

О сохранении естественной смачиваемости отбираемого из скважин керна



А.М. Кузнецов, д.т.н. (ОАО «НК «Роснефть»),
В.В. Кузнецов, к.г.-м.н. (ОАО «ВНИИнефть»),
Н.Н. Богданович, к.г.-м.н. (Московский НИЦ
ООО «Технологическая Компания Шлюмберже»)

On the question of preserving natural wettability of a core taken from wells

A.M. Kuznetsov (Rosneft Oil Company OJSC), V.V. Kuznetsov (VNIIneft OAO),
N.N. Bogdanovich (Moscow Research Center of Technology Company Schlumberger OOO)

Processes of change in the nature of pore space surface wettability of the core at its taking from the layer, rising to the surface and preparing for petrophysical studies are considered. It is shown that at application of modern core technology to preserve the natural characteristics of wettability is not possible. Methodical techniques to restore the natural characteristics of wettability during seepage studies are described.

Ключевые слова: нефтяной пласт, поверхность пор, смачиваемость, гидрофильность, гидрофобность.
Адрес для связи: kam@rosneft.ru

Смачиваемость является одним из главных факторов, контролирующих и регулирующих распределение нефти и воды в пласте. Поэтому при решении задач, связанных с подсчетом запасов, разработкой нефтяных месторождений или анализом керна, необходимо учитывать смачиваемость поверхности нефтесодержащей породы. Согласно существующей миграционной теории формирования залежей нефтяной пласт должен быть преимущественно гидрофильным, поскольку изначально заполнен водой. Затем нефть, мигрируя, вытесняет свободную воду, оставляя в породе только связанную и капиллярно-удержанную. Если бы внутренняя поверхность нефтесодержащей породы была бы только гидрофильна, то не возникало бы проблемы нефтеотдачи. Тем не менее как в зарубежной, так и в отечественной практике освоения нефтяных месторождений известны отложения, породы которых являются гидрофобными. Например, в минеральном скелете юрских терригенных коллекторов Талинского месторождения имеются углистые включения, и породы остаются гидрофобными даже после длительного экстрагирования. Гидрофобными являются также аргиллитоподобные глины баженовской свиты Западной Сибири, аргиллитоподобные глины нижнемайкопских отложений Восточного Ставрополя и др.

Карбонатные породы, содержащие залежи нефти, классифицируются в основном как гидрофобные, хотя среди карбонатов встречаются гидрофильные, например известняки Ишимбайского месторождения Башкортостана.

Гидрофобизация минеральной поверхности происходит в результате селективной адсорбции полярных компонентов нефти, содержащих высокомолекулярные парафины, кислород, серу и азот, в определенных центрах, превращая эти центры в гидрофобные. Экспериментальные исследования глинистых минералов как сорбентов органических веществ указывают на различный генезис углеводородоадсорбционных центров, характеризующихся определенными физико-химическими особенностями [1]. К ним относятся энергетическая неоднородность поверхности глинистых минералов из-за наличия катионообменных и анионообменных центров, каталитические реакции превращения органического вещества на поверхности глинистых ми-

нералов, полярность связей атомов в молекуле органического вещества. Степень гидрофобизации поверхности породы зависит от обладающего размера пор и соответственно остаточной водонасыщенности, а также от компонентного состава нефти и пластовой температуры. Следовательно, наличие на минеральной поверхности горной породы активных центров, способных адсорбировать углеводороды, указывает на возможность ее локальной гидрофобизации в процессе как седиментации, так и формирования залежи.

Полученные в лабораторных экспериментах количественные характеристики смачиваемости горных пород также свидетельствуют о том, что центры, адсорбционно-активные для молекул углеводородов, распределены по минеральной поверхности локально. Поэтому применяемые термины «гидрофильная» и «гидрофобная» характеризуют только предпочтения при адсорбции молекул воды или углеводородов минеральной поверхностью породы. Публикации о характере смачиваемости образцов продуктивных пород недостаточно полно освещают процессы, происходящие в поровом пространстве керна при его отборе, подъеме на земную поверхность и подготовке к экспериментам. Целью данной статьи является попытка восполнить этот пробел.

