

УДК 550.8.023

ЮРЬЕВ Александр Вячеславович, заведующий лабораторией Инновационно-технологического центра арктических нефтегазовых лабораторных исследований института нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова. Автор 6 научных публикаций

ШУЛЕВ Вячеслав Евгеньевич, инженер лаборатории петрофизических исследований керна Инновационно-технологического центра арктических нефтегазовых лабораторных исследований института нефти и газа Северного (Арктического) федерального университета имени М.В. Ломоносова. Автор 4 научных публикаций

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ НА ОБРАЗЦАХ ПОЛНОРАЗМЕРНОГО КЕРНА

Лабораторные исследования образцов горных пород, слагающих продуктивные коллекторы, играют важную роль в процессе проектирования и разработки всех нефтегазовых месторождений. Качественные исследования позволяют снизить риски на начальных этапах работ и прогнозировать объемы и темпы добычи углеводородов.

В работе рассмотрены методика и результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна, отобранных на месторождениях Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Необходимость определения коэффициента вытеснения заключается в том, что он непосредственно связан с нефтенасыщенностью и имеет большое значение для оценки продуктивности пласта и определения коэффициента нефтеизвлечения. Исследования фильтрационно-емкостных свойств проводились на образцах полноразмерного керна, являющегося более представительной моделью месторождения и позволяющего снизить риск ошибки в ходе исследований из-за влияния эффекта масштаба и наличия неоднородностей в объеме пород. Для исключения анизотропии среды были проведены исследования на образцах керна меньшего диаметра, выпиленного параллельно напластованию.

В результате исследований образцов керна двух месторождений, проведенных на современном лабораторном оборудовании, можно прийти к заключению о закономерностях изменения коэффициента вытеснения нефти водой и остаточной нефтенасыщенности в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Кроме того, схожесть графиков вытеснения нефти водой на разноразмерных образцах позволяет сделать вывод об однородности среды исследуемых образцов и отсутствии ярко выраженной анизотропии. Подобный контроль результатов исследований является отличительной чертой данной работы и может быть использован в дальнейшем как один из способов контроля объективности результатов исследований, особенно в случаях предполагаемой высокой анизотропии среды.

Данные, полученные в ходе исследований, будут использованы при подсчете запасов и проектировании разработки представленных нефтяных месторождений.

Ключевые слова: вытеснение нефти водой, Западная Сибирь, полноразмерный керн, фильтрационно-емкостные свойства.

Коэффициент вытеснения тесно связан с нефтенасыщенностью, он имеет большое значение для оценки продуктивности и определения коэффициента нефтеизвлечения [1]. Определение коэффициента вытеснения на образцах керна в лабораторных условиях проводится путем вытеснения из них нефти водой. Суть метода заключается в применении в качестве модели пористой среды естественных составных образцов породы-коллектора, создании в этих образцах водонефтенасыщения, соответствующего пластовым условиям, и вытеснении нефти водой, применяемой для закачки в данный эксплуатационный объект [2].

Лабораторные исследования керна являются наиболее достоверными и точными по сравнению с геофизическими исследованиями скважины. Изучение образцов полноразмерного керна, являющегося более представительной моделью, чем образцы стандартного размера, позволяет точнее определить структуру порового пространства и фильтрующихся каналов. Для изучения сложнопостроенных коллекторов, в которых некоторые элементы порового пространства сопоставимы с образцами стандартного размера, необходимо проводить исследования на образцах полноразмерного керна. Кроме того, как показывает практика, значение остаточной нефтенасыщенности на полноразмерных образцах ниже, чем на образцах керна стандартного размера.

В данной работе представлены результаты определения коэффициента вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна по двум месторождениям Западной Сибири (две скважины).

Материалы и методы. Породы первого месторождения характеризуются неоднородностью и слоистостью, возможна и анизотропия проницаемости. Отложения представлены песчаником средне-мелкозернистым, мелкозернистым, алевролитистым, 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 $1489,53 \cdot 10^{-3}$ мкм² (среднее значение – $353,706 \cdot 10^{-3}$ мкм²). Данные породы в соответствии с классификацией А.А. Ханина и М.И. Колосковой [3] 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 [3].

