

ВЛИЯНИЕ СМАЧИВАЕМОСТИ НА КОЭФФИЦИЕНТ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, А.М. Мошева,
С.В. Мелехин*, Д.Б. Чижов*

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия,
*Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПинефть» в г. Перми,
Пермь, Россия

Коэффициент вытеснения нефти водой используется при подсчете извлекаемых запасов и создании проектных документов на разработку месторождений углеводородов. Наиболее представительными методами определения коэффициента вытеснения нефти являются прямые лабораторные исследования на керне, поэтому необходимо повышать достоверность получаемых результатов таких исследований.

Рассматривается влияние смачиваемости порового пространства на вытеснение нефти водой. Смачиваемость может значительно влиять на количество нефти, которое можно извлечь из порового пространства. Так, при вытеснении нефти из гидрофильного пласта она теряет сплошность и распадается на отдельные капли, которые выносятся непрерывным потоком воды, к тому же гидрофильность поверхности пор способствует лучшему отмыву нефти от поверхности поровых каналов. Поскольку эффекты смачиваемости проявляются как в масштабе пор, так и в масштабе всего пласта, они могут существенно влиять на нефтеотдачу.

Регламентирующий определение коэффициента вытеснения нефти водой ОСТ 39-195–86¹ обязывает экстрагировать образцы горной породы перед исследованием. Экстракция, т.е. очистка порового пространства различными растворителями, может привести к изменению смачиваемости порового пространства, что отразится на нефтеизвлечении.

Описывается физика процесса вытеснения нефти водой в лабораторных условиях, обсуждаются химические и физические основы смачивания. Основной упор делается на влиянии свойств поверхности пород на коэффициент вытеснения нефти водой.

Кратко описываются методы измерений и приводятся примеры исследования карбонатных отложений.

Ключевые слова: керн, лабораторные исследования, карбонатные отложения, смачиваемость, экстракция, коэффициент вытеснения, нефть, остаточная нефтенасыщенность, моделирование пластовых условий.

INFLUENCE OF WETTABILITY ON OIL DISPLACEMENT EFFICIENCY

G.P. Xizhnyak, A.M. Amirov, A.M. Mosheva,
S.V. Melexin*, D.B. Chizhov*

Perm national research polytechnic university, Perm, Russia,
*Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPIneft” in Perm, Perm, Russia

Coefficient of oil displacement by water is used in the calculation of recoverable reserves and creating the design documents for the development of hydrocarbon fields. Most representative methods definiteness of oil displacement efficiency are direct laboratory studies on a core, so it is necessary to improve the reliability of the results of such research.

The influence of wettability on the pore space water-oil displacement is examined. Wettability can significantly affect the amount of oil that can be extracted from the pore space. So, when oil is displaced from a hydrophilic layer, it loses its continuity and breaks into drops which are taken out continuous flow of water to the same hydrophilic pore surface promotes better launder oil from the surface of the pore channels. As the wettability effects are manifested as a pore scale and the scale of the entire reservoir, they can significantly affect the oil recovery.

Regulatory definition of oil displacement efficiency water OST 39-195-86 requires extracting rock samples prior to assay. Extraction, i.e. cleaning of pore space with different solvents may lead to changes in the wettability of the pore space, which will affect the oil recovery.

Physics of the oil displacement by water in the laboratory are described, the chemical and physical basis of wetting are discussed. The focus is on the impact properties of the surface rocks on the water-oil displacement efficiency.

The methods of measurement and provides examples of studies of carbonate sediments are briefly described.

Keywords: core, laboratory tests, carbonate deposits, wettability, extraction, displacement factor, oil, residual oil saturation, reservoir simulation conditions.

¹ ОСТ 39-195–86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. Взамен ОСТ 39-070–78. Введ. 01.01.87.

Введение

Смачиваемость – поверхностное явление, заключающееся во взаимодействии жидкости с поверхностью горной породы. Смачиваемость может оказывать влияние на количество извлекаемой из порового пространства нефти [1, 2]. Нефть, вытесняемая из гидрофобного пласта или пласта со смешанной смачиваемостью, остается на поверхности пор и в мелких поровых каналах, препятствуя движению и проникновению воды в крупные поры за счет значительных капиллярных сил [3].

