

УДК 532.546

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ПО ДАННЫМ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ПУТЕМ СОВМЕСТНОГО ФИЗИЧЕСКОГО И КОМПЬЮТЕРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Д. М. Орлов, А. Е. Рыжов, Т. А. Перунова

Научно-исследовательский институт природных газов
и газовых технологий "Газпром ВНИИГАЗ", 115583 Москва
E-mail: duleb@list.ru

Предложена методика определения относительных фазовых проницаемостей по данным о нестационарной фильтрации на основе аналитического решения обратной задачи фильтрации в приближении теории Баклея — Леверетта (метод Джонсона — Босслера — Наймана), верификации результата путем численного решения прямой задачи и выработки рекомендаций по изменению условий фильтрации в последующих экспериментах. Показано, что для улучшения соответствия натуральных и получаемых в лабораторных условиях фазовых проницаемостей целесообразно совмещать физический эксперимент с численным.

Ключевые слова: гидродинамика пористой среды, многофазная фильтрация, компьютерное моделирование.

Введение. Детальное экспериментальное изучение процессов, происходящих при многофазной фильтрации в пластовых условиях, необходимо при разработке гидродинамической модели пласта [1]. Важным условием соответствия такой модели натурному объекту является использование относительных фазовых проницаемостей (ОФП), максимально полно характеризующих многофазную фильтрацию реального коллектора [2]. Для этого необходимо представлять, в какой степени результаты конкретного опыта по определению ОФП на керновом материале соотносятся с фильтрационными процессами в пласте. Прежде всего в соответствии с теорией подобия нужно определить параметры эксперимента, при которых натуральный процесс будет соответствовать процессу, происходящему в исследуемой модели [3, 4]. Помимо выполнения критериев подобия очевидным представляется воспроизведение в лабораторных экспериментах граничных и начальных условий процесса фильтрации в пласте. С этой точки зрения при физическом моделировании многофазного течения в природном коллекторе использование нестационарной фильтрации (т. е. непрерывного процесса вытеснения) более целесообразно, чем использование последовательной смены стационарных состояний (стационарной фильтрации).

Существует два способа определения ОФП по данным о нестационарной фильтрации: 1) аналитическое решение обратной задачи фильтрации в приближении Баклея —

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (код проекта 13-08-00340а).

Леверетта [5–7]; 2) подбор функций ОФП путем сравнения экспериментальных данных и результатов решения прямой задачи фильтрации [8–10]. В первом случае условия эксперимента должны соответствовать приближениям теории Баклея — Леверетта. Во втором случае при определении ОФП имеется возможность учитывать капиллярное давление, сжимаемость газа и другие параметры фильтрации, но подбор ОФП осуществляется, как правило, в некотором конкретном параметрическом виде, например в двухпараметрическом степенном виде [11], что накладывает ограничения на форму зависимостей. Чтобы снять такое ограничение, необходимо использовать большое количество сглаживающих параметров, что существенно затрудняет подбор ОФП.

Постановка задачи. Цель данной работы — увеличение точности ОФП, определяемых в эксперименте по данным о нестационарной фильтрации.

При физическом моделировании процессов вытеснения основной трудностью является невозможность одновременного выполнения всех критериев подобия лабораторных фильтрационных процессов натурным. Даже если в эксперименте повторяются термобарические условия, используются реальные пластовые флюиды и керн, остается нерешенной проблема одновременного воспроизведения в опыте натуральных скоростей фильтрации и соотношений между капиллярными и гидродинамическими силами. В [12] предлагается использовать приближенное подобие, а именно не нарушать условие малости капиллярного давления по сравнению с общим перепадом давления, которое практически всегда выполняется для пластов-коллекторов за счет их большой протяженности. Таким образом, проблема достоверности ОФП сводится к выбору оптимальной скорости фильтрации: можно либо воспроизвести пластовую скорость фильтрации, но пренебречь условием малости капиллярных сил, либо, наоборот, выполнить это условие, но завязать скорость фильтрации, либо реализовать промежуточный вариант. Для определения ОФП методом Джонсона — Босслера — Наймана необходимо реализовать второй вариант и обеспечить выполнение условия малости капиллярных сил. Однозначного критерия, подходящего для всех типов пород и позволяющего предсказать параметры опыта, при которых будет выполняться указанное условие, не существует. Как правило, после проведения эксперимента при скоростях, выбранных с учетом технологических ограничений (в частности, $\Delta P < 0,1P_{por}$), и вычисления значений ОФП их достоверность не анализируется. Полученные ОФП без верификации используются при разработке гидродинамической модели пласта. Таким образом, уже при вводе исходных данных в численную модель пласта может быть заложена существенная ошибка, что приведет к неправильной оценке параметров рассматриваемых режимов разработки месторождения.