Для получения информации об основных фильтрационно-емкостных свойствах, моделирующих термобарические условия естественного залегания, исследования кернов проводились на установке УИК-5(7) (рис. 1, см. с. 30). Принципиальная схема установки приведена на рис. 2 (см. с. 30).

Коэффициент вытеснения нефти водой ($K_{вт}$) определялся согласно отраслевому стандарту ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».



Рис. 1. Установка УИК-5(7)

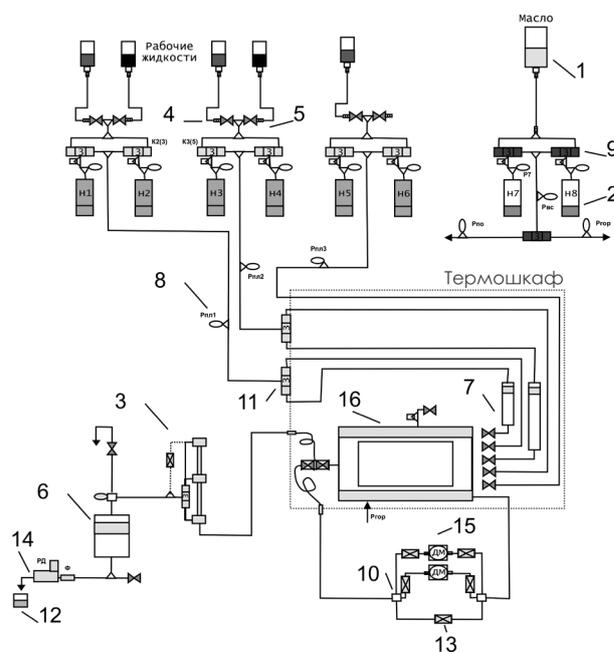


Рис. 2. Принципиальная схема установки УИК-5(7): 1 – емкость; 2 – насос; 3 – распределительная газовая гребенка; 4 – шаровый вентиль; 5 – распределитель трехсторонний; 6 – разделительная емкость; 7 – электроизолирующий вентиль; 8 – газовый расходомер; 9 – клапан трехпозиционный; 10 – распределитель 4-сторонний; 11 – вентиль трехпозиционный; 12 – вентиль высокого давления; 13 – клапан двухпозиционный; 14 – регулятор давления с датчиком давления; 15 – дифференциальный манометр; 16 – кернодержатель с терморушашкой

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 °С для первого месторождения и модель пластовой нефти вязкостью $\mu_n = 1,48$ мПа · с при моделировании пластовой температуры 79 °С для второго месторождения.

Сухие образцы взвешивались, после чего под вакуумом насыщались моделью пластовой воды. Определялась их пористость и проницаемость по воде. Далее производилось создание остаточной водонасыщенности в образцах методом капиллярной вытяжки. При этом остаточная водонасыщенность соответствовала или была близка к значениям, полученным в результате создания остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны по ступеням на стандартных образцах. Затем образцы насыщались неполярным керосином. После поднятия давления в системе керосин прокачивался в объеме $(3-4) \cdot V_{пор}$ модели, после чего замещался на модель нефти, которая прокачивалась в том же объеме, создавая таким образом начальную нефтенасыщенность в модели [4].

Далее по первой системе УИК-5(7) (на схеме система емкостей и насосов Н1 и Н2) подавалась модель пластовой воды и осуществлялось вытеснение нефти в бюретку высокого давления. Линейная скорость вытеснения определялась по формуле:

$$V_{лин} = \frac{864 \cdot Q}{F \cdot M_{cp} (1 - S_{во} - S_{но})},$$

где Q – суммарный расход закачиваемой воды, см³/с; F – площадь поперечного сечения модели, см²; M_{cp} – средняя пористость модели, доли ед.; $S_{во}$ – остаточная водонасыщенность, соответствующая условиям эксперимента, доли ед.;

$S_{\text{но}}$ – остаточная нефтенасыщенность, соответствующая условиям эксперимента, доли ед.

