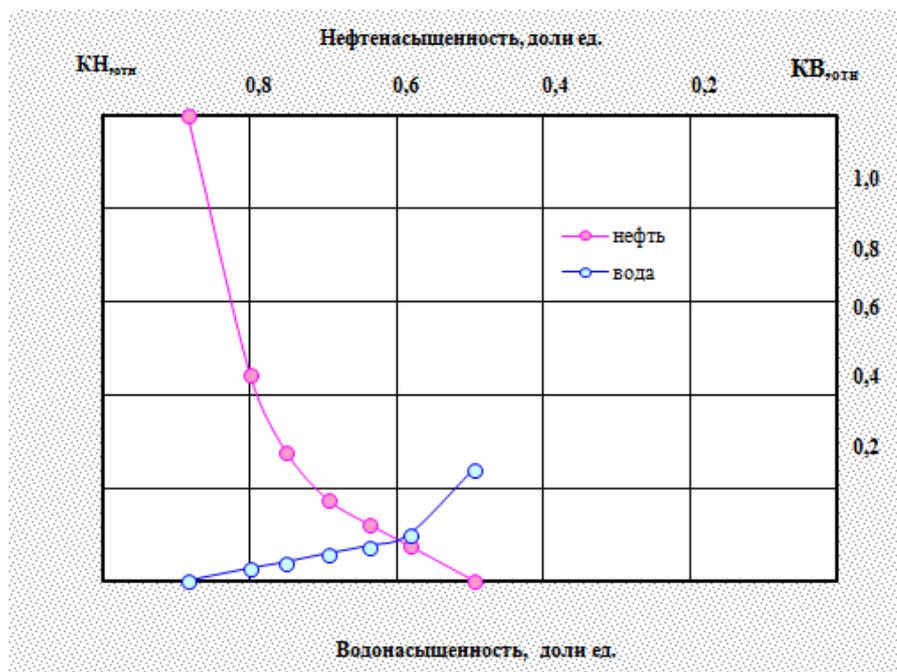


Рисунок 2 – Пример график функций относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды на образце керна одного из исследованных месторождений

В целом по разрезу исследованные образцы (полноразмерный керн) по первому месторождению характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами:

- пористость в атмосферных условиях меняется в пределах 15,21 – 29,33% при среднем значении 21,65%,
- пористость пластовая меняется в пределах 14,69 – 28,22% при среднем значении 20,98%,
- проницаемость по газу:  $8,87 - 443,99 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ , при среднем значении  $68,25 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ ,

-проницаемость по воде в пластовых условиях:  $17,30 \dots 314,42 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ , среднее значение  $101,85 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ .

-проницаемость по воде в пластовых условиях при остаточной нефтенасыщенности:  $1,60 \dots 65,02 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ , среднее значение  $19,73 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ .

-остаточная водонасыщенность:  $3,0 \dots 15,0\%$ , среднее значение  $9,35\%$ .

-остаточная нефтенасыщенность:  $28,0 \dots 62,0\%$ , среднее значение  $45,0\%$ .

По второму месторождению образцы (полноразмерный керн) характеризуются следующими фильтрационно-емкостными свойствами:

-пористость в атмосферных условиях меняется в пределах  $6,16 - 18,35\%$  при среднем значении  $12,76\%$ ,

-пористость пластовая меняется в пределах  $5,52 - 16,45\%$  при среднем значении  $11,28\%$ ,

-проницаемость по газу:  $<0,87 \dots 49,45 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ , при среднем значении  $4,95 \cdot 10^{-3} \text{мкм}^2$ ,

-остаточная нефтенасыщенность:  $32,5-47,1\%$ , среднее значение  $40,0\%$ .

Таким образом, в ходе исследований были проведены эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей при режиме совместной стационарной фильтрации на образцах полноразмерного керна. Получены новые результаты, оценены фильтрационно-емкостные свойства исследованных пород. На породах керна с данных месторождений ранее исследования проводились только на образцах керна стандартного размера, при помощи полученных результатов можно более точно охарактеризовать физико-гидродинамическую картину пласта-коллектора. Помимо этого, в ходе работ были проведены дополнительные эксперименты по определению относительных фазовых проницаемостей на 11 образцах керна первого месторождения диаметром 67 мм, выпиленных параллельно напластованию с целью исключения влияния анизотропии среды. Характер кривых на образцах полноразмерного керна диаметром 100 мм и 67 мм аналогичен, можно сделать вывод о том, что породы исследуемого интервала практически однородны, проницаемость в вертикальном и горизонтальном направлениях практически одинакова, анизотропия среды минимальна.

Список использованной литературы:

1. ГОСТ 26450.0 – 85 – ГОСТ 26450.2 – 85 Породы горные. Методы определения коллекторских свойств.
2. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрофизическими методами под ред. В.И.Горояна, ВНИГНИ, М., 1978.
3. ОСТ-39-235-89 «Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации».
4. Фазовые проницаемости для нефти и воды. <http://oil-gas-geology.narod.ru/index/0-65>. Проверено: 8.02.14.
5. Ханин А.А.. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение, Изд-во Недр, М., 1969.