

УДК 622.276

АНАЛИЗ НОРМАТИВНО-МЕТОДИЧЕСКОЙ БАЗЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ ВОДОНАСЫЩЕННОСТИ ДЛЯ СЛОЖНОПОСТРОЕН- НЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Елгазина А.И.¹, студент гр. БГС-23-01, III курс

Научный руководитель: Измайлова Г.Р.², к.т.н., доцент

¹Уфимский государственный нефтяной технический университет, г.Уфа

²Институт нефти и газа ФГБОУ ВО УГНТУ в г.Октябрьский, г.Октябрь-
ский

Как отмечается в научной литературе, во время формирования залежи углеводородов в подавляющем большинстве коллекторов помимо полезных ископаемых, таких как нефть и газ, наблюдается присутствие в поровом пространстве воды.

Коэффициент остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) – это параметр, используемый на многих этапах разработки месторождений и исследования характеристик пласта. Определяется в лабораторных условиях с помощью образцов керна, различных методов ГИС и расчета корреляционных зависимостей между ними для дальнейшего построения корреляционно-регрессионных моделей.

В нашей стране лабораторное определение коэффициента остаточной водонасыщенности для нефтяных и газовых коллекторов с использованием полупроницаемой мембраны регламентируется документом ОСТ 39-204-86 «Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления» [1], который, несмотря на принятие Федерального закона «О техническом регулировании» (2002 г.), сохраняет статус основного методического документа в лабораторной практике. Оценка же смачиваемости проводилась по методике ОСТ 39-180-85, которая широко используется в научных исследованиях как аналог метода Амотта.

Оба документа ориентированы на традиционные терригенные коллекторы с относительно простой структурой пустотного пространства и преимущественно гидрофильной смачиваемостью. Однако в настоящее время в разработку вовлекаются более сложные и непредсказуемые объекты, такие как карбонатные коллекторы с неоднородной структурой пор и промежуточным типом смачиваемости.

Ключевым процессом, определяющим распределение остаточной воды в таких коллекторах, является гидрофобизация – изменение смачиваемости поверхности породы от гидрофильной (смачиваемой водой) к гидрофобной (смачиваемой нефтью). В ходе формирования залежи полярные компоненты нефти (смолы, асфальтены, нафтеновые кислоты) адсорбируются на поверхности

поровых каналов, снижая ее гидрофильность. Этот процесс приводит к перераспределению остаточной воды: она начинает удерживаться преимущественно в мелких порах и гидрофильных участках, тогда как крупные поры становятся нефтенасыщенными.

Таким образом, в нормативных документах для лабораторных исследований (ОСТ 39-204-86) гидрофобизация не учитывается, поскольку газ, используемый в качестве вытесняющего агента, не содержит компонентов, способных адсорбироваться на поверхности породы и изменять ее смачиваемость. Это может быть причиной систематических погрешностей при определении коэффициента остаточной водонасыщенности для сложнопостроенных коллекторов.

Цель работы – провести анализ действующей нормативно-методической базы определения остаточной водонасыщенности на предмет ее применимости для сложнопостроенных карбонатных коллекторов и разработать предложения по ее совершенствованию. В качестве объекта для анализа выбраны карбонатные породы одного из месторождений Тимано-Печорской провинции.

Эксперимент определения остаточной водонасыщенности методом полупроницаемой мембраны, согласно ОСТ 39-204-86, проводится при атмосферных условиях на образцах стандартного размера (диаметр 30 мм, длина 30-50 мм). При выполнении этого эксперимента вытеснение воды из образца происходит за счет ступенчатого нагнетания воздуха (или газа) через полупроницаемую мембрану. На каждой ступени давление поддерживают до тех пор, пока не прекратится отток воды. Величина максимального давления лимитируется типом мембраны и, как правило, не превышает 10 атм. По результатам строится кривая зависимости капиллярного давления от водонасыщенности (ККД), а значение $K_{во}$ определяется как водонасыщенность при максимальном давлении.

Анализ ОСТ 39-204-86 выявляет ряд методических ограничений. Документ не учитывает термобарические условия залегания пород (пластовое давление и температуру), исходит из априорного предположения о гидрофильности всех типов коллекторов без учета их реальной смачиваемости, а также ориентирован, в первую очередь, на породы-коллекторы порового типа.

В случае же выполнения методики оценки смачиваемости по ОСТ 39-180-85 [2] предполагается серия последовательных операций: образец поочередно погружают в жидкости, подвергают центрифугированию, после чего измеряют объемы вытесненной фазы. Итоговый показатель смачиваемости M служит интегральной характеристикой смачиваемости поверхности. Эксперимент проводят как на экстрагированных, так и на неэкстрагированных образцах, а значение M в интервале от 0 до 1 позволяет отнести породу к гидрофильному или гидрофобному типу.

Главное ограничение методики – отсутствие моделирования гидрофобизации породы в системе «вода-газ». В системе «нефть-вода», напротив, при создании пластовых условий данный процесс моделируется, что обеспечивает

получение значений $K_{во}$, в большей степени соответствующих реальной картине.

