

## **ИССЛЕДОВАНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ПОРИСТЫХ СРЕД ПРИ РАЗЛИЧНОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ**

*С.Г. Рассохин*

Фильтрация углеводородов и воды в пористой среде может сопровождаться изменением смачиваемости последней в результате контакта нефти или воды с породой. Собственно распределение флюидов в пористой среде находится в тесной зависимости от типа смачиваемости. Так, в соответствии с известной гипотезой распределения флюидов в гидрофильной пористой среде вода стремится занять наиболее тонкие поры и каналы, непосредственно контактируя с породой. Жидкие углеводороды при этом располагаются в порах и каналах больших радиусов (при наличии воды – над ее пленкой). Естественно, любые изменения насыщенностей флюидами оказывают влияние на фильтрационные характеристики пласта, уменьшая или увеличивая относительные фазовые проницаемости. Другая ситуация имеет место в гидрофобной пористой среде. Здесь роль смачивающей фазы принадлежит углеводородной жидкости, а воде остается часть порового пространства, не занятая нефтью или конденсатом. При этом микрообъемы воды имеют форму пленок или глобул, при значительной насыщенности смачивающей фазой диспергированных, не связанных между собой. Влияние воды при этом негативное, поскольку она способна сильно снижать эффективную проницаемость для жидких углеводородов. При внедрении краевых и подошвенных вод в продуктивную часть коллектора, содержащую жидкие углеводороды с высокой фазовой насыщенностью, может наступить защемление углеводородов водой. В случае, когда по-

ристая среда гидрофильна, поступающая вода прилегает к стенкам пор, занимает тонкие поры и каналы, оставаясь в виде глобул в относительно больших порах. В гидрофобной пористой среде вода движется по порам больших радиусов, что приводит к заземлению углеводородной жидкости в тонкопоровых зонах пласта за фронтом вытеснения водой.

Следует отметить, что тематика изучения влияния смачиваемости на относительные фазовые проницаемости признана актуальной в нефтяной промышленности очень давно. Соответствующие исследования проводились в Мичиганском университете еще в 1927 г. В нашей стране методами определения смачиваемости и оценкой ее влияния на относительные фазовые проницаемости занимались авторы работ [1, 2, 3, 4 и др.]. Подавляющее количество исследований относится к тематике изучения фильтрации систем «нефть – вода». Многие исследователи обнаружили существенную разницу в относительных проницаемостях для нефти и воды при изменении смачиваемости пористой среды. Так, Т. Геффен [5] экспериментально показал, что тип смачиваемости пористой среды оказывает влияние на относительные проницаемости для нефти и солевого раствора при их совместной фильтрации. При равных водонасыщенностях величины относительных фазовых проницаемостей для нефти при фильтрации в гидрофильном коллекторе превышают аналогичные величины, замеренные в гидрофобной пористой среде во всем диапазоне изменения насыщенности водным раствором.

Некоторые исследователи отмечали, что коэффициент извлечения нефти понижается, по мере того как пористая среда становится гидрофобной. Другими исследователями было показано, что керны со слабо выраженной гидрофильностью имеют более благоприятные для нефтеотдачи кривые относительной проницаемости и меньшие остаточные нефтенасыщенности, чем величины, получаемые на однозначно гидрофильных или гидрофобных породах. Концептуально этот вывод представляется верным, поскольку известно, что капиллярные силы в гидрофильных кернах значительны. Нефть может быть заземлена в порах больших радиусов гидрофильного керна, в котором впитывание воды происходит преимущественно в мелкие поры и капилляры. Целики

нефти в пласте в больших порах в таком случае могут быть окружены водой и заблокированы, исключая ситуации, когда существуют высокие градиенты давления. Понятно, что диапазон насыщенностей, когда возможно существование двухфазной фильтрации, будет очень небольшим.