Очевидно, что в процессе отбора керна и подготовки цилиндрических образцов к лабораторным исследованиям естественная смачиваемость образца изменяется. Сервисные буровые компании постоянно разрабатывают и внедряют новые технологии отбора герметизированного, или изолированного, керна, утверждая, что обеспечивают «полную изоляцию керна от бурового раствора» [2]. Однако при последовательном рассмотрении процессов выбуривания керна колонковым долотом с момента вскрытия продуктивного горизонта становится ясно, что предохранить керн от воздействия бурового раствора невозможно. Если условно принять, что до момента вхождения долота в продуктивный пласт буровой раствор не воздействовал на него за счет экранирования вышележащим флюидоупором, то в момент вхождения долота в продуктивный пласт (см. рисунок) начинается опережающее проникновение фильтрата бурового раствора вертикально вниз и в радиальном направлении [3, 4].

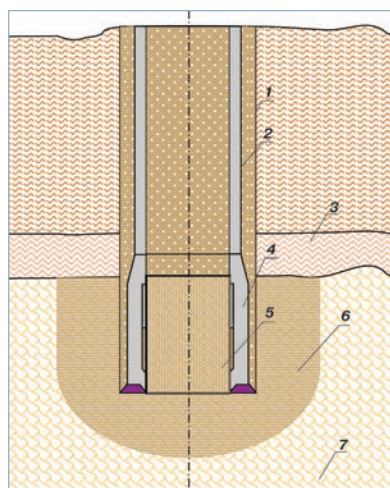


Схема опережающего проникновения фильтрата бурового раствора вертикально вниз и в радиальном направлении при входе керноотборного снаряда в продуктивный пласт:

1 – стенка скважины; 2 – бурильная колонна; 3 – порода-флюидоупор; 4 – колонковое долото; 5 – выбуриваемый керн; 6 – зона опережающей промывки фильтратом бурового раствора; 7 – продуктивный пласт

В процессе бурения происходит постоянное обновление забоя, глинистая корка, которая снижает степень проникновения фильтрата через стенки скважины, на поверхности забоя отсутствует. Это приводит к фильтрации жидкости по всей его поверхности вниз в сторону продуктивного пласта. Таким образом, керн, попадая в бурильную головку уже(!) промыт фильтратом бурового раствора. Более интенсивной промывке керн подвергается в момент прохождения через долото в керноприемную трубу. В это время давление в керне равно пластовому, а под режущей кромкой долота давление промывочной жидкости на 2-5 МПа выше. В результате перепада давления керн промывается непосредственно буровым раствором. Интенсивность промывки возрастает вследствие вибрационных нагрузок, которые испытывает компоновка низа бурильной колонны, и термического воздействия от разогрева долота до температуры, достигающей 300 °С.

Важно отметить, что кроме изменения начальной нефтенасыщенности, происходит неконтролируемое изменение смачиваемости, поскольку рецептура современных буровых растворов включает комплекс различных химических реагентов и специальных добавок: КМЦ, полимеры, пеногасители, утяжелитель барит, обладающий гидрофобными свойствами, и др. В буровом растворе также содержится кислород, активно взаимодействующий с углеводородной фазой. Не являются исключением растворы на нефтяной основе (РНО), рецептура которых включает воду и ряд химических реагентов. Поэтому РНО с соблюдением определенных мер предосторожности позволяют определить остаточную водонасыщенность, но не обеспечивают сохранение естественной смачиваемости.

Следующие процессы, изменяющие смачиваемость керна, происходят при подъеме его на земную поверхность в керноотборном снаряде. Независимо от того, находится ли керн в буровом растворе, герметизирующей жидкости или оболочке, давление в нем снижается по мере подъема бурильной колонны. Это приводит к резкому разгазированию нефти и пластовой воды, находящихся в порах, что вызывает адсорбцию в поровом пространстве тяжелых компонентов нефти, солей и в итоге повышает гидрофобность поверхности пор и поровых каналов.

Таким образом, во всех случаях керн, отобранный из скважины, при подъеме на земную поверхность имеет измененную смачиваемость. В зависимости от используемых буровых растворов и керноотборных снарядов будет различаться только характер промывки керна и степень изменения смачиваемости.

Кроме того, в лабораторных условиях при подготовке породы к исследованиям, в частности, при очистке полноразмерного керна от бурового раствора, высверливании цилиндрических образцов параллельно напластованию керн частично промывается водой. Процесс

высверливания алмазными коронками требует охлаждения, осуществляемого, как правило, водопроводной водой, которая в различных регионах имеет разный солевой состав, проходит различные виды очистки (хлорирование, озонирование и др.). Описанные процессы наглядно показывают, что цилиндрические образцы, используемые в фильтрационных экспериментах, подвергались воздействию различных жидкостей, содержат фильтрат бурового раствора, выпавшие твердые компоненты нефти, следовательно, естественная смачиваемость их заведомо искажена.