Для оценки применимости данных способов к сложным карбонатным коллекторам были проанализированы результаты исследований пород из месторождений Тимано-Печорской провинции. Представленные породы – известняки и доломиты с разной степенью доломитизации с неравномерным нефтенасыщением. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) образцов варьируются в широком диапазоне как для коэффициента открытой пористости, так и для абсолютной газопроницаемости, что указывает на сложный тип пустотного пространства.

Важно отметить, что результаты эксперимента по ОСТ 39-180-85 показали, что исследованные породы характеризуются промежуточным и неоднородным типом смачиваемости. Диапазон показателя M составляет от 0,05 до 0,96, при этом усредненные значения равны 0,4 до экстракции и 0,64 после нее. Столь широкий разброс значений указывает на неравномерное чередование гидрофильных и гидрофобных областей в поровом пространстве.

Данный подход не предусматривает проведение экспериментов при пластовых давлениях и температуре. Для низкопроницаемых карбонатных коллекторов это может быть критическим, так как вязкость и поверхностное натяжение флюидов зависят от термобарических условий. Повышение температуры ускоряет адсорбцию поверхностно-активных компонентов нефти на поверхности пор, а пластовое давление влияет на растворимость этих компонентов и их способность к адсорбции. Таким образом, проведение эксперимента при пластовых условиях является необходимым условием для корректного моделирования гидрофобизации и, следовательно, для достоверного определения $K_{во}$ [3].

ОСТ 39-204-86 не требует учета смачиваемости породы при определении $K_{во}$. Предполагается, что все породы являются гидрофильными. Между тем многочисленные исследования карбонатных пород демонстрируют, что для них характерен преимущественно промежуточный или гидрофобный тип смачиваемости. Из-за явления гидрофобизации поверхности породы вода начинает удерживаться не только в мелких порах, но и в тех порах, которые при пластовых условиях были бы нефтенасыщены. Это приводит к систематическому завышению $K_{во}$ при использовании метода для пород с промежуточной смачиваемостью (карбонатных коллекторов). Следует подчеркнуть, что документ не устанавливает жестких временных ограничений, но предполагает, что каждая ступень давления выдерживается до прекращения вытеснения воды. Для низкопроницаемых карбонатных коллекторов это время может составлять недели и месяцы. По данным исследований, для образцов с проницаемостью менее 1 мД время достижения неснижаемой водонасыщенности в системе «вода-газ» может достигать 180 дней [4], тогда как в системе «нефть-вода» при пластовых условиях – 20–25 суток [5]. Нормативный метод не учитывает эту разницу и не предлагает критериев для определения момента окончания эксперимента. Также он не устанавливает жестких требований к максимальному

давлению вытеснения, но на практике оно ограничено возможностями мембран (обычно 5-10 атм.). Для низкопроницаемых карбонатных коллекторов этого давления может быть недостаточно для достижения истинной остаточной водонасыщенности. На рис. 1 представлено сравнение ККД для образца с проницаемостью менее 1 мД, полученных по нормативной методике («вода-газ», давление до 6,21 атм.) и в системе «нефть-вода» в пластовых условиях. Видно, что при давлении 6,21 атм. нормативный метод не достигает плато, и дальнейшее повышение давления приводит к снижению водонасыщенности.

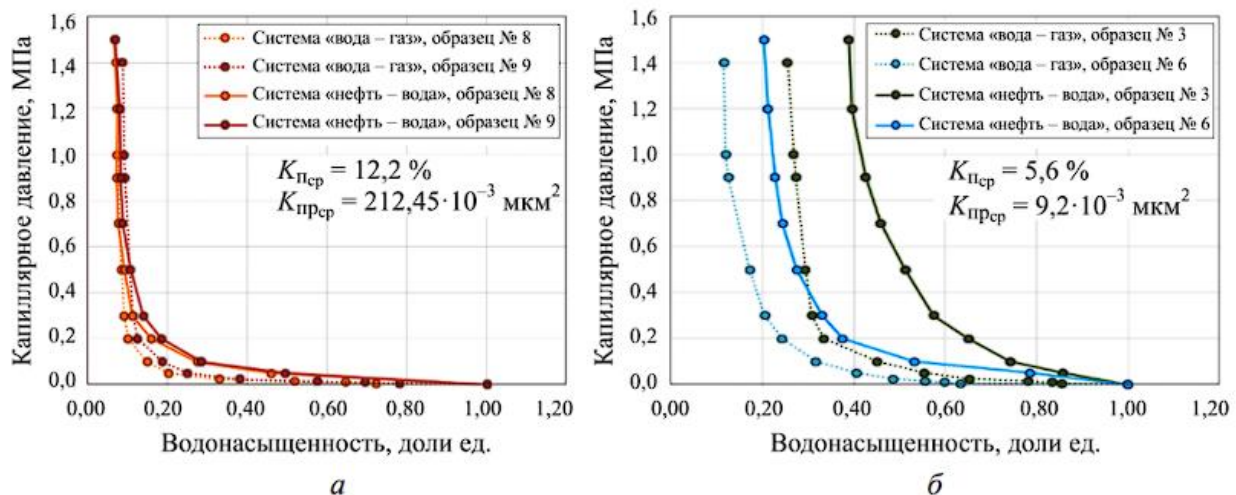


Рис. 1 – Сравнение кривых капиллярного давления для низкопроницаемого образца: а – метод «вода-газ» (нормативный); б – метод «нефть-вода» (пластовые условия) [5].