Смачиваемость не описывает состояние насыщения, она указывает на предрасположенность горной породы смачиваться определенной жидкостью при условии, что эта жидкость присутствует [4].

Гидрофильную породу можно очистить, высушить и полностью насытить алканом, но поверхность пор в этой породе так и останется преимущественно смачиваемой водой. Это легко увидеть, опустив фрагмент такой «нефтенасыщенной», но гидрофильной породы в воду. Он самопроизвольно вберет в себя большое количество воды, нефть же будет вытеснена [5].

Пласт – это сложная структура, характеризующаяся разнообразным минеральным составом. Разные минералы могут обладать смачиваемостью различных типов. Как правило, основные минералы пород пласта – это кварцы, известняки и доломиты, которые до миграции в них нефти являются гидрофобными. При формировании залежей нефти происходило изменение смачиваемости порового пространства. Так, поверхности пор, ранее контактировавшие с нефтью, оказались гидрофобными, а не контактировавшие – гидрофильными.

Исходная смачиваемость пласта и смачиваемость, изменившаяся в результате миграции углеводородов, влияют на начальное распределение водонефтенасыщенности в пласте и на динамику его разработки [6].

На смачиваемость поверхности горной породы влияют компоненты нефти, химические свойства рассолов и условия на поверхности минералов, температура, давление и история формирования насыщения.

Главная причина изменения смачиваемости естественно гидрофильной поверхности – состав нефти, поскольку все компоненты, изменяющие смачиваемость, сосредоточены в нефтяной фазе. Такими компонентами являются полярные соединения, содержащиеся в смолах и асфальтенах, которые одновременно обладают и гидрофильными, и гидрофобными характеристиками.

К сожалению, смачиваемость керна может измениться на любом этапе его транспортировки в лабораторию даже при принятии мер по ее сохранению в исходном состоянии. Керна может загрязниться буровым раствором. Во время его подъема происходит изменение температуры и давления, что может привести к изменению флюидного состава и осаждению асфальтенов и парафинов на стенках пор. Под воздействием кислорода может измениться химический состав сырой нефти, в результате чего могут выпасть различные отложения (АСПО).

Определение смачиваемости пород-коллекторов

В отечественной нефтяной промышленности изучение смачиваемости пород-коллекторов регламентировано ОСТ 39-180–85², позволяющим определить интегральный показатель смачиваемости M методами капиллярного впитывания и центрифугирования по отношению объема воды V_k , поступившей в образец в результате капиллярной пропитки, к объему воды $V_{к+ц}$, поступившей в образец суммарно в результате

² ОСТ 39-180–85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. Введ. 01.07.85.

капиллярной пропитки и центрифугирования.

Продолжительное использование метода в лабораторной практике позволило выявить у него ряд существенных недостатков. Одним из них является неустойчивость используемого при расчетах значения массы извлеченного из центрифуги с керосином образца в дистиллированной воде. Вследствие эффекта капиллярной пропитки этот вес «плывет», чем в процесс измерения вносится субъективный фактор, и только практик с большим опытом может с определенной долей точности зафиксировать этот вес.

Еще одним фактором, негативно отражающимся на точности определения показателя смачиваемости, является моделирование остаточной водонасыщенности (ОВ) в образцах пористой среды при неизменных условиях центрифугирования. Необходимость учета коллекторских свойств образцов, в частности проницаемости, при выборе режимов центрифугирования для создания в образцах остаточной водонасыщенности хорошо известна [7].

Определение показателя смачиваемости в присутствии остаточной воды зависит от состава и количества остаточной воды в поровом объеме, т.е. возникает необходимость строго и воспроизводимо моделировать ОВ, обеспечивая ее близость к пластовой начальной водонасыщенности. Существенным моментом является также контроль равенства суммы объемов остаточной воды и керосина при донасыщении образца керосином первоначально определенному поровому объему образца.

Известно, что величина остаточной водонасыщенности зависит как от структуры порового пространства образца пористой среды, так и от его смачиваемости. В связи с этим отметим возможность изучения смачиваемости поверхности без вносящей дополнительные погрешности процедуры моделирования ОВ.