В настоящей работе предложена методика определения ОФП на основе поэтапной верификации с использованием метода Джонсона — Босслера — Наймана с последующей проверкой достоверности результатов и выработкой рекомендаций по изменению условий фильтрации в последующих экспериментах. Наиболее точным способом определения достоверности ОФП является реализация вычислительного эксперимента. Сравнение результатов расчета фильтрации с учетом и без учета капиллярного давления может служить критерием достоверности определения ОФП.

Экспериментальная установка. Фильтрационные исследования проводились на керновых моделях пласта, составленных из образцов пород продуктивных отложений ботубинского горизонта Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. Образцы принадлежали к одному структурно-литологическому типу: однородные мелкозернистые песчаники хорошей и средней сортировки, относящиеся к классу III проницаемости (классификация А. А. Ханина). Изученные литологические разности пород обладают относительно однородным строением порового пространства, распределение пор по размерам имеет один четко выраженный максимум. На рис. 1 представлено характерное распределение

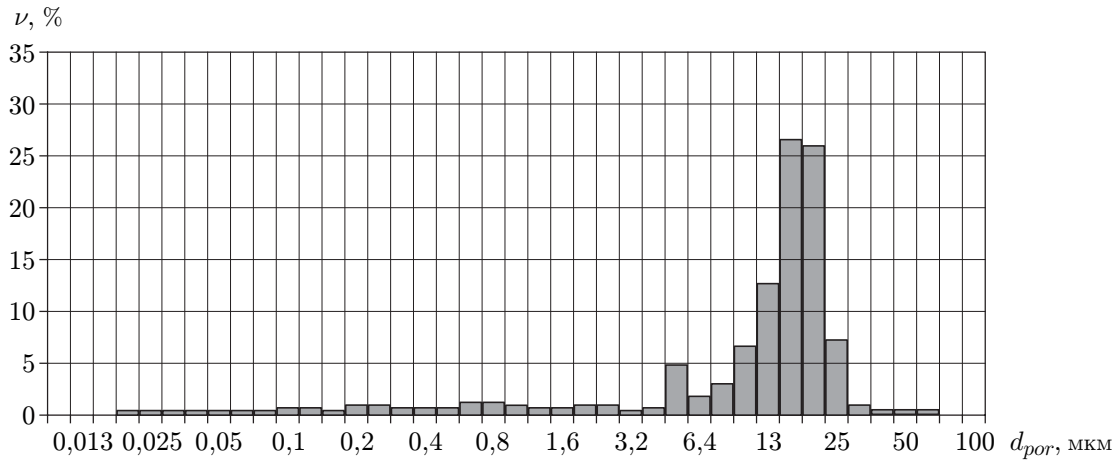


Рис. 1. Распределение пор по размерам для образца породы с абсолютной газопроницаемостью $k_{abs} = 310$ мД и пористостью $m = 19\%$

Параметры модели пласта и ее характеристики

Номер образца керна	k_{abs} , мД	m , %	V_{por} , см ³	L , мм	k , мД
1	310	19,0	10,6	90	236
2	238	17,2			
3	225	16,4			

пор по размерам для литологических разностей пород исследованной группы образцов ($\nu = n_i/N$, где n_i — число пор с некоторым размером $d_{por}(i)$; N — общее число пор). Породы продуктивного разреза ботубинского горизонта подверглись постседиментационному засолонению. Следует отметить, что в число отобранных образцов вошли только породы, практически не подвергшиеся засолонению, которое могло бы изменить строение порового пространства и оказать влияние на фильтрационные процессы. По окончании процесса фильтрации воды проницаемость образцов оставалась неизменной.

Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна, составлявших модель пласта, приведены в таблице (m — пористость образца, %; k_{abs} — абсолютная газовая проницаемость образца керна, мД; k — газовая проницаемость модели в пластовых условиях, мД; V_{por} — поровый объем модели, см³; L — длина модели, мм). Для составной модели использовались образцы, имеющие стандартные длину и диаметр, равные 30 мм.