В литературе описаны случаи, когда изменения смачиваемости в относительно широких пределах лишь незначительно влияют на функции относительных фазовых проницаемостей, в то же время другие исследователи это явление не подтвердили. Анализ такой информации позволяет сделать важный вывод о том, что исследования влияния смачиваемости пористой среды на относительные фазовые проницаемости необходимы в каждом конкретном случае.

При определенных условиях в пласте таких месторождений возможны изменения смачиваемости пористой среды, ее гидрофобизация при контакте нефти с породой при относительно невысоких водонасыщенностях. Следствием этого явления могут быть существенные изменения фильтрационных характеристик, которые являются исходными данными для гидродинамических расчетов, проводимых при разработке технологий воздействия на пласт.

Учитывая актуальность тематики исследований, автором были поставлены соответствующие эксперименты. Для проведения исследований относительных фазовых проницаемостей методом стационарной фильтрации в пористых средах с различным типом смачиваемости в соответствии с разработанной автором методикой первоначально производится обработка кернового материала. Для этого после отбора и коллекции керна проводят определения геометрических размеров, пористости, проницаемости по азоту и плотности. Торцевые поверхности выбранных экземпляров керна тщательно шлифуют. Затем собранную колонку керна упаковывают в тонкую никелевую фольгу и помещают в рукав из тефлона. Далее тефлон подвергают интенсивному прогреву, в результате которого, сжимаясь, его слой обжимает kern и обеспечивает плотную упаковку всей конструкции и капиллярный контакт торцевых поверхностей керна. После этого колонку керна помещают в рукав из бензостойкой резины и затем в кернодержатель си-

стемы фильтрации. Далее кернодержатель собирают и подключают к системе рециркуляции.

Специальная технология применяется для придания пористой среде заданного характера смачиваемости. Первоначально экстрагированный высушенный керн обладает гидрофильными свойствами. Если это удовлетворяет целям исследования, колонку керна используют согласно методике в дальнейших экспериментах по стационарной фильтрации.

Для придания пористой среде гидрофобных свойств при температуре около 25 °С через нее прокачивают смесь минерального масла и легкой нефти в количестве 10 объемов пор. Затем гидродинамически свободную часть масляной смеси удаляют из пористой среды закачкой сухого газа до полного прекращения выхода жидкости. При этом в пористой среде создается насыщенность жидкими углеводородами, близкая к критическому значению при данных лабораторных условиях. В случае если это удовлетворяет начальным условиям будущего эксперимента, керн далее не подвергают обработке. Если же необходимо дальнейшее понижение насыщенности, применяют постепенный равномерный нагрев кернодержателя до температуры 90 °С с последующей прокачкой через пористую среду метана. В процессе такой прокачки происходит снижение насыщенности жидкостью практически вплоть до пленочного состояния (при интенсивной прокачке, до 100 объемов пор).

После придания пористой среде гидрофобных или гидрофильных свойств переходят к подготовке рабочих флюидов. Смесь газовой и жидкой углеводородных фаз тщательно перемешивают непрерывно в течение нескольких суток. Эта процедура необходима для исключения межфазного массообмена в процессе совместной фильтрации флюидов в пористой среде. Далее проводится серия опытов по стационарной фильтрации с различным соотношением фаз в потоке. При изменении соотношения фаз от опыта к опыту суммарный расход поддерживают на постоянном уровне. Каждый режим фильтрации осуществляют до достижения стационарного состояния и далее поддерживают постоянный перепад давления на модели пласта. В ходе стационарной фильтрации определяют объемы закачанных в модель пласта и поступивших к выходу флюидов.

При одновременной закачке флюидов в заданном их объемном соотношении определяются и фиксируются все параметры эксперимента, такие как температура, объемные скорости флюидов и одновременно оперативно по специальной программе автоматически рассчитываются фазовые проницаемости.

Эксперименты проводили с использованием образцов керна реального газоконденсатного месторождения. Глубина залегания продуктивных отложений – около 2500 м, пластовая температура – 83–85 °С, поровое давление – 25 МПа.

