РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.72

© Злобин А.А., Эбзеева О.Р., 2013

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ИЗМЕНЕНИЯ СМАЧИВАЕМОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ПО ЛАБОРАТОРНЫМ ДАННЫМ

А.А. Злобин, О.Р. Эбзеева

Пермский национальный исследовательский
политехнический университет, Пермь, Россия

По данным лабораторных исследований керна (4000 образцов) проведен комплексный анализ изменения показателя смачиваемости поверхности продуктивных пород-коллекторов, принадлежащих 55 нефтяным месторождениям Пермского края. Установлено, что средняя смачиваемость продуктивных пород составляет 0,271 д.ед., что характеризует их как преимущественно гидрофобные системы. Сравнение терригенных и карбонатных отложений показывает, что первые обладают более высокими значениями показателя смачиваемости за счет высокой исходной гидрофильности песчано-алевритовых пород. По данным анализа керна проведено 3D-моделирование изменения смачиваемости терригенных и карбонатных пород по площади пять основных крупных тектонических структур Пермского края и построены карты распределения смачиваемости продуктивных объектов, которые могут быть использованы при создании цифровых фильтр-рациональных моделей объектов нефтедобычи.

Ключевые слова: статистический анализ, керн, смачиваемость поверхности, гидрофобность, гидрофильность, заводнение, коэффициент вытеснения, 3D-моделирование, карты распределения смачиваемости, тектонические структуры.

REGULAR VARIATION OF RESERVOIR ROCK WETTABILITY ACCORDING TO THE LAB DATA

A.A. Zlobin, O.R. Ebzeeva

Perm National Research Polytechnic University, Perm, Russian Federation

According to the laboratory studies on core samples (4,000 samples), a comprehensive variation analysis of the wettability of the productive reservoir rocks surface belonging to the 55 oil fields of the Perm region was conducted. It was found that the average wettability of productive rock is 0.271, which characterizes them as predominantly hydrophobic system. Comparison of clastic and carbonate sediments shows that the clastic sediments have a higher value of wettability due to the high initial hydrophilicity of sand-silt rocks. According to the core analysis 3D-modeling of clastic and carbonate rocks wettability changes in area of 5 main tectonic structures of the Perm region was conducted and the maps of the objects productive wettability distribution were constructed that can be used to create digital models of seepage of oil production.

Keywords: statistical analysis, core, wettability of the surface, hydrophobic, hydrophilic, flooding, displacement efficiency, 3D-modeling, maps of the distribution of wettability, tectonic structures.

Смачиваемость обуславливает специфическое проявление поверхностных сил, главным образом влияющих на динамику многофазной фильтрации поровых флюидов (нефти, воды и газа) и их объемную структуру в эффективной части пласта. Проблемы увеличения нефтеотдачи пластов, вовлечения в разработку остаточных запасов, увеличения эффективности методов повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификации добычи нефти напрямую связаны с недостаточной изученностью процессов смачивания, происходящих на границах фаз в микрообъеме поровых каналов и на поверхности глубинного оборудования [1–3].

Цель данной работы – на основе комплексного лабораторного анализа керна установить закономерности изменения смачиваемости продуктивных пород-коллекторов нефтяных месторождений Пермского края. До сих пор такие работы не проводились ввиду отсутствия научно-методического сопровождения и практической направленности исследований.

Смачиваемость внутрипоровой поверхности пород-коллекторов непосредственно влияет на эффективность практически всех известных технологий разработки месторождений углеводородного сырья с использованием заводнения [4, 5]. В зависимости от специфического взаимодействия многокомпонентных систем различают следующие типы смачиваемости пород: преимущественно гидрофильная, преимущественно гидрофобная, промежуточная, гетерогенная, избирательная и микроструктурная [6, 7].

На сегодняшний день существует несколько способов определения смачиваемости: определение теплоты смачивания, измерение контактного угла, метод Амотта, метод USBM, адсорбционный низкотемпературный метод БЭТ, метод

кривых капиллярного давления, ЯМР, метод кривых относительных фазовых проницаемостей, метод изотермической сушки (метод испарения) и метод по ОСТу* [6]. Как показывает анализ литературных источников, данные разных методов хорошо коррелируют между собой.

Метод определения смачиваемости пород согласно ОСТ 39-180–85 (метод КВЦ) предусматривает определение количественного показателя M , выражающего интегральную характеристику смачиваемости поверхности поровых каналов пород по данным капиллярного впитывания в водонасыщенный образец воды и керосина при атмосферных условиях (за 20 ч) и в поле центробежных сил при центрифугировании [8].