Линейная скорость вытеснения в экспериментах составляла от 0,5 до 5 м/сут. При этом прокачивалось не менее 4 $V_{\text{пор}}$ закачиваемой воды.

Конечное значение коэффициентов вытеснения подсчитывалось по формуле:

$$\beta = \frac{V_{\text{н. выт.}}}{V_{\text{н. нач.}}},$$

где $V_{\text{н. выт.}}$ – объем нефти, вытесненной из модели, см^3 ; $V_{\text{н. нач.}}$ – объем нефти, первоначально содержащейся в модели, определяемый по разности объема пор и остаточной воды, т. е.

$$V_{\text{н. нач.}} = V_{\text{пор.}} - V_{\text{в. ост.}},$$

где $V_{\text{вост.}}$ – объем остаточной (связанной) воды в модели, см^3 [5].

Результаты и обсуждение. В ходе работ 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 (на образцах диаметром 100 мм). Получены типовые таблицы и графики, и оценены фильтрационно-емкостные свойства пород. Примеры результатов исследований коэффициента вытеснения нефти водой по двум месторождениям представлены в табл. 1 и 2. Примеры динамики вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна представлены на рис. 3 и 4 (см. с. 32).

На основании графиков можно сделать вывод, что наиболее интенсивное вытеснение нефти происходит при прокачке вытесняющей жидкости в объеме 0,5–0,7 от объема пор образца. В дальнейшем вытесняется незначительный объем нефти и график выполаживается, а при достижении объемов прокачки 3–3,5 от объема порового пространства появляется прямой участок, означающий прекращение вытеснения нефти.

Таблица 1

ПРИМЕР РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ НА ОБРАЗЦАХ КЕРНА ПЕРВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

№ образца	Диаметр образца, см	Длина образца, см	Пористость, %	Проницаемость по воздуху, 10^{-3} мкм ²	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	$K_{\text{вт.}}$, доли ед.
1	10,16	10,12	20,20	33,844	0,100	0,442	0,509
2	9,67	9,45	26,65	45,103	0,092	0,392	0,568
3	9,23	9,53	28,97	443,993	0,060	0,288	0,694

Таблица 2

ПРИМЕР РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ ВОДОЙ НА ОБРАЗЦАХ КЕРНА ВТОРОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

№ образца	Диаметр образца, см	Длина образца, см	Пористость, %	Проницаемость по воздуху, 10^{-3} мкм ²	Остаточная водонасыщенность, доли ед.	Остаточная нефтенасыщенность, доли ед.	$K_{\text{вт.}}$, доли ед.
1	10,19	9,98	17,08	37,3354	0,171	0,471	0,432
2	8,85	10,00	17,33	49,4478	0,281	0,391	0,456

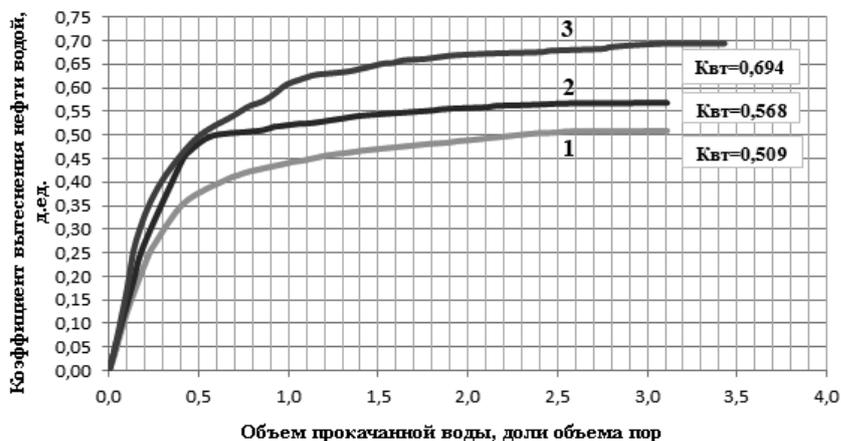


Рис. 3. Сравнение динамики вытеснения нефти водой на образцах полно-размерного керна первого месторождения