Для устранения результатов воздействия на керн в процессе его отбора и подготовки к исследованиям проводится экстрагирование керна, которое незаслуженно подвергается резкой критике со стороны некоторых исследователей. Процессы экстрагирования керна были детально изучены ранее [5] и изложены в отработанных годах методиках, что не исключает поиска новых решений. При этом под экстрагированием понимается не только удаление из порового пространства углеводородов, но и отмывка образцов от солей дистиллированной водой с последующей сушкой до постоянной массы. После стабилизации массы образца, определяемой на аналитических весах, образцы должны храниться в эксикаторах над прокаленным хлористым кальцием, который забирает влагу из воздуха при открытии эксикатора.

Не вызывает сомнений, что проведение экстракции приводит к гидрофилизации поверхности пор. Поэтому для имитации термодинамических условий залежи выполняется восстановление естественной смачиваемости с использованием специальных методических приемов, сущность которых сводится к следующему.

В экспериментах по определению коэффициента вытеснения нефти водой, определению относительных фазовых проницаемостей (т.е. по оценке фильтрационных свойств породы) обязательным условием является использование нефти из того же пласта, из которого отобран керн. Эксперименты должны проводиться при пластовых температурах, а последовательность подготовки эксперимента должна предусматривать создание остаточной водонасыщенности, затем насыщение образца керосином, который заменяется моделью нефти. После прокачки нескольких поровых объемов нефти образец необходимо выдержать не менее суток при температуре на 20 °С выше пластовой. Это обеспечивает растворение возможно выпавшей твердой фазы (парафинов, асфальтенов) при фильтрации модели нефти через пористую среду.

В настоящее время принято считать, что реализация описанных процедур [5-8] позволяет не только максимально восстановить естественную смачиваемость, но и получить достоверные и воспроизводимые результаты экспериментов как в одной лаборатории, так и в различных исследовательских организациях. Тем не менее именно фактор восстановления естественной смачиваемости поверхности пустотного пространства является наиболее уязвимым во всех методиках определения фильтрационно-емкостных свойств на кернах продуктивных пород, и многие исследователи в поисках новых решений изменяют порядок подготовки и проведения экспериментов, что приводит к получению недостоверных результатов.

Так, в работах [9-11] предлагается для сохранения естественной характеристики смачиваемости проводить эксперименты на неэкстрагированных кернах, а в работе [12] – проводить экстракцию холодным керосином для сохранения в порах битума и окисленной нефти с целью «точного» определения пористости. При этом упускается из виду, что пористость является свойством породы-коллектора независимо от имеющихся в поровом пространстве флюидов. Если же существуют факторы, указывающие на наличие в порах неподвижных или малоподвижных веществ (углеводородов или солей), удаляемых при

экстракции, то задачей исследователя является установление происхождения и степени подвижности данных включений. При этом порядок экстрагирования и сушки должен корректироваться.

Пренебрежение известными методическими приемами при работе с керновым материалом существенно искажает результаты. Например, в работе [10] в экспериментах по вытеснению нефти водой на неэкстрагированных образцах с «природной смачиваемостью» остаточная нефтенасыщенность составила 0,55–0,57, коэффициент вытеснения при этом примерно равен 0,2. Эти значения существенно отличаются от получаемых различными исследователями и утверждаемых ЦКР в проектных документах величин остаточной нефтенасыщенности и коэффициента вытеснения.

Выводы

1. В керне, отбираемом из скважины с использованием бурового раствора на водной основе или РНО, сохранить естественную смачиваемость невозможно.

2. Разрабатываемые новые технологии отбора керна позволяют уменьшить степень его промывки в керноотборной трубе по сравнению с обычными технологиями, когда керна дополнительно промывается фильтратом бурового раствора в керноотборном снаряде.

3. Отработанные методики подготовки керна к исследованиям и проведения экспериментов дают возможность приблизить смачиваемость исследуемого керна к естественной.

4. Использование для определения ФЕС неэкстрагированного керна существенно искажает результаты и не позволяет воспроизвести их другими исследователями.

5. Вопрос сохранения естественной смачиваемости отбираемого из скважин керна в настоящее время остается нерешенным.