По показателю смачиваемости M горные породы ранжируются на гидрофобные ($M=0\ldots0,2$), преимущественно гидрофобные (0,2–0,4), промежуточные (0,4–0,6), преимущественно гидрофильные (0,6–0,8) и гидрофильные (0,8–1,0) типы смачиваемости.

Исторически метод по ОСТу был разработан в г. Перми в конце 70-х гг. в лаборатории физики нефтяного пласта филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми нашел широкое применение в петрофизических лабораториях России ввиду своей относительной простоты и стабильной воспроизводимости результатов за счет использования гравиметрического (весового) метода измерений.

Говоря о том, что смачиваемость существенно влияет на процессы заводнения пластов, часто не представляют, в какой мере это происходит. Для простой и наглядной оценки на рис. 1, а приведен экспериментальный график моделирования процесса вытеснения в лабораторных условиях с использованием реальных цементированных кернов. Экспери-

* ОСТ 39-180–85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. М., 1985. 18 с.

Рис. 1. Зависимость коэффициента вытеснения нефти водой из линейной модели терригенного пласта (а) и текущего КИИ Шумовского месторождения от смачиваемости поверхности пород-коллекторов (б)

ментальный график описывает зависимость коэффициента вытеснения нефти водой при различной смачиваемости поровой поверхности терригенного пласта Аспинского месторождения (Башкирский свод) [7]. В опытах смачиваемость поверхности одной и той же линейной модели искусственно модифицировалась. Приведенные данные показывают, что с увеличением гидрофильности пород коэффициент вытеснения ($K_{вт}$) значительно возрастает от 0,54 до 0,78 д.ед., т.е. на 24 абсолютных пункта или 44,4 % отн. Основной подъем или скорость роста $K_{вт}$ приходится на гидрофобные породы со смачиваемостью, изменяющейся в очень узком диапазоне от 0,2 до 0,35 д.ед. Вторым пример (рис. 1, б) – это установление прямой связи смачиваемости и текущего коэффициента извлечения нефти по различным объектам добычи Шумовского месторождения. В связи с этим анализ и учет смачиваемости при разработке залежей является актуальной задачей, требующей дальнейших всесторонних исследований.

В работе на представительном статистическом материале (4000 образцов) проведен анализ изменения смачиваемости по ОСТу пород-коллекторов основных нефтяных месторождений Пермско-

го края. На рис. 2 приведены диаграммы распределения пород по типу смачиваемости. Анализ показывает, что основная доля пород из нефтяной части пласта является преимущественно гидрофобной, но в терригенном разрезе чуть больше гидрофильных разностей за счет наличия глинистого материала.

В таблице приведены средние данные по смачиваемости пород-коллекторов 55 нефтяных месторождений, ранжированных по основным крупным тектоническим структурам. Анализ показывает, что показатель M изменяется от 0,173 до 0,397 д.ед. Во-вторых, смачиваемость терригенных и карбонатных пород всегда отличается, причем в терригенных она преимущественно выше на 28,5 % за счет более высокой исходной гидрофильности породообразующих минералов кварца и алюмосиликатов.

Процесс формирования гидрофильных и гидрофобных пород неоднозначный и достаточно сложный. Показатель смачиваемости коллекторов не является некой константой породы, а зависит от типа смачивающей жидкости и степени обработки поверхности. Принято считать, что исходная смачиваемость природных минералов по параметру M не ниже 0,7 д.ед., т.е. они преимущественно

Рис. 2. Распределение продуктивных пород по типу смачиваемости поверхности:
а – терригенные; б – карбонатные

Смачиваемость продуктивных
отложений Пермского края

Тектоническая структура	Средний показатель смачиваемости (M) продуктивных отложений, д.ед.	
	Терригенные	Карбонатные
Соликамская депрес- сия (СолД)	0,216	0,306
Пермский свод (ПС)	0,397	0,250
Быско-Кунгурская впадина (БКВ)	0,251	0,258
Верхнекамская впа- дина (ВКВ)	0,267	0,173
Башкирский свод (БС)	0,340	0,197
Среднее по 55 место- рождениям	0,307	0,239

хорошо смачиваются водой и не смачиваются углеводородами. Так, в водной части пласта терригенные породы имеют смачиваемость 0,98, а карбонатные – 0,76 д.ед. В процессе заполнения ловушки и длительного во времени формирования нефтяной залежи при высоких горном и поровом давлениях происходят разрыв пленки остаточной реликтовой воды в порах и адсорбция активных полярных компонентов на поверхности минералов. Возникает так называемая исходная смачиваемость коллектора, которая задается комплексом природных факторов: тектоническими, термодинамическими параметрами, минерализаци-

ей воды, газовым фактором, активностью нефтью и др. Исходная смачиваемость коллектора преимущественно гидрофобная.