Относительные фазовые проницаемости коллекторов Чайнинского нефтегазоконденсатного месторождения определялись на установке двухфазной фильтрации AutoFlood AFS-300 фирмы “CoreLab” (США). Установка предназначена для физического моделирования процессов многофазной фильтрации и определения коэффициентов вытеснения и ОФП при пластовых условиях. AFS-300 является современной модульной компьютеризированной системой для заводнения керна, предназначенной для выполнения экспериментальных исследований по определению ОФП при неустановившейся двухфазной фильтрации в пластовых условиях. В установке осуществляется вытеснение одного флюида другим в нестационарных условиях при ограничивающем (горном) давлении до 69 МПа, поровом давлении до 62 МПа и температуре до 150 °С. Также имеется модуль для проведения стационарной совместной фильтрации двух жидких флюидов в тех же условиях.

Преимуществом аппаратуры является наличие в ее составе высокоточных приборов, фиксирующих основные параметры эксперимента, прежде всего электронных дифферен-

циальных манометров, прецизионных насосов и акустического сепаратора. Установка обладает высокой точностью и оснащена ультразвуковым сепаратором высокого давления, позволяющим автоматически определять методом материального баланса насыщенность моделей пласта при различных режимах фильтрации и заданных термобарических условиях.

Операционное программное обеспечение управляет автоматизированным сбором данных, включающим регистрацию давлений, температуры, интенсивности потока, уровней жидкости в сепараторе и замещенной жидкости.

Обработка данных о нестационарной фильтрации. Как известно, существуют различные методы определения относительных фазовых проницаемостей. В основе нестационарных методов определения ОФП лежит моделирование процесса вытеснения одного флюида другим, что наиболее характерно для реальных процессов, происходящих в пласте на различных этапах его разработки. При использовании нестационарного метода для получения ОФП требуется меньшее время, чем при использовании стационарных методов.

Следует отметить, что при использовании нестационарных методов возникает ряд трудностей. Такие явления, как капиллярные концевые эффекты, неустойчивость фронта вытеснения при больших расходах, формирование протяженных вязких образований, существенно опережающих основной фронт вытеснения [13], плохо поддаются контролю и количественной оценке.

Основными измеряемыми в эксперименте характеристиками процесса нестационарной фильтрации являются зависимости перепада давления и насыщенности от времени, которые регистрируются в непрерывном режиме.

Для того чтобы определить функции ОФП по данным лабораторных опытов, необходимо решить обратную задачу многофазной фильтрации, частным случаем которой является теория Баклея — Леверетта. Способ решения такой обратной задачи впервые предложен в работе [6] и называется методом Джонсона — Босслера — Наймана. Теория Баклея — Леверетта применима для описания линейного вытеснения несжимаемых несмешивающихся флюидов, в случае если капиллярным давлением и влиянием силы тяжести можно пренебречь. Как правило, методом нестационарной фильтрации ОФП определяются в случае дренажа, т. е. при вытеснении смачивающей фазы несмачивающей. Это обусловлено существованием при пропитке более узкой области совместной фильтрации после прорыва фронта вытеснения. Далее для параметров вытесняемого флюида будем использовать индекс w , а для параметров вытесняющего — индекс nw . Для горизонтального потока в случае пренебрежения капиллярным давлением справедливо соотношение между средней насыщенностью несмачивающей фазы $S_{nw,av}$ и насыщенностью на конце исследованного образца S_{nw2} :

$$S_{nw,av} - S_{nw2} = f_{w2} Q_{nw}. \quad (1)$$

Здесь f_{w2} — доля смачивающей фазы в общем потоке на конце образца; Q_{nw} — общее количество поровых объемов, закачанных в систему.

Величины $S_{nw,av}$ и Q_{nw} известны из условий эксперимента, а величина f_{w2} определяется как производная зависимости $S_{nw,av}$ от Q_{nw} :

$$f_{w2} = \frac{dS_{nw,av}}{dQ_{nw}}. \quad (2)$$

Далее вычисляется ОФП смачивающей фазы:

$$k_{rw} = f_{w2} / \left(d \left(\frac{1}{Q_{nw} I_r} \right) / d \left(\frac{1}{Q_{nw}} \right) \right). \quad (3)$$

Здесь

$$I_r = \frac{Q_{nw}/\Delta P}{(Q_{nw}/\Delta P)_0},$$

k_{rw} — относительная фазовая проницаемость смачивающей фазы; ΔP — перепад давления на модели; $(Q_{nw}/\Delta P)_0$ — начальная “инжективность” системы, соответствующая однофазной фильтрации вытесняемого флюида с эффективной проницаемостью, на величину которой нормируется ОФП.