Список литературы

1. Тарасевич Ю.И. Природные сорбенты в процессах очистки воды. – Киев: Наукова думка, 1981. – 298 с.
2. Головкин С.А. Отбор изолированного керна в ОАО «Сургутнефтегаз» снарядами производства НПП «Буринтех»//Бурение и нефть. – 2009. – № 9. – С. 10–12.
3. Орлов Л.И., Ручкин А.В., Свижушин Н.М. Влияние промывочной жидкости на физические свойства коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1976. – 88 с.
4. Шутин В.И., Шарафутдинов Б.А. Методическое руководство по исследованию фильтрационных свойств буровых растворов, применяемых при бурении оценочных скважин с отбором керна из продуктивных пластов. – Уфа: БашНИПИнефть, 1980. – 30 с.
5. Методические рекомендации по исследованию пород-коллекторов нефти и газа физическими и петрографическими методами. – М.: ВНИИГНИ, 1978. – 395 с.
6. ГОСТ 26450.0-85–ГОСТ 26450.2-85. Породы горные. Методы определения коллекторских свойств. – М.: Издательство стандартов, 1985. – 28 с.
7. ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. – М.: Миннефтепром, 1981. – 19 с.
8. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. – М.: Миннефтепром, 1989. – 35 с.
9. Злобин А.А. Влияние анизотропии пород и смачиваемости поверхности на остаточную нефтенасыщенность и коэффициент вытеснения//Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 34–37.
10. Михайлов Н.Н., Чумиков Р.И. Экспериментальные исследования подвижности капиллярно-защемленных фаз//Вестник ЦКР Роснедра. – 2009. – № 5. – С. 42–48.
11. Мусин К.М. О моделировании пластовых условий в процессе лабораторного вытеснения нефти на керне//Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 12–14.
12. Кутырев Е.Ф., Шкандратов В.В. О нецелесообразности предварительного экстрагирования образцов, отобранных из недонасыщенных нефтяных пластов (в порядке обсуждения)//Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 4. – С. 81–85.



Александр Михайлович Кузнецову 55 лет!

5 января 2011 г. исполнилось 55 лет заместителю директора Корпоративного научно-технического центра ОАО «НК «Роснефть», доктору технических наук, действительному члену РАЕН, специалисту в области геологии и разработки нефтяных месторождений Александру Михайловичу Кузнецову.

После окончания с отличием в 1978 г. Московского института нефтехимической и газовой промышленности им. И.М. Губкина по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений» А.М. Кузнецов работал во ВНИИнефти им. А.П. Крылова, где за 22 года прошел путь от младшего научного сотрудника до заместителя генерального директора по науке.

Работая во ВНИИнефти, А.М. Кузнецов внес значительный вклад в развитие лабораторных исследований многофазной фильтрации на кернах различных месторождений. Разработанные с его участием методики вошли в отраслевые стандарты, которыми нефтяники пользуются до сих пор. В результате многолетних работ Александра Михайловича по созданию аппаратурных комплексов для определения фазовых проницаемостей при условиях, максимально приближенных к пластовым, впервые в нашей стране получены данные о трехфазных относительных проницаемостях при стационарной фильтрации нефти, газа и воды для ряда месторождений Урало-Поволжья и Западной Сибири.

С 2000 г. А.М. Кузнецов работает в ОАО «НК «Роснефть». В 2000 – 2005 гг. он возглавлял ООО «РН-Перспектива», а после создания Корпоративного научно-технического центра компании стал заместителем директора центра.

В течение нескольких лет А.М. Кузнецов возглавляет Организационный комитет ежегодных научно-технических конференций, проводимых ОАО «НК «Роснефть» совместно с журналом «Нефтяное хозяйство», по геологии и разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и по использованию информационных технологий при разработке нефтяных месторождений, которые стали уже традиционными. Он является членом редколлегии «Научно-технического вестника ОАО «НК «Роснефть», принимает активное участие в подготовке специальных номеров журнала «Нефтяное хозяйство», посвященных деятельности компании «Роснефть».

Александр Михайлович является профессором базовой кафедры ОАО «НК «Роснефть» в МГИМО (У) МИД РФ «Глобальная энергетическая политика и энергетическая безопасность», где преподает курс «Основы нефтегазового дела» для бакалавров и магистрантов.

Работа А.М. Кузнецова отмечена многочисленными грамотами и благодарностями ВНИИнефти, Минтопэнерго и Минэнерго РФ, ОАО «НК «Роснефть» и другими наградами.

**Уважаемый Александр Михайлович!
Поздравляем Вас с Днем рождения!
Желаем крепкого здоровья, счастья,
благополучия Вам и Вашим близким
и дальнейший творческих успехов!**

Коллектив Корпоративного научно-технического центра ОАО «НК «Роснефть», редакционная коллегия и коллектив редакции журнала «Нефтяное хозяйство»