Из кернавого материала были составлены четыре модели пласта с близкими по характеристикам образцами керна. Длины моделей пласта составляли около 20 см. После помещения пористой среды в кернодержатель системы фильтрации были определены абсолютные проницаемости при фильтрации метана в термобарических условиях эксперимента, в котором керн предполагали применить. Величины проницаемостей составили  $335 \cdot 10^{-15}$ ;  $31,1 \cdot 10^{-15}$  и  $3,3 \cdot 10^{-15}$ . Пластовое давление принимали равным 25 МПа, обжимное (горное) давление – 57 МПа, температуру – 83 °С. Предварительно в сосуде высокого давления при условиях эксперимента приготовили трехкомпонентную смесь из метана (84,015 %), ундекана (14,917 %) и гексадекана (1,068 % мольных). После тщательного перемешивания и выдержки смеси в указанных условиях в течение нескольких суток смесь считали готовой к использованию в эксперименте, при этом обеспечивали возможность раздельной закачки каждой из фаз в пористую среду. В качестве модели пластовой углеводородной жидкости применяли жидкую фазу приготовленной смеси, молекулярная масса которой составляла 161 г/моль, что соответствовало данным исследований проб пластовых флюидов. Вода, используемая в экспериментах, представляла собой раствор хлорида натрия с минерализацией 30 г/л.

Вначале в экспериментах использовали модель пласта с проницаемостью по метану, измеренной в условиях эксперимента, величина которой составляла  $335 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>. После того как сухая вакуумированная модель пласта была полностью заполнена жидкой углеводородной фазой, проводили определение ОФП при дренировании с постепенным увеличением от опыта к опыту доли газовой фазы в потоке. Когда была достигнута критическая (оста-

точная) насыщенность пористой среды для жидких углеводородов, составившая для данной пористой среды 11,7 % порового объема, начинали вторичную пропитку. При этом ступенями увеличивали от опыта к опыту долю жидкости в потоке в среднем на 5 %. Результаты этого эксперимента представлены зависимостями ОФП от насыщенности пористой среды жидкими углеводородами на рисунке (а).

После этого эксперимента керн экстрагировали, затем создавали в нем связанную воду, насыщенность которой для пористой среды данной проницаемости ( $335 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ) составила 12,9 % порового объема. Далее оставшуюся часть пор модели пласта максимально полно заполняли жидкой углеводородной фазой и все операции, описанные в предыдущем эксперименте, в точности повторяли (рисунок (б)).

После завершения этой серии опытов в кернодержатель системы фильтрации поместили колонку керна с проницаемостью  $31,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  и повторили все описанные выше опыты по дренированию и пропитке. Результаты определения ОФП представлены на рисунке (в, г). Величина критической насыщенности данной пористой среды ЖУФ, полученная в эксперименте по дренированию, составила 18,7 % объема пор. При проведении опытов на керне, в котором создавали водонасыщенность, величина ее составляла 21,9 %, критическая насыщенность жидкими углеводородами – 15,2 %. Таким образом пористая среда на 37,1 % объема пор была заполнена жидкостями.

В следующей серии опытов использовали колонку керна с еще меньшей проницаемостью –  $3,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Результаты экспериментов, проведенных с использованием этой пористой среды, приведены на рисунке (д, е). Величина критической насыщенности жидкими углеводородами свободной от воды пористой среды составила 23,5 % (эксперимент по дренированию). При проведении опытов на водонасыщенном керне содержание связанной воды составило 25 %, критическая насыщенность жидкими углеводородами – 16,9 %, суммарная насыщенность – 41,9 % порового объема.

Рассмотрим далее основные результаты исследования типа смачиваемости пористой среды и порядка насыщения керна.