Последнее соотношение, необходимое для замыкания системы уравнений, имеет вид

$$k_{rnw} = \frac{f_{nw2}}{f_{w2}} \frac{\mu_{nw}}{\mu_w} k_{rw}, \quad (4)$$

где μ_{nw} , μ_w — вязкости смачивающей и несмачивающей фаз; k_{rnw} — относительная фазовая проницаемость несмачивающей фазы; f_{nw2} — доля несмачивающей фазы в общем потоке на конце исследуемого образца.

Система (1)–(4) в совокупности с измеряемыми в эксперименте по вытеснению зависимостями перепада давления и насыщенности от времени позволяет получить достаточно точные (в рамках используемых предположений) функции ОФП за относительно малое время.

Исследование воспроизводимости экспериментов. Одной из целей исследования процесса многофазной фильтрации является изучение воспроизводимости экспериментов на установке AutoFlood AFS-300. Воспроизводимость результатов измерения свидетельствует о надежности экспериментального оборудования — исправности узлов поддержания постоянного расхода и давления. При этом погрешность вычисления ОФП в основном определяется методом обработки исходных данных. Проведена серия экспериментов по вытеснению воды азотом на одной и той же модели пласта (см. таблицу) при одних и тех же условиях эксперимента: всестороннее (горное) давление (давление на скелет горной породы, возникающее под действием веса вышележащих горных пород) $P_{ovb} = 43,5$ МПа, поровое давление $P_{por} = 7$ МПа, исходная водонасыщенность $S_{wi} = 100$ %, суммарный объемный расход флюидов $Q = 5$ см³/мин. На рис. 2 приведены параметры нестационарной фильтрации. Видно, что результаты экспериментов серии хорошо согласуются: относительные статистические погрешности определения насыщенности и перепада давления составили 8,3 и 5 % соответственно, в то время как в [12] при определении этих величин допускаются относительные систематические погрешности 10 и 2,4 % соответственно. Завышение относительной погрешности измерения перепада давления почти в два раза по сравнению с допустимой систематической погрешностью 2,4 % объясняется работой датчика перепада давления на нижнем пределе чувствительности.

На рис. 3 приведены относительные фазовые проницаемости, полученные при обработке данных нестационарной фильтрации, представленных на рис. 2, методом Джонсона — Босслера — Наймана. ОФП нормированы на значение проницаемости модели в пластовых условиях $k_w = 130$ мД при $S_w = 100$ %. Различие значений конечной водонасыщенности, получаемой в результате процесса вытеснения воды газом, достигает 8,3 % и объясняется относительно большой субъективной погрешностью определения момента достижения стационарного однофазного состояния фильтрации, когда насыщенность и перепад давления не меняются со временем. В целом результаты расчетов хорошо согласуются (относительная статистическая погрешность вычисления проницаемости равна 7,6 % при допустимой систематической погрешности 5 %) при соответствующих насыщенностях.

Численный эксперимент. Для проверки правильности определения ОФП по данным о нестационарной фильтрации методом Джонсона — Босслера — Наймана проведено численное моделирование в пакете Eclipse компании “Schlumberger” при условиях, идентичных экспериментальным. Решение прямой задачи фильтрации получено на осно-