После вскрытия и разработки залежи методом заводнения нарушается исходное равновесное состояние пластовой системы, при этом смачиваемость пород будет видоизменяться. Если учесть, что основной отбор керна проводится на первой стадии разработки залежи, то смачиваемость пород, которую мы получаем в лаборатории, можно отнести к начальной или близкой к природной пластовой смачиваемости. Следует отметить, что для любой поверхности энергетически выгодным является процесс самопроизвольной гидрофобизации поверхности, который приводит к минимизации удельной поверхностной энергии минералов. С другой стороны, для того чтобы перевести гидрофобную поверхность в гидрофильную, необходимо затратить очень большую энергию для разрушения и деструкции поверхностного слоя минералов. Например, для получения предельно гидрофильной поверхности ($M = 0,98$ д.ед.) необходимо нагреть горную породу до 350 °C [8].

В работе рассмотрен механизм формирования гидрофобных пород. Существенную роль при этом играют структурные свойства коллектора. Наличие нефти

в той или иной части пласта обуславливается и регулируется капиллярным давлением, которое по формуле Лапласа является функцией от радиуса поровых каналов. Чем меньше сечение канала, тем выше капиллярный барьер и тем ниже вероятность аккумуляции углеводородов в тонкопоровой части коллектора. Это подтверждается наличием минимального или критического радиуса, который разделяет все породы по смачиваемости на гидрофобные и все остальные [9–11].

На рис. 3 приведены графики связи показателя M и среднего радиуса поровых каналов. Видно, что в области 1–2 мкм происходит резкое изменение смачиваемости. При радиусе, большем критического, породы преимущественно гидрофобные ($M < 0,2$ д.ед.), а в докритической области наблюдается непрерывный переход смачиваемости от гидрофобной к гидрофильной. На некоторых площадях дополнительно наблюдается горизонтальный участок, но уже в области предельно гидрофильных пород с радиусом менее 0,1 мкм. Анализ зависимостей типа a , b на рис. 3 показывает, что для терригенных пород критический размер по гидрофобизации в 1,3–1,5 раз больше за счет преимущественно более слабой сма-

чиваемости песчано-алевритовых пород углеводородами. Влияние структуры не ограничивается только средним радиусом каналов. Как показывают специальные исследования терригенных пород Ожгинского месторождения (БКВ) методом лазерной гранулометрии, смачиваемость зависит от соотношения мелкозернистой и крупнозернистой фракций терригенных пород и количества остаточной водонасыщенности в коллекторе (рис. 4). Из рис. 4 видно, что рост мелкодисперсной фракции ведет в увеличению фильности, а крупнозернистой, наоборот, – к увеличению фобности коллектора. В свою очередь, остаточная вода выступает в роли экранирующего слоя, снижение количества которого приводит к увеличению адсорбции компонентов нефти и гидрофобизации поверхности. Дополнительным параметром, влияющим на смачиваемость, является коэффициент неоднородности структуры, получаемый из анализа интегральной порометрической кривой. С увеличением неоднородности микроструктуры пород их гидрофобность нелинейно возрастает.

Для анализа территориальной принадлежности гидрофильных и гидрофобных пород была впервые построена

Рис. 3. Изменение смачиваемости терригенных (а) и карбонатных (б) пород от среднего радиуса поровых каналов

Рис. 4. Зависимость смачиваемости от соотношения гранулометрических фракций (а) и содержания остаточной водонасыщенности (б) терригенных пород

Рис. 5. Карта распределения показателя смачиваемости нефтеносных пород-коллекторов Пермского края. Условные обозначения: верхняя и нижняя части круга отражают смачиваемость терригенных и карбонатных коллекторов

карта распределения показателя смачиваемости, приведенная на рис. 5. Гидрофобных пород достаточно много как на севере, так и на юге края.

По карте также видно, что смачиваемость пород распределена по площади крайне неоднородно. Для количественного анализа были построены зависимости смачиваемости от географических координат залежей (рис. 6). Анализ показывает, что явных закономерностей здесь нет. Лишь для терригенных пород наблюдается слабая тенденция повышения гидрофобности поверхности с увеличением условной широты и долготы месторождений.