На основании проведенного анализа предлагаются следующие дополнения к нормативным документам:

Рекомендуется дополнить ОСТ 39-204-86 требованием об обязательном определении смачиваемости пород по ОСТ 39-180-85 перед проведением капилляриметрических исследований. Для пород с промежуточным ($0,4 < M < 0,6$) и гидрофобным ($M < 0,4$) типом смачиваемости необходимо использовать метод «нефть-вода» в пластовых условиях, позволяющий моделировать гидрофобизацию. Для пород с проницаемостью менее $1 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$ проведение исследований в пластовых условиях должно быть обязательным.

Рекомендуется дополнить методику критериями завершения эксперимента на каждой ступени давления. Для низкопроницаемых карбонатных коллекторов максимальное давление вытеснения должно определяться не возможностями мембраны, а достижением плато на кривой капиллярного давления. В случаях, когда плато не достигается при максимальном давлении, результаты должны интерпретироваться с учетом этого ограничения.

В зависимости от фильтрационно-емкостных свойств, типа смачиваемости и степени гидрофобизации предлагается дифференцированный подход к выбору методики определения $K_{во}$. Для высокопроницаемых коллекторов (с проницаемостью более 10 мД) с гидрофильной смачиваемостью, где

гидрофобизация практически не проявляется, допустимо применение стандартного ОСТ 39-204-86. Для пород с проницаемостью в диапазоне 1-10 мД и гидрофильным типом смачиваемости рекомендован тот же метод, но с обязательным контролем условий проведения эксперимента. В случаях, когда коллектор характеризуется промежуточной смачиваемостью и проницаемостью ниже 10 мД, а также при наличии признаков гидрофобизации, предпочтительным является метод «нефть-вода» с моделированием пластовых условий. Аналогичный подход обязателен для низкопроницаемых пород (проницаемость менее 1 мД) независимо от типа смачиваемости, а также для всех сложнопостроенных коллекторов с промежуточным или гидрофобным типом смачиваемости [6].

Кроме того, целесообразно дополнить ОСТ 39-180-85 разделом, регламентирующим определение смачиваемости в пластовых условиях (при повышенных давлении и температуре), поскольку при атмосферных условиях процесс гидрофобизации не может быть воспроизведен в полной мере [7].

Таким образом, проведенный анализ показал, что ОСТ 39-204-86 и ОСТ 39-180-85 ориентированы на традиционные терригенные коллекторы и не учитывают особенности сложнопостроенных карбонатных пород (промежуточную смачиваемость, гидрофобизацию, пластовые условия). Установлено, что метод «нефть-вода» в пластовых условиях позволяет получать более достоверные значения $K_{во}$. Предложенные дополнения к нормативно-методической базе направлены на повышение точности подсчета запасов и обоснованности проектных решений при разработке карбонатных коллекторов.

Список использованных источников:

1. ОСТ 39-204-86. Нефть. Метод лабораторного определения остаточной водонасыщенности коллекторов нефти и газа по зависимости насыщенности от капиллярного давления. – М.: ВНИИОЭНГ, 1986. – 23 с.
2. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 14 с.
3. Зубков М.Ю. Понятие «остаточная водонасыщенность» и возможность ее определения в лабораторных условиях // Результаты исследований и работ ученых и конструкторов. – 2014. – С. 63-77.
4. Габсия Б.К. Повышение эффективности определения кривых капиллярного давления и связанной воды низкопроницаемых и сложнопостроенных коллекторов // Бурение и нефть. – 2019. – С. 1-7.
5. Юрьев А.В., Чижов Д.Б. Методические рекомендации по моделированию остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях на образцах полноразмерного керна // Вестник Северного (Арктического) федерального университета. Серия: Естественные науки. – 2015. – № 3. – С. 50-56.
6. Мугатабарова А.А. Исследование влияния электрохимической активации минерализованных вод на фильтрационные характеристики насыщенных пористых сред: дис. на соискание учен. степени канд. техн. наук / Башкирский гос. ун-т. – Уфа, 2012.

7. Патент № 2478784 С1, РФ. Способ определения остаточной водонасыщенности в нефтеносных породах / Кузьмин В.А., Кузьмина И.И., Каменская К.В. – Заявка 2011133889/28; заявл. 12.08.2011; опубл. 10.04.2013, Бюл. № 10.