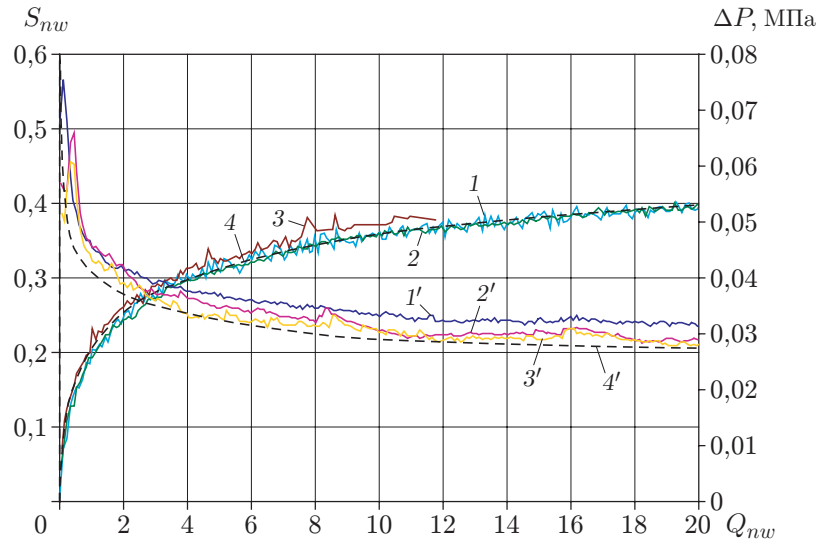


Рис. 2. Параметры нестационарной фильтрации в системе вода — газ при $Q = 5 \text{ см}^3/\text{мин}$:

1–4 — газонасыщенность, 1'–4' — перепад давления; 1, 1' — данные эксперимента 1, 2, 2' — данные эксперимента 2, 3, 3' — данные эксперимента 3, 4, 4' — результаты расчета

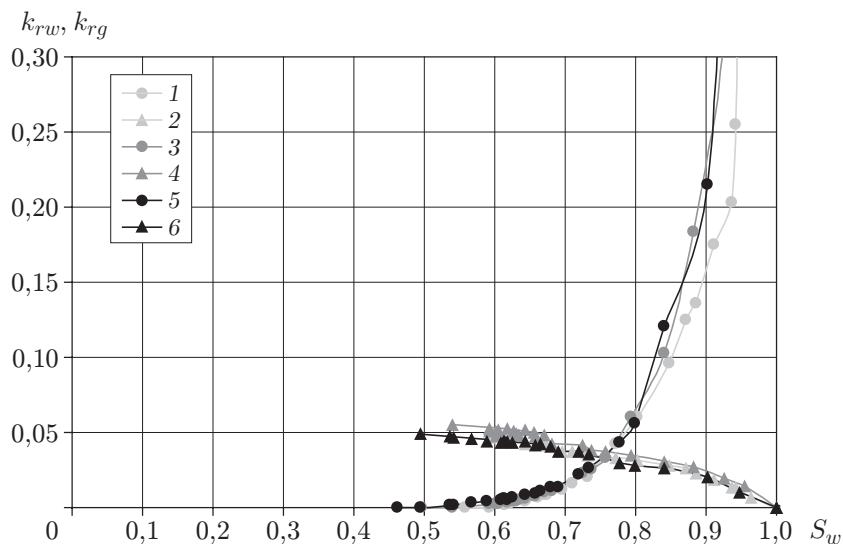


Рис. 3. ОФП, рассчитанные методом Джонсона — Босслера — Наймана:

1, 3, 5 — ОФП воды, 2, 4, 6 — ОФП газа; 1, 2 — данные эксперимента 1, 3, 4 — данные эксперимента 2, 5, 6 — данные эксперимента 3

ве уравнений непрерывности для обоих фильтрующихся флюидов (воды и азота), закона Дарси и полученных в эксперименте зависимостей ОФП от насыщенности порового пространства флюидами:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[k_{rw} \frac{\partial}{\partial x} \left(p - \frac{p_c}{2} \right) \right] = \frac{\mu_w m}{k_{abs}} \frac{\partial S_w}{\partial t}, \quad \frac{\partial}{\partial x} \left[k_{rg} \frac{\partial}{\partial x} \left(p + \frac{p_c}{2} \right) \right] = -\frac{\mu_g m}{k_{abs}} \frac{\partial S_w}{\partial t}, \quad (5)$$

$$p_g - p_w = p_c > 0, \quad p = (p_g + p_w)/2.$$

Здесь $k_{rw}(S_w)$, $k_{rg}(S_w)$ — ОФП для воды и газа соответственно; $S_w(x, t)$ — водонасыщенность; $p_g(x, t)$, $p_w(x, t)$ — давление в газе и воде соответственно; $p(x, t)$ — среднее давление; $p_c(S_w)$ — капиллярное давление; μ_w , μ_g — вязкости жидкой и газовой фазы соответственно; m — пористость; k_{abs} — абсолютная проницаемость; x , t — координата и время соответственно. Система (5) решается относительно среднего давления $p(x, t)$ и водонасыщенности $S_w(x, t)$. При решении используется вычислительный алгоритм на основе конечно-разностных аппроксимаций и метода неявного расчета давления с последующим явным расчетом насыщенности.