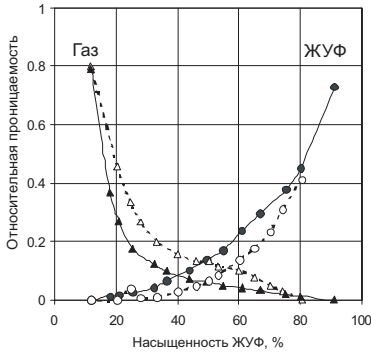
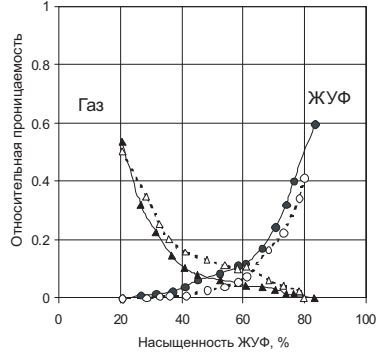
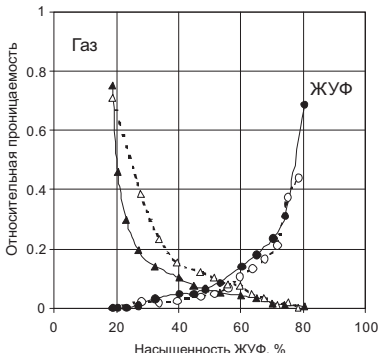
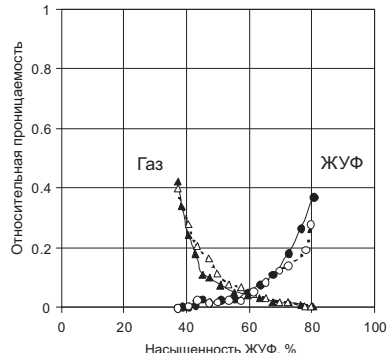
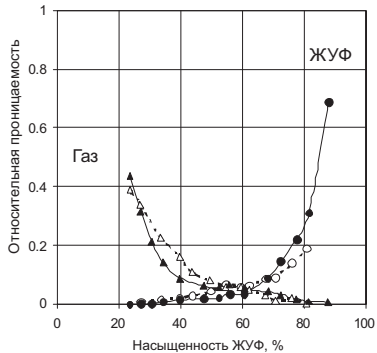
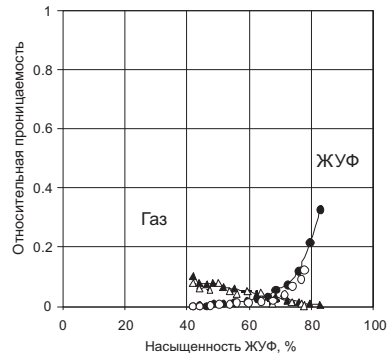
При исследовании фильтрационных процессов в натурном керне применительно к условиям реального месторождения установлен гистерезис кривых газопроницаемостей при дренировании и пропитке. Такой гистерезис проявляется в том, что газопроницаемости при дренировании, относящиеся к текущей величине насыщенности, имеют меньшие величины, чем при капиллярной пропитке.

При этом относительные проницаемости для жидких углеводородов при дренировании принимают значения, превышающие аналогичные величины, получаемые при пропитке.

Проанализируем влияние абсолютной проницаемости естественного керна на явление гистерезиса ОФП при дренировании и пропитке.

Согласно рисунку (а, в, д) с уменьшением абсолютной проницаемости разница в относительных фазовых проницаемостях для газовой и особенно для жидкой углеводородной фазы уменьшается и принимает наименьшие значения для величины  $3,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ . Это хорошо заметно для керна, лучше смачиваемого углеводородной жидкостью, а наиболее ярко проявляется, когда пористая среда имеет гидрофильные свойства (см. рисунок (б, г, е)). При наличии связанной воды в количестве 25 % порового объема указанный гистерезис практически не наблюдается. Это можно объяснить тем, что в гидрофильном коллекторе вода занимает наиболее тонкую часть порового пространства, а остальные фазы располагаются в порах больших радиусов.