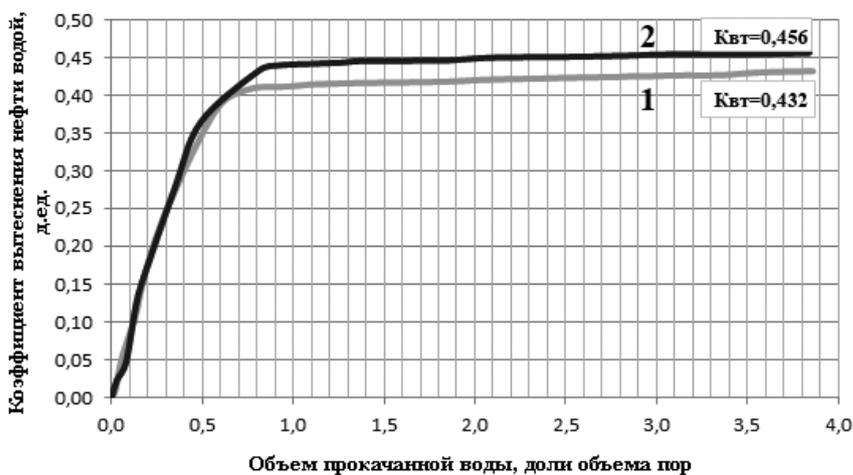


Рис. 4. Сравнение динамики вытеснения нефти водой на образцах полноразмерного керна второго месторождения

В целом по разрезу исследованные образцы 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 – $8,87...443,99 \cdot 10^{-3}$ мкм² при среднем значении $68,25 \cdot 10^{-3}$ мкм²;

– проницаемость по воде в пластовых условиях – $17,30...314,42 \cdot 10^{-3}$ мкм², среднее значение – $101,85 \cdot 10^{-3}$ мкм²;

– проницаемость по воде в пластовых условиях при остаточной нефтенасыщенности – $1,60...65,02 \cdot 10^{-3}$ мкм², среднее значение – $19,73 \cdot 10^{-3}$ мкм²;

– остаточная водонасыщенность – 3,0... 15,0 %, среднее значение – 9,35 %;

– остаточная нефтенасыщенность – 28,0... 62,0 %, среднее значение – 45,0 %.

Образцы по второму месторождению (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 – $< 0,87... 49,4510^{-3}$ мкм² при среднем значении $4,9510^{-3}$ мкм²;

– остаточная нефтенасыщенность – 32,5 – 47,1 %, среднее значение – 40,0 %.

Выводы. По результатам исследований, проведенных на образцах полноразмерного

керн, можно сделать заключение о закономерностях изменения коэффициента вытеснения нефти водой и остаточной нефтенасыщенности в зависимости от фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов: с увеличением пористости и проницаемости образцов увеличивается коэффициент вытеснения нефти водой и снижается значение остаточной нефтенасыщенности. Для исключения анизотропии среды и получения достоверных данных дополнительно были выпилены образцы диаметром 67 мм параллельно напластованию. Характер графиков вытеснения нефти водой, закономерность их изменения, а также значения коэффициентов вытеснения нефти водой, полученные на образцах полноразмерного керн диаметром 100 мм и образцах 67 мм, аналогичны, что позволяет сделать вывод об однородности пород исследуемого интервала и минимальной анизотропии среды.