Учитывая, что перепад давления на модели пласта не превышал 0,08 МПа, а поровое давление составляло 7 МПа, сжимаемостью газа и воды можно пренебречь. Расчетная область соответствовала геометрическим размерам пласта, состоявшего из трех стандартных цилиндрических образцов керна с известными пористостью и абсолютной проницаемостью. Расчетная область представляла собой состоящий из блоков параллелепипед размером $50 \times 10 \times 3$. Ввод и отбор флюидов осуществлялись через блоки, примыкающие к наименьшим боковым граням. Граничные условия в численной модели соответствовали условиям экспериментов: ввод газа происходил с постоянным расходом ($Q = \text{const}$), а отбор флюидов осуществлялся в соответствии с условием постоянства порового давления.

Основной задачей моделирования являлось определение возможности использования теории Бакли — Леверетта и основанного на ней метода Джонсона — Босслера — Наймана. Для этого требовалось подтвердить, что эксперименты проходили в режиме, когда капиллярным давлением можно пренебречь. При численном моделировании помимо ОФП в (5) задавались зависимости капиллярного давления от водонасыщенности $p_c(S_w)$, полученные для изучаемых разностей пород методом ртутной порометрии (рис. 4).

Результаты численного моделирования и экспериментальных исследований параметров нестационарной фильтрации приведены на рис. 2. Наблюдается удовлетворительное соответствие данных, что свидетельствует о правильности решения обратной задачи фильтрации методом Джонсона — Босслера — Наймана в постановке Бакли — Леверетта. Различие расчетных и определенных в эксперименте зависимостей насыщенности и перепада давления от объема закачанного газа не превышает 8,5 и 5 % соответственно, что согласуется с допустимой ошибкой определения ОФП (10 % для насыщенности и 2,4 % для перепада давления). Выполнены расчеты с учетом и без учета капиллярного давления (рис. 5). Видно, что в обоих случаях зависимости перепада давления и газонасыщенности от времени практически совпадают (отклонение результатов расчета составляет не более 1 % для каждой величины). Это свидетельствует о том, что опыты выполнены в условиях, когда гидродинамические силы существенно превышали капиллярные, т. е. фильтрация происходила в соответствии с теорией Бакли — Леверетта.

Еще одним преимуществом использования численного моделирования является возможность получить дополнительные данные о процессе фильтрации, а именно распределение насыщенности по длине модели пласта и ее изменение во времени (рис. 6). Нередко получение такой информации непосредственно в эксперименте существенно затруднено. Для регистрации распределения давления по длине модели при высоком пластовом давлении требуется использовать кернодержатель особой конфигурации с набором датчиков

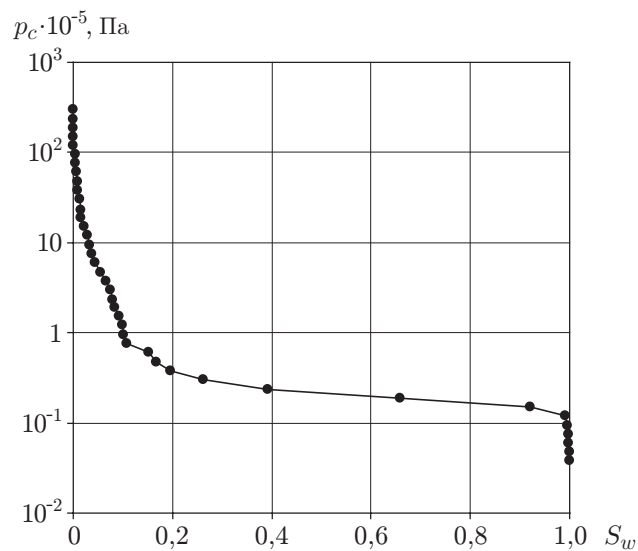


Рис. 4. Зависимость капиллярного давления от водонасыщенности для образца породы с абсолютной газопроницаемостью $k_{abs} = 310$ мД и пористостью $m = 19\%$