Разработанный в ООО ПермНИПИ-нефть способ определения смачиваемости пористых материалов [8, 9], основанный на использовании стабильных, неизменяемых во времени параметров, лишен указанных выше недостатков. При сохранении общих требований к объекту испытания, аппаратуре, реактивам и материалам, подготовке образца, регламентируемых ОСТ 39-180-85, проведение испытаний осуществляется следующим образом:

1. Определяется масса проэкстрагированного и высушенного до постоянного веса образца.

2. Образец насыщается керосином под вакуумом. Режим насыщения образцов под вакуумом соответствует требованиям процесса насыщения при определении пористости³.

3. Определяют на аналитических весах массу образца в воздухе и керосине.

4. Насыщенный керосином образец помещают в дистиллированную воду на 20 ч.

5. Определяют на аналитических весах массу образца в дистиллированной воде.

6. Помещают образец в центрифужный стакан с дистиллированной водой и центрифугируют его в течение 30 мин.

7. После центрифугирования определяют на аналитических весах массу образца в дистиллированной воде.

Обработка результатов испытания. Приняты следующие обозначения: P_1 – вес проэкстрагированного и высушенного до постоянного веса образца в воздухе, г; P_2 – вес образца, насыщенного керосином под вакуумом, в воздухе, г; P_3 – вес образца, насыщенного керосином под вакуумом, в керосине, г; P_4 – вес в воде образца после 20-часовой капиллярной пропитки в воде, г; P_5 – вес в воде образца после капиллярной пропитки и цен-

³ ГОСТ 26450.1-85. Породы горные. Метод определения открытой пористости жидкостенасыщением. Введ. 01.07.86.

трифугирования в воде, ρ_k – плотность керосина, г/см^3 ; ρ_v – плотность воды, г/см^3 .

Объем пор $V_{\text{пор}}$ образца, насыщенного керосином, определяется по формуле

$$V_{\text{пор}} = \frac{P_2 - P_1}{\rho_k}.$$

Вес P_3 складывается из следующих составляющих: вес сухого образца P_1 **плюс** вес керосина $P_{\text{кер}}$ в порах образца **минус**, согласно закону Архимеда, вес керосина, объем которого равен объему образца $V_{\text{обр}}$:

$$P_3 = P_1 + P_{\text{кер}} - V_{\text{обр}} \cdot \rho_k = P_1 + (P_2 - P_1) - V_{\text{обр}} \cdot \rho_k = P_2 - V_{\text{обр}} \cdot \rho_k,$$

откуда объем образца

$$V_{\text{обр}} = \frac{P_2 - P_3}{\rho_k}.$$

Обозначим через V_k объем воды, поступивший в образец в результате капиллярной пропитки. Вес P_4 можно записать в виде

$$P_4 = P_1 + (P_2 - P_1) - V_{\text{обр}} \cdot \rho_v - V_k \cdot \rho_k + V_k \cdot \rho_v = P_2 - V_{\text{обр}} \cdot \rho_v + V_k(\rho_v - \rho_k),$$

отсюда

$$V_k = \frac{P_4 - P_2 + V_{\text{обр}}\rho_v}{\rho_v - \rho_k}.$$

Обозначим $V_{k+ц}$ объем воды, поступивший в образец в результате капиллярной пропитки и центрифугирования. Вес P_5 записывается в виде

$$P_5 = P_1 + (P_2 - P_1) - V_{\text{обр}} \cdot \rho_v - V_{k+ц} \cdot \rho_k + V_{k+ц} \cdot \rho_v = P_2 - V_{\text{обр}} \cdot \rho_v + V_{k+ц}(\rho_v - \rho_k),$$

и в результате

$$V_{k+ц} = \frac{P_5 - P_2 + V_{\text{обр}}\rho_v}{\rho_v - \rho_k}.$$

Показатель смачиваемости M определяется согласно ОСТ 39-180–85 как отношение V_k к $V_{k+ц}$:

$$M = \frac{V_k}{V_{k+ц}}.$$

Влияние экстракции на смачиваемость

Для анализа влияния стандартной экстракции с применением спирто-бензольных смесей на поверхностные свойства пород были исследованы показатели смачиваемости на образцах керна до экстракции (с естественной насыщенностью) и после экстракции. Определение смачиваемости выполнено методом капиллярного впитывания и центрифугирования по ОСТ 39-180–85.