Построенная карта (см. рис. 5) дает лишь качественные грубые представления о распределении смачиваемости по территории продуктивных площадей. С целью детализации полученной информации по керну было проведено математическое моделирование с использованием программного пакета S-PLUS-2000Professional. На входе задается 4-мерная матрица: две координаты и две z-компоненты по смачиваемости. Для построения использовался метод сплайнов, который по дискретным значениям аргумента моделирует

Рис. 6. Зависимость средней смачиваемости терригенных и карбонатных коллекторов нефтяных месторождений от широты и долготы по территории Пермского края

трехмерную поверхность по площади, заданную исходными координатами. Таким методом были получены 3D-поверхности изменения смачиваемости для каждой крупной тектонической структуры Пермского Приуралья. В качестве примера на рис. 7 приведена трехмерная поверхность распределения смачиваемости для карбонатных отложений ВКВ (синяя окраска характеризует более высокие значения показателя M , а красные – более низкие). В данном случае распределение имеет центральный конус (возвышение), но в различных структурах поверхности характеризуются индивидуальными особен-

ностями, которые, видимо, связаны с геологическим строением резервуара. Для практической работы, как правило, используются 2D-карты с изолиниями равного уровня. На рис. 7 справа показаны типичные карты (цветные и контурные), которые являются проекцией трехмерной фигуры на горизонтальную поверхность. Такие карты были построены для всех тектонических структур, а также обобщенные карты в целом для пяти тектонических структур края (рис. 8).

Полученные карты могут быть использованы для построения и корректировки цифровых фильтрационных моделей залежей нефти на этапе зада-

Рис. 7. Моделирование 3D-поверхности изменения смачиваемости карбонатных пород месторождений Верхнекамской впадины (слева) и 2D-проекции этой поверхности на горизонтальную плоскость (справа)

Рис. 8. Обобщенная карта распределения смачиваемости для терригенных (а) и карбонатных (б) пород-коллекторов по площади пяти структур

ния относительных фазовых проницаемостей. В целом предложенный методический подход может применяться в различных нефтегазодобывающих регионах России.

Выводы

1. На представительном статистическом материале проведен анализ смачиваемости пород по основным нефтегазодобывающим районам Пермского края.

2. Получено, что смачиваемость поверхности является сложной комплексной функцией структурных характеристик коллектора и физико-химических свойств нефти и остаточной воды.

3. Установлено, что средняя смачиваемость продуктивных пород составляет 0,271 д.ед., что характеризует их как преимущественно гидрофобные системы. Сравнение терригенных и карбонатных отложений показывает, что первые обладают более высокими значениями показателя смачиваемости (0,307 против 0,239) за счет высокой исходной гидрофильности песчано-алевритовых пород.

4. По данным анализа керна проведено 3D-моделирование изменения смачиваемости терригенных и карбонатных пород по площади пяти основных крупных тектонических структур Пермского Предуралья и построены карты распределения смачиваемости продуктивных объектов.

5. Разработанная методика и информация по районированию смачиваемости пород-коллекторов может быть использована при создании и корректировке постоянно действующих фильтрационных гидродинамических моделей объектов добычи нефти и газа.

Список литературы

1. Злобин А.А., Юшков И.Р. О механизме структурной перестройки нефтей в поровом объеме пород-коллекторов // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология, геоинформационные системы, горно-нефтяное дело. – 2010. – № 5. – С. 45–52.
2. Эбзеева О.Р., Злобин А.А. Анализ свойств граничных слоев нефти после заводнения пластов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 2. – С. 87–94.
3. Хижняк Г.П., Амиров А.М., Савицкий Я.В. Возможности учета коэффициента вытеснения при оценке коэффициента извлечения нефти в различных геолого-технологических условиях разработки терригенных и карбонатных коллекторов Пермского края // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 4. – С. 49–55.
4. Злобин А.А. Анализ фазовых переходов парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – № 5. – С. 47–56.
5. Влияние смачиваемости на коэффициент вытеснения нефти / Г.П. Хижняк, А.М. Амиров, А.М. Мошева, С.В. Мелехин, Д.Б. Чижов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 6. – С. 54–63.
6. Михайлов Н.Н., Семенова Н.А., Сечина Л.С. Микроструктурная смачиваемость и ее влияние на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов. – М.: Нефтегаз International, 2009. – С. 8–11.
7. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Pt 6. The Effects of Wettability on Waterflooding // JPT. – 1987. – № 12. – P. 1605–1619.
8. Тульбович Б.И. Методы изучения пород-коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1979. – 200 с.
9. Злобин А.А., Юшков И.Р. Изучение структуры нефтяных дисперсных систем // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2008. – № 3. – С. 3–12.
10. Злобин А.А., Юшков И.Р. О механизме структурообразования нефтяных дисперсных систем // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2008. – № 3. – С. 13–20.
11. Злобин А.А., Юшков И.Р. Определение эффективности действия ингибиторов парафиноотложений // Вестник Пермского государственного технического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2008. – № 3. – С. 21–29.