Список литературы

1. Быков Н.Е., Максимов М.И., Фурсов А.Я. Справочник по нефтепромысловой геологии. М., 1981. 525 с.
2. Кошляк В.А. Изучение нефтеотдачи пластов методами промысловой разведки. М., 1980. 193 с.
3. Ханин А.А. Породы-коллекторы нефти и газа и их изучение. М., 1969.
4. ГОСТ 26450.0-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. Общие требования к отбору и подготовке проб для определения коллекторских свойств. Введ. 1985.02.27. М., 1985.
5. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. Введ. 1987.01.01. М., 1986.

References

1. Bykov N.E., Maksimov M.I., Fursov A.Ya. *Spravochnik po neftepromyslovoy geologii* [Guide of Oil-Field Geology]. Moscow, 1981. 525 p.
2. Koshlyak V.A. *Izuchenie nefteotdachi plastov metodami promyslovoy razvedki* [The Study of Oil Recovery Factors by Field Research Methods]. Moscow, 1980. 193 p.
3. Khanin A.A. *Porody-kollektory nefiti i gaza i ikh izuchenie* [Oil and Gas Reservoir Rocks and Their Study]. Moscow, 1969.
4. *GOST 26450.0-85. Porody gornye. Metody opredeleniya kollektorskich svoystv. Obshchie trebovaniya k otboru i podgotovke prob dlya opredeleniya kollektorskich svoystv* [State Standard 26450.0-85. Rocks. Methods for Determination of Reservoir Properties. Terms of Reference for Sampling and Samples Preparation for the Determination of Reservoir Properties]. Moscow, 1985.
5. *OST 39-195-86. Nefi'. Metod opredeleniya koeffitsienta vytesneniya nefiti vodoy v laboratornykh usloviyakh* [Industrial Standard 39-195-86. Oil. Method of Determining the Water-Oil Displacement Efficiency in Laboratory Conditions]. Moscow, 1986.

Yur'ev Aleksandr Vyacheslavovich

Institute of Oil and Gas, Northern (Arctic) Federal University
named after M.V. Lomonosov (Arkhangelsk, Russia)

Shulev Vyacheslav Evgen'evich

Institute of Oil and Gas, Northern (Arctic) Federal University
named after M.V. Lomonosov (Arkhangelsk, Russia)

DETERMINATION OF WATER-OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY ON THE WHOLE CORE SAMPLES

Laboratory studies of rock samples composing productive reservoirs have an important role in the reservoir and production engineering. Qualitative investigations can reduce the risks in the initial stages and predict the extent and rate of hydrocarbon production.

The paper discusses the methodology and results of the determination of water-oil displacement efficiency on the whole core samples caught in the fields of Western Siberian oil and gas province.

Determination of water-oil displacement efficiency is very important since a displacement factor is directly related to oil content and essential to the formation evaluation and determination of the oil recovery factor. The studies of reservoir parameters were carried out on the whole core samples, which are the most representative models of the field and reduce the risk of mistake because of the immensity influence and the presence of heterogeneities in the rock volume. To exclude the anisotropy the core samples of smaller diameter sawed parallel to bedding were studied.

As a result of the studies of core samples of two deposits undertook at the modern laboratory equipment we have come to the conclusion about the regular changes of water-oil displacement efficiency and SORW in relation to the reservoir parameters of reservoir rocks. In addition, the similarity of the graphical charts of water-oil displacement on the samples of different sizes allows deducing an inference about the samples homogeneity and strongly marked anisotropy absence. The research result monitoring is a distinguishing feature of this paper and can be used in the future as one of the ways of the objectivity control procedure of research results, especially in cases of alleged high anisotropy.

The data obtained as part of the study will be used in the reserve calculation and reservoir and production engineering.

Keywords: *water-oil displacement, Western Siberia, whole core, reservoir parameters.*

Контактная информация:

Юрьев Александр Вячеславович

адрес: 163002, г. Архангельск, наб. Северной Двины, д. 14;

e-mail: a.yurjev@narfu.ru

Шулев Вячеслав Евгеньевич

адрес: 163002, г. Архангельск, наб. Северной Двины, д. 14;

e-mail: v.shulev@narfu.ru