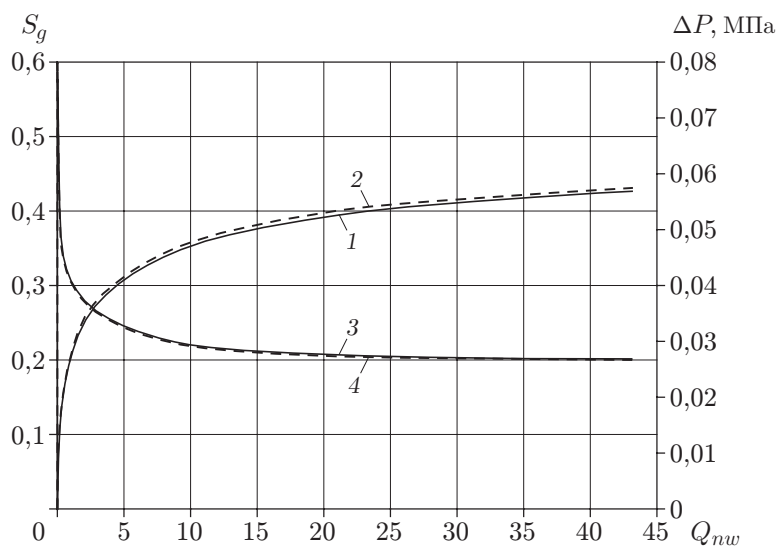


Рис. 5. Зависимости газонасыщенности (1, 2) и перепада давления (3, 4) от объема закачанного газа:

1, 3 — с учетом капиллярного давления, 2, 4 — без учета капиллярного давления

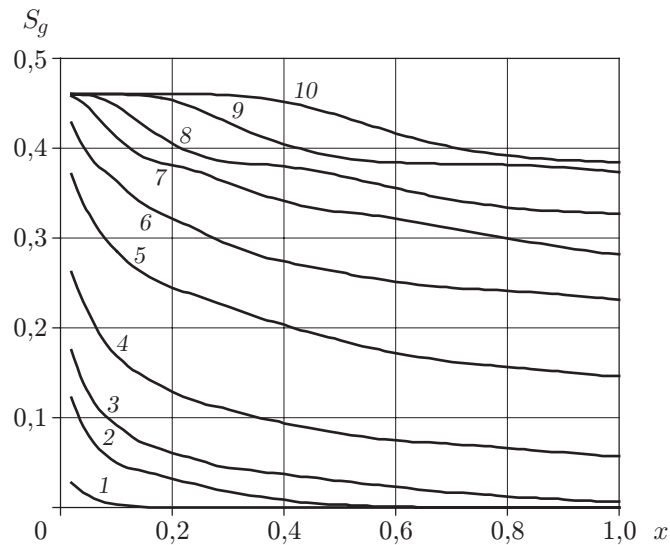


Рис. 6. Распределения газонасыщенности по длине модели, полученные при численном моделировании:

1 — $t = 0,003$ мин, $V_{por} = 0,001$; 2 — $t = 0,036$ мин, $V_{por} = 0,017$; 3 — $t = 0,09$ мин, $V_{por} = 0,04$; 4 — $t = 0,36$ мин, $V_{por} = 0,17$; 5 — $t = 2,16$ мин, $V_{por} = 1,03$; 6 — $t = 6,66$ мин, $V_{por} = 3,17$; 7 — $t = 17,2$ мин, $V_{por} = 8,16$; 8 — $t = 29,2$ мин, $V_{por} = 13,9$; 9 — $t = 55,3$ мин, $V_{por} = 26,3$; 10 — $t = 90,7$ мин, $V_{por} = 43,1$

давления, размещенных вдоль крнковой модели. Такой крнкодержатель является дорогостоящим и сложным в эксплуатации. При современном уровне развития технологий определение насыщенности в пластовых условиях возможно лишь с помощью специализированной томографической системы с композитным крнкодержателем.

Заклучение. В работе предложена методика определения ОФП по данным о нестационарной фильтрации на основе их поэтапной верификации. Для получения максимально достоверных результатов необходимо выполнить следующие шаги:

1. Подбор скорости фильтрации для выполнения эксперимента по нестационарной фильтрации из условия малости капиллярных сил.

2. Проведение эксперимента по нестационарной фильтрации.

3. Обработка данных эксперимента (зависимостей насыщенности и перепада давления от времени) для определения ОФП методом Джонсона — Босслера — Наймана.

4. Решение прямой задачи фильтрации с ОФП, определенными методом Джонсона — Босслера — Наймана, и зависимостями капиллярного давления от водонасыщенности, полученными независимо другими методами.