References

1. Zlobin A.A., Iushkov I.R. O mekhanizme strukturnoi perestroiki neftei v porovom ob'eme porod-kollektorov [On the structural adjustment of oil in the pore volume of the reservoir rock]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Geologiya, geoinformatsionnye sistemy, gorno-neftianoe delo*, 2010, no. 5, pp. 45–52.
2. Ebzeeva O.R., Zlobin A.A. Analiz svoystv granichnykh sloev nefti posle zavodneniia plastov [Analysis of properties boundary layers oil after its water flooding]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 2, pp. 87–94.
3. Hizhniak G.P., Amirov A.M., Savitsky Ja.V. Vozmozhnosti ucheta koeffitsienta vytesneniia pri otsenke koeffitsienta izvlecheniia nefti v razlichnykh geologo-tekhnologicheskikh usloviyakh razrabotki terrigennykh i karbonatnykh kollektorov Permskogo kraia [Possibilities of the displacement factor correction while evaluating the recovery ratio in different geologic settings of the terrigenous and carbonate reservoirs of the Perm region]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 4, pp. 49–55.
4. Zlobin A.A. Analiz fazovykh perekhodov parafinov v porovom prostranstve porod-kollektorov [Analysis of phase transitions in the pore space paraffin reservoir rocks]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2012, no. 5, pp. 47–56.
5. Xizhnyak G.P., Amirov A.M., Mosheva A.M., Melexin S.V., Chizhov D.B. Vlianie smachivaemosti na koeffitsient vytesneniia nefti [Influence of wettability on oil displacement efficiency]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2013, no. 6, pp. 54–63.
6. Mikhailov N.N., Semenova N.A., Sechina L.S. Mikrostrukturnaia smachivaemost' i ee vlianie na fil'tratsionno-emkostnye svoystva produktivnykh plastov [Microstructural wettability and its effect on reservoir properties of productive formations]. Moscow: Neftegaz International, 2009, pp. 8–11.
7. Anderson W.G. Wettability Literature Survey. Part 6. The Effects of Wettability on Waterflooding. *Journal of Petroleum Technology*, 1987, no. 12, pp. 1605–1619.
8. Tul'bovich B.I. Metody izucheniia porod-kollektorov nefti i gaza [Methods of study of reservoir rocks of oil and gas]. Moscow: Nedra, 1979. 200 p.
9. Zlobin A.A., Iushkov I.R. Izuchenie struktury neftiannykh dispersnykh sistem [Studying the structure of oil disperse systems]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2008, no. 3, pp. 3–12.
10. Zlobin A.A., Iushkov I.R. O mekhanizme strukturoobrazovaniia neftiannykh dispersnykh sistem [On the structure formation mechanism of oil disperse systems]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2008, no. 3, pp. 13–20.
11. Zlobin A.A., Iushkov I.R. Opredelenie effektivnosti deistviia ingibitorov parafinootlozhenii [Determine the effectiveness of paraffin deposition inhibitors effect]. *Vestnik Permskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 2008, no. 3, pp. 21–29.

Об авторах

Злобин Александр Аркадьевич (Пермь, Россия) – кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых технологий Пермского национального исследовательского политехнического университета (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29; e-mail: ZlobinAA55@gmail.com).

Эбзеева Ольга Разимовна (Пермь, Россия) – Пермский национальный исследовательский политехнический университет (614990, г. Пермь, Комсомольский пр., 29).

About the authors

Aleksandr A. Zlobin (Perm, Russian Federation) – Ph.D. in Technical Sciences, Associate Professor, Department of Oil and Gas Technologies, Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: ZlobinAA55@gmail.com).

Ol'ga R. Ebzeeva (Perm, Russian Federation) – Perm National Research Polytechnic University (614990, Perm, Komsomolsky av., 29; e-mail: tankeeva2008@yandex.ru).

Получено 28.08.2013