Объектом исследования были карбонатные образцы двух месторождений Тимано-Печерской провинции. Для первого месторождения образцы представлены двумя литотипами: баундстоуны – породы, в которых первичные компоненты были связаны между собой в процессе осаждения, и грейнстоуны – породы, первичные компоненты которых не были связаны между собой в процессе осаждения.

Соотношение абсолютной газопроницаемости с открытой пористостью для обоих литотипов описывается единой зависимостью (рис. 1), однако разброс точек для грейнстоунов больше, что свидетельствует об усложнении структуры пустотного пространства.

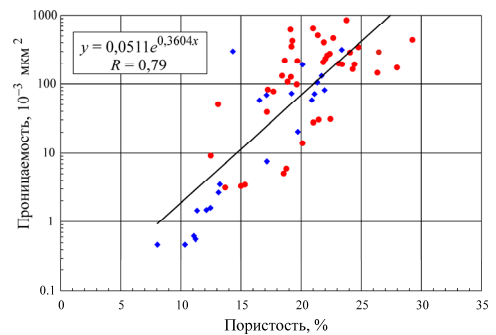


Рис. 1. Сопоставление открытой пористости и проницаемости: \blacklozenge – баундстоуны; \bullet – грейнстоуны

Результаты определения показателя смачиваемости изученных образцов до и после экстракции свидетельствуют о том, что наблюдается разнонаправлен-

ное изменение поверхностных свойств пород (рис. 2). Образцы условно можно разделить на две группы. Для первой группы показатель смачиваемости изменился незначительно, для второй наблюдается филазация порового пространства.

Образцы второго месторождения подразделялись на две группы – с преимущественным преобладанием кальцита и с преимущественным преобладанием доломита (рис. 3). Для большинства образцов, представленных кальцитом, произошла фобизация порового пространства. Смачиваемость доломитов, напротив, практически не изменилась.

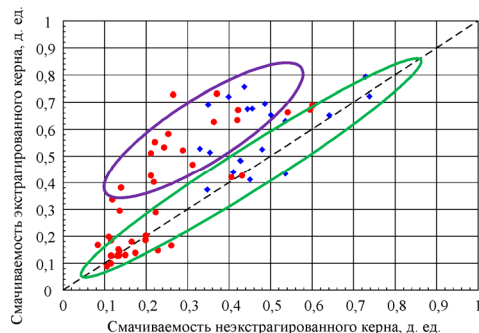


Рис. 2. Сопоставление результатов определения смачиваемости образцов стандартного размера до и после экстракции для баундстоунов и грейнстоунов (см. рис. 1)

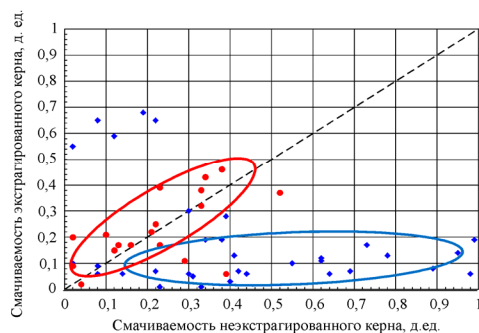


Рис. 3. Сопоставление результатов определения смачиваемости образцов стандартного размера до и после экстракции для кальцитов и доломитов:
♦ – кальциты; ● – доломиты

Влияние поверхностных свойств горных пород на коэффициент вытеснения нефти водой

Коэффициент вытеснения нефти – важнейшая характеристика пласта. Значение коэффициента вытеснения входит в основную формулу подсчета извлекаемых запасов нефти и влияет на выбор оптимального способа разработки месторождения. Изменение коэффициента вытеснения нефти связано с эффективностью применения различных методов интенсификации добычи.

Наиболее часто для определения коэффициента вытеснения нефти проводятся прямые лабораторные исследования на керне [10, 11]. Достоверность полученных результатов напрямую зависит от приближения параметров керна к реальным условиям пласта. Основными факторами, влияющими на достоверность определения коэффициента вытеснения, являются:

- условия проведения эксперимента (моделирование пластовой температуры, пластового давления и скорости фильтрации, сопоставимой со скоростью движения флюидов в пласте);
- используемые флюиды (пластовые воды и нефти);
- используемый керн (проведение исследования на кернах из материала рассматриваемого месторождения);
- масштабный фактор (использование в качестве объекта исследования керна с сохранением при выбуривании диаметром);
- моделирование поверхностных свойств, соответствующих условиям залегания пород объекта исследования.