5. Проверка достоверности вычисленных ОФП путем сравнения результатов численного моделирования процесса фильтрации с учетом и без учета капиллярного давления.

6. Изменение (при необходимости) условий фильтрации в последующих экспериментах.

Для получения более достоверных ОФП следует повторить эксперимент по нестационарной фильтрации на той же или сходной по фильтрационно-емкостным свойствам модели пласта с более высокой скоростью фильтрации, при необходимости пренебрегая условием $\Delta P < 0,1P_{por}$. Другой способ корректировки ОФП заключается в увеличении скорости фильтрации, не нарушая условия малости перепада давления по сравнению с пластовым давлением. Этого можно добиться, либо уменьшая размер модели пласта, либо увеличивая пластовое давление в системе (при этом надо учитывать возможность изменения вязкости флюидов и перераспределения насыщенности в газоконденсатных системах).

Данная методика определения ОФП апробирована на образцах керна Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. На установке двухфазной фильтрации AutoFlood AFS-300 выполнено физическое моделирование процесса двухфазной нестационарной фильтрации при пластовых условиях. Разработана программа расчета ОФП по данным о нестационарной фильтрации, основанная на решении обратной задачи теории Бакли — Ливеретта методом Джонсона — Босслера — Наймана. Рассчитанные ОФП верифицировались путем сравнения результатов численного моделирования процесса фильтрации с учетом капиллярного давления в программном пакете Eclipse с данными экспериментальных исследований. Верификация показала, что ОФП определены с высокой степенью точности.

Предлагаемая методика определения ОФП является уникальной. В отличие от других методик, использующих численное моделирование при интерпретации данных нестационарной фильтрации, данная методика проста в реализации, требует меньших временных затрат и позволяет получить более точные значения ОФП, чем при использовании только экспериментальных методов.

ЛИТЕРАТУРА

1. **Тер-Саркисов Р. М.** Моделирование разработки месторождений природных газов с воздействием на пласт / Р. М. Тер-Саркисов, Н. А. Гужов, А. А. Захаров и др. М.: Недра, 2004.
2. **Томин П. Ю.** Применение многомасштабных алгоритмов для решения задач многофазной фильтрации в анизотропных средах. М., 2011. (Препр. / Ин-т прикл. математики им. М. В. Келдыша РАН; № 14).
3. **Эфрос Д. А.** Исследование фильтрации неоднородных систем. Л.: Гостоптехиздат, 1963.
4. **Степанов А. Н., Бунин Д. Ю., Зотьева З. Д., Самойленко А. Ю.** Экспериментальные исследования фильтрации аномально высоковязких нефтей // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2010. № 6. С. 49–53.
5. **Jones S. C., Roszelle W. O.** Graphical techniques for determining relative permeability from displacement experiments // J. Petrol. Technol. 1978. V. 30, N 5. P. 807–817.
6. **Johnson E. F., Bossler D. P., Naumann V. O.** Calculation of relative permeability from displacement experiments // AIME. 1959. V. 216. P. 370–372.
7. **Schembre J. M., Kovscek A. R.** A technique for measuring two-phase relative permeability in porous media via X-ray CT measurements // J. Petrol. Sci. Engng. 2003. V. 39. P. 159–174.
8. **Sigmund P. M., McCaffery F. G.** An improved unsteady-state procedure for determining the relative permeability characteristics of heterogenous porous media // SPEJ. 1979. V. 19, N 1. P. 15–28.
9. **Richmond P. C., Watson A. T.** Estimation of multiphase flow functions from displacement experiments // SPE Reservoir Engng. 1990. V. 5, N 1. P. 121–127.
10. **Shahverdi H., Sohrabi M., Jamiolahmady M.** A new algorithm for estimating three-phase relative permeability from unsteady-state core experiments // Transport Porous Media. 2011. V. 90, iss. 3. P. 911–926.
11. **Corey A. T.** The interrelation between gas and oil relative permeabilities // Producers Monthly. 1954. V. 19, iss. 1. P. 38–41.
12. **ОСТ 39-235-89.** Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. Введ. 06.02.1989.
13. **Ершов А. П., Даммер А. Я., Куперштох А. Л.** Неустойчивость “невязкого пальца” в регулярных моделях пористой среды // ПМТФ. 2001. Т. 42, № 2. С. 129–140.

*Поступила в редакцию 25/VII 2012 г.,
в окончательном варианте — 7/III 2013 г.*