Если рассматривать характер процесса двухфазной фильтрации в керне, свободном от воды и содержащем ее в тем больших количествах, чем ниже его абсолютная проницаемость, можно отметить следующее. При наличии воды в конкретном керновом материале наблюдается значительное увеличение фильтрационных сопротивлений, создаваемых третьей фазой, причем по мере снижения абсолютной проницаемости это явление усиливается. Если при проницаемости  $335 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  наблюдается снижение газопроницаемостей и ОФП для жидкой фазы соответственно на 26 и 13 % в районе критических насыщенностей (см. рисунок (а, б)), то при проницаемости керна  $3,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$  ОФП для газа и жидкости принимают гораздо более низкие значения (газопроницаемость – 0,005–0,077, ОФП для жидкости – 0,329–0,123 (см. рисунок (е))). В реаль-

а)  $k_{абс} = 335 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  $S_e = 0 \%$ б)  $k_{абс} = 335 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  $S_e = 12,9 \%$ в)  $k_{абс} = 31,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  $S_e = 0 \%$ г)  $k_{абс} = 31,1 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  $S_e = 21,9 \%$ д)  $k_{абс} = 3,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  $S_e = 0 \%$ е)  $k_{абс} = 3,3 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$ ;  $S_e = 25 \%$ 

— дренаживание      - - - - пропитка  
 $k_{абс}$  – абсолютная проницаемость ядра  
 $S_e$  – водонасыщенность

**Относительные фазовые проницаемости ядра с различной смачиваемостью для газа и жидкой углеводородной фазы. Внутрпоровое давление 25 МПа, температура 83 °С**



ных условиях это может создать серьезные затруднения для фильтрации газа и жидких углеводородов при наступлении частичного обводнения в результате внедрения в продуктивный коллектор краевых или подошвенных вод.

На основании анализа результатов проведенных экспериментов можно сделать следующие выводы:

- экспериментально подтверждено существование гистерезиса относительных фазовых проницаемостей при изменении порядка насыщения пористой среды как для гидрофильных, так и гидрофобных пористых сред;
- при первичном дренировании (уменьшении насыщенности углеводородной жидкостью по мере увеличения газонасыщенности) и вторичной пропитке газопроницаемости величины, замеренные при дренировании, меньше аналогичных при пропитке;
- при первичном дренировании и вторичной пропитке проницаемости для углеводородной жидкости величины, замеренные при дренировании, выше аналогичных при пропитке;
- с уменьшением абсолютной проницаемости пористой среды величины гистерезиса (различия в текущих значениях ОФП для газа и жидкости) снижаются;
- при увеличении водонасыщенности исследованных образцов керна месторождения происходит резкое снижение величин относительных проницаемостей, в особенности при низких (порядка  $3 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup>) значениях абсолютной проницаемости.

Это свидетельствует о необходимости экспериментального определения относительных фазовых проницаемостей как при разработке залежи на истощение, так и при разработке технологий воздействия на пласт с целью повышения его компонентоотдачи.

### **Список литературы**

1. *Балинов В.С.* Влияние физико-химических свойств на фазовые проницаемости горных пород для системы «вода – углеводородная жидкость» // Тр. БашНИПИнефть. – 1972. – Вып. 31. – С. 104–113.
2. *Березин В.М.* Фазовые проницаемости продуктивных песчаников для нефти и воды // Тр. УфНИИ. – 1967. – Вып. 36. – С. 40–44.

3. Берлин А.В. О факторах, влияющих на фазовые проницаемости для нефти и воды / А.В. Берлин, М.Л. Сургучёв // Сб. научн. тр. ВНИИ. – 1984. – Вып. 87. – С. 33–40.

4. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта / И.Л. Махасин. – М.: Недра, 1977. – 214 с.

5. Geffen T.M. *et al.* Experimental investigation of factors affecting laboratory relative permeability measurements. Trans. AIME, 192, 99. 1951.