В настоящее время при определении коэффициента вытеснения нефти водой учитываются почти все перечисленные факторы. Исключение составляет соответствие поверхностных свойств модели пласта реальным условиям залегания залежи. Существующий ОСТ 39-195-86 на проведение исследований по опре-

делению коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях не предполагает восстановление смачиваемости поверхности порового пространства.

Как показали результаты лабораторных исследований, экстракция оказывает разнонаправленное действие на поверхностные свойства образцов керн. Данный факт необходимо учитывать при проведении исследований по определению коэффициента вытеснения нефти водой. Существуют два направления в практике учета поверхностных свойств пласта при проведении лабораторных исследований на керне:

1. Метод сохранения смачиваемости (исследования на неэкстрагированном керне, «мягкая» экстракция).

2. Метод восстановления поверхностных свойств («старение керн»).

Наиболее простым и менее трудоемким является проведение исследований на неэкстрагированном керне.

В рамках данной работы были проведены сравнительные лабораторные исследования по определению коэффициента вытеснения на составных моделях пласта до и после экстракции.

Коэффициенты вытеснения нефти водой определены на шести составных моделях диаметром 30 мм. Первоначально исследования проведены на образцах неэкстрагированного керн, затем эти образцы были проэкстрагированы и исследования проведены повторно.

Исследования в соответствии с ОСТ 39-195–86 проводили в следующей последовательности:

– образцы неэкстрагированного керн насыщали неполярным керосином под вакуумом;

– образцы взвешивали и рассчитывали объем керосина в образце;

– образцы помещали в кернодержатель фильтрационной установки, где создавались термобарические условия, соответствующие пластовым, и оставляли на 3 ч для стабилизации;

– через модель прокачивали керосин в количестве трех объемов пор при постоянном расходе 0,05 см³/мин, определялась проницаемость по керосину;

– далее прокачивали модель нефти при пластовой температуре и постоянном расходе 0,05 см³/мин в количестве не менее пяти объемов пор, определяли проницаемость модели по нефти;

– выдерживали модель пласта при термобарических условиях в течение 24 ч.

После выдержки нефть вытесняли моделью пластовой воды с постоянным расходом 0,05 см³/мин. Вытеснение продолжали до полного обводнения жидкости на выходе из кернодержателя. Нефть на выходе поступала в бюретку высокого давления. В процессе вытеснения фиксировали объем прокачанной воды и объем вышедшей нефти.

Далее образцы керн экстрагировались. Определялась пористость образцов методом жидконасыщения⁴ и газопроницаемость⁵. После этого на образцах керн моделировалась остаточная водонасыщенность методом полупроницаемой мембраны [12–15] при давлении 1,2 МПа. Далее образцы донасыщали под вакуумом керосином с последующим замещением керосина нефтью в фильтрационной установке.

Эксперимент по вытеснению нефти водой проводили в той же последовательности, что на неэкстрагированном керне.

По окончании опыта образцы керн помещались в аппараты Закса ЛП-4. В аппарате из образца отгоняется вся вода, объем которой равен сумме объемов остаточной воды и вытесненной из образца нефти. Таким образом проводится контрольное определение коэффициента вытеснения.

⁴ ГОСТ 26450.1–85. Породы горные. Метод определения открытой пористости жидкостенасыщением. Введ. 01.07.86.

⁵ ГОСТ 26450.2–85. Породы горные. Метод определения коэффициента абсолютной газопроницаемости при стационарной и нестационарной фильтрации. Введ. 01.07.86.

В эксперименте использовалась изовязкозная модель нефти, приготовленная из устьевой пробы и доведенная до требуемой вязкости керосином, при этом объемная доля керосина не превысила 30 % от общего объема модели. Термобарические условия проведения исследований соответствовали условиям залегающей рассматриваемой залежи.

Сопоставление коэффициентов остаточной нефтенасыщенности для моделей пласта до и после экстракции представлено на рис. 4.

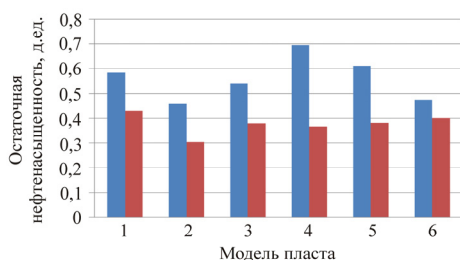


Рис. 4. Сопоставление коэффициентов остаточной нефтенасыщенности моделей пласта из экстрагированного и неэкстрагированного керна: ■ – до экстракции; ■ – после экстракции

Исследования показали более высокие значения остаточной нефтенасыщенности при вытеснении нефти из неэкстрагированного керна. Это объясняется тем, что нефть, содержащаяся в породе после подъема керна на поверхность и длительного хранения, теряет большую часть легких углеводородов, происходит процесс окисления нефти. Также ввиду испарения минерализованной пластовой воды происходит выпадение кристаллов солей в поровом пространстве.

Перечисленные факторы приводят к резкому увеличению вязкости нефти, закупорке мелких поровых каналов из-за образования капиллярно-защемленной нефти и, как следствие, снижению динамической пористости. Прокатка через образцы значительных объемов нефти при пластовой температуре не привела к полному растворению этой окисленной высоковязкой нефти

и отмыву ее с поверхности поровых каналов.

При вытеснении нефти из неэкстрагированных образцов вода из-за значительных капиллярных сил не способна проникать в мелкие поры, что препятствует вытеснению содержащейся в них нефти.

Экстракция образцов позволяет полностью удалить остатки нефти из порового пространства. Последующее распределение остаточной воды и нефти при создании начальной нефтенасыщенности происходит более равномерно без образования застойных зон и капиллярно-защемленной фазы. Прокатка через модель пласта воды позволяет вытеснить большую, по сравнению с неэкстрагированным кернам, долю нефти.

Свидетельством снижения динамической пористости неэкстрагированного керна является сопоставление фазовой проницаемости моделей пласта по нефти до и после экстракции (рис. 5). Проницаемость экстрагированного керна выше проницаемости неэкстрагированного, что свидетельствует о заниженных значениях динамической пористости неэкстрагированного керна вследствие закупорки части мелких каналов окисленной нефтью.

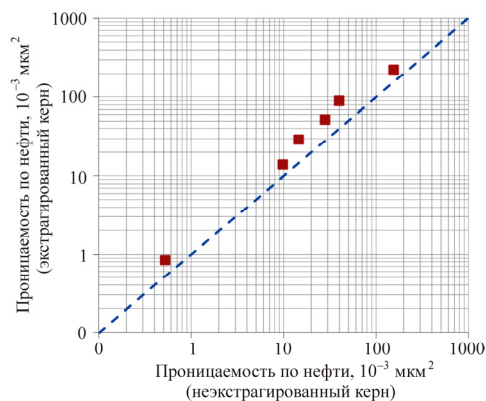


Рис. 5. Соотношение проницаемости по нефти до и после экстракции

Как показали исследования, использование неэкстрагированного керна в экс-

периментах по вытеснению нефти приводит к снижению динамической пористости и коэффициента вытеснения нефти водой, а следовательно, к повышению остаточной нефтенасыщенности.

Таким образом, исследования на неэкстрагированном керне не позволяют повысить достоверность определения коэффициента вытеснения. Для воссоздания поверхностных свойств модели, близких к естественным условиям залегания, следует применять методы экстракции, не влияющие на смачиваемость («мягкую» экстракцию) или метод восстановления смачиваемости («старение керна»).

Мягкая экстракция представляет собой метод очистки порового пространства от нефти с применением растворителей, не влияющих на поверхностные свойства породы (гептан, алкан и др.), с последующей прокачкой через образцы низкоминерализованной воды (содержание солей менее 1 г/л) для удаления солей.

«Старение керна» является методом восстановления поверхностных свойств образцов породы после экстракции. Он заключается в длительной выдержке модели пласта, насыщенной нефтью, в термобарических условиях, соответствующих условиям залегания пород, с периодической прокачкой новой порции нефти в прямом и обратном направлении. Длительность такой подготовки занимает от нескольких недель до нескольких меся-

цев в зависимости от свойств нефти, минералогического состава пород, фильтрационно-емкостных свойств.

Результаты проведенных экспериментов также показывают, что экстракция не во всех случаях меняет поверхностные свойства, а следовательно, не всегда требуется проводить трудоемкие и длительные мероприятия для сохранения или восстановления смачиваемости при подготовке к экспериментам по вытеснению нефти.

Заключение

При проведении исследований по определению коэффициента вытеснения нефти водой необходимо учитывать возможное изменение поверхностных свойств керна с момента его отбора из скважины до подготовки к исследованиям.

Экстракция может изменить свойства поверхности горных пород как в сторону фобизации поверхности, так и в сторону филазации.

Исследования на неэкстрагированном керне приводят к занижению коэффициента вытеснения и завышению остаточной нефтенасыщенности.

Для приближения поверхностных свойств модели пласта к условиям залегания пород необходимо применять метод сохранения смачиваемости («мягкая» экстракция) или метод восстановления смачиваемости («старение керна»).

Список литературы

1. Morrow N.R. Wettability and Its Effect in Oil Recovery // *Journal of Petroleum Technology*. – 1990. – Vol. 42, № 12. – P. 1476–1484.
2. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 6: The Effects of Wettability on Water Flooding // *Journal of Petroleum Technology*. – 1987. – Vol. 39. – P. 1605–1622.
3. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 4: Effects of Wettability Capillary Pressure // *Journal of Petroleum Technology*. – 1987. – Vol. 39. – P. 1283–1300.
4. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability // *Journal of Petroleum Technology*. – 1986. – Vol. 38. – P. 1125–1144.
5. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 2: Wettability on Measurement // *Journal of Petroleum Technology*. – 1986. – Vol. 38. – P. 1246–1262.
6. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 5: The Effects of Wettability on Relative Permeability // *Journal of Petroleum Technology*. – 1987. – Vol. 39. – P. 1453–1468.
7. Тульбович Б.И. Петрофизическое обеспечение эффективного извлечения углеводородов. – М.: Недра, 1990. – 186 с.

8. Хижняк Г.П. К вопросу определения смачиваемости пород-коллекторов // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 2002. – № 8. – С. 44–47.

9. Пат 2216723 Российская Федерация, МПК G01N13/00, G01N13/02. Способ определения смачиваемости пористых материалов / Хижняк Г.П.; заявитель ООО «ПермНИПИнефть», патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – № 2002114555/28; заявл. 03.06.2002; опубл. 20.11.2003, Бюл. № 32.

10. Хижняк Г.П., Распопов А.В., Ефимов А.А. Методические подходы при обосновании коэффициента вытеснения нефти в различных геолого-физических условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 10. – С. 32–35.

11. Применение биополимера БП-92 при лабораторном определении коэффициента нефтевытеснения турнейских отложений Аптугайского месторождения / Г.П. Хижняк, И.А. Татаринов, А.В. Спасибко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. – № 1. – С. 50–54.

12. Тульбович Б.И. Коллекторские свойства и химия поверхности продуктивных пород. – Пермь: Кн. изд-во, 1975. – 196 с.

13. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 199 с.

14. Гиматудинов Ш.К. Физика нефтяного и газового пласта. – М.: Недра, 1971. – 309 с.

15. Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. Физика нефтяного пласта. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 571 с.

References

1. Morrow N.R. Wettability and Its Effect in Oil Recovery. *Journal of Petroleum Technology*, 1990, vol. 42, no. 12, pp. 1476–1484.

2. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 6. The Effects of Wettability on Water Flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, vol. 39, pp. 1605–1622.

3. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 4. Effects of Wettability Capillary Pressure. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, vol. 39, pp. 1283–1300.

4. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 1. Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. *Journal of Petroleum Technology*, 1986, vol. 38, pp. 1125–1144.

5. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 2. Wettability on Measurement, *Journal of Petroleum Technology*, 1986, Vol. 38, pp. 1246–1262.

6. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 5. The Effects of Wettability on Relative Permeability. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, vol. 39, pp. 1453–1468.

7. Tul'bovich B.I. Petrofizicheskoe obespechenie effektivnogo izvlecheniya uglevodorodov [Petroleum physical ensure of hydrocarbons effective recovery]. Moscow: Nedra, 1990. 186 p.

8. Xizhnyak G.P. K voprosu opredeleniya smachivaemosti porod-kollektorov [On the determination of the wettability of reservoir rocks]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyx mestorozhdenij*, 2002, no. 8, pp. 44–47.

9. Xizhnyak G.P. Sposob opredeleniya smachivaemosti poristykh materialov [A method of determining the wettability of porous materials]. *Patent RF No. 2216723*, 2003.

10. Xizhnyak G.P., Raspopov A.V., Efimov A.A. Metodicheskie podxody pri obosnovanii koeffitsienta vytesneniya nefiti v razlichnykh geologo-fizicheskix usloviyax [Methodological approaches in the justification of oil displacement efficiency in various geological and physical conditions]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyx i gazovykh mestorozhdenij*, 2009, no. 10, pp. 32–35.

11. Xizhnyak G.P., Tatarinov I.A., Spasibko A.V. Primenenie biopolimera BP-92 pri laboratornom opredelenii koeffitsienta neftevytesneniya turnejskix otlozhenij Aptugajskogo mestorozhdeniya [Application of biopolymer BP-92 in the laboratory determination of the oil displacement coefficient of Tournaisian deposits of Aptugayskoe field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanyx i gazovykh mestorozhdenij*, 2007, no. 1, pp. 50–54.

12. Tul'bovich B.I. Kollektorskie svoystva i khimiya poverkhnosti produktivnykh porod [Reservoir properties and surface chemistry of the productive rocks]. Perm: Knizhnoe izdatel'stvo, 1975. 196 p.

13. Tul'bovich B.I. Metody izucheniya porod-kollektorov nefiti i gaza [Methods of study oil and gas reservoir rocks]. Moscow: Nedra, 1979. 199 p.

14. Gimatudinov Sh.K. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta [Physics of oil and gas reservoir]. Moscow: Nedra, 1971. 309 p.

15. Amiks D., Bass D., Uajting R. Fizika neftyanogo plasta [Physics of oil reservoir]. Moscow: Gostop-texizdat, 1962. 571 p.

Об авторах

Хижняк Григорий Петрович (Пермь, Россия) – доктор технических наук, заведующий кафедрой нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета, (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: xgp@pstu.ru).

Амиров Алексей Маратович (Пермь, Россия) – аспирант кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: amirov.am@mail.ru).

Мошева Александра Михайловна (Пермь, Россия) – инженер Научно-исследовательского проектного предприятия по природоохранной деятельности ООО «Недра», аспирант кафедры нефтегазовых технологий (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: callia_mollieba@mail.ru).

Мелехин Сергей Викторович (Пермь, Россия) – начальник отдела исследований методов ПНП на керне Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29; e-mail: Sergey.Melekhin@pnn.lukoil.com).

Чижов Денис Борисович (Пермь, Россия) – заведующий лабораторией физико-гидродинамических исследований отдела исследований методов ПНП на керне Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (614066, г. Пермь, ул. Советской Армии, 29; e-mail: Denis.Chizhov@pnn.lukoil.com).

About the authors

Xizhnyak Grigorij Petrovich (Perm, Russia) – doctor of technical science, head of oil and gas technologies department, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskiy ave., 29; e-mail: xgp@pstu.ru).

Amirov Aleksej Maratovich (Perm, Russia) – postgraduate of oil and gas technologies department, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskiy ave., 29; e-mail: amirov.am@mail.ru).

Mosheva Aleksandra Mixajlovna (Perm, Russia) – engineer of Scientific research project enterprise for environmental activity LLC «Nedra», postgraduate of oil and gas technologies department, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolskiy ave., 29; e-mail: callia_mollieba@mail.ru).

Melexin Sergej Viktorovich (Perm, Russia) – head of the EOR methods on the core research department of Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPIneft” in Perm (614066, Perm, Soveckoj Armii st., 29; e-mail: Sergey.Melekhin@pnn.lukoil.com).

Chizhov Denis Borisovich (Perm, Russia) – head of the laboratory of physics and hydrodynamic studies of EOR methods on the core research department of Branch of LLC “LUKOIL-Engineering” “PermNIPIneft” in Perm (614066, Perm, Soveckoj Armii st., 29; e-mail: Denis.Chizhov@pnn.lukoil.com).

Получено 28.02.2013