

КОМПЛЕКСНОЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ДВУХФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ В КОЛЛЕКТОРАХ ЧАЯНДИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ УСЛОВИЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА ОТНОСИТЕЛЬНЫЕ ФАЗОВЫЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ

*Д.М. Орлов, А.Е. Рыжов, Н.В. Савченко, Т.А. Перунова
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)*

Введение

Изучение многофазной фильтрации – важная научная задача, решение которой необходимо для достоверного прогноза технологических показателей при проектировании разработки месторождений. Основной количественной характеристикой многофазной фильтрации является совокупность зависимостей относительных фазовых проницаемостей (ОФП), участвующих в фильтрации флюидов от насыщенности пустотного пространства.

Ранние исследования, проведенные на несцементированном песке, показали, что качественные и количественные характеристики процесса фильтрации в первую очередь зависят от насыщенности пустотного пространства флюидами и направления фильтрационного процесса [1] и слабо зависят от параметров, характеризующих различные начальные условия многофазной фильтрации [2].

Последующие исследования были посвящены более подробному изучению влияния на ОФП различных параметров фильтрационного процесса, среди которых немаловажную роль играют коллекторские свойства породы [3], начальное распределение фаз в поровом объеме [4] и соотношение вязкостей фильтрующихся флюидов [5, 6]. Прежде всего была выявлена существенная зависимость ОФП от типа породы, степени цементации, гранулометрического состава и плотности упаковки зерен. Также обнаружено [3], что абсолютная проницаемость практически не оказывает влияния на ОФП, а изменение пористости влияет на фильтрацию в малой степени. Сделан вывод о том, что на ОФП оказывает вли-

ание литологический тип коллектора, который характеризуется совокупностью параметров: пористостью, абсолютной проницаемостью и литологическими характеристиками. В работе [4] было показано, что начальная водонасыщенность в системе «вода – нефть» влияет не только на граничные точки ОФП, но и на форму зависимостей. В связи с этим исследователи рекомендовали проводить опыты при пластовых значениях остаточной воды, определенных независимым методом. При исследовании влияния на ОФП вязкостей фильтрующихся флюидов были получены довольно противоречивые результаты: в одних работах [1, 5] влияние было обнаружено, в других [6] – нет. В дальнейшем исследователи пришли к выводу о том, что эффект зависимости ОФП от вязкости обусловлен влиянием на фильтрацию более комплексного параметра – капиллярного числа, характеризующего соотношение гидродинамических и капиллярных сил.

Постановка задачи

Предшествующие исследования, посвященные изучению влияния различных начальных условий на многофазную фильтрацию, не смогли дать однозначного ответа на вопрос о степени влияния того или иного параметра на функции ОФП (и тем более выделить тенденцию их изменения). Все исследователи склонялись к мысли, что, если необходимо выполнить адекватное натурным фильтрационным процессам физическое моделирование, то следует максимально повторить те начальные условия, что существовали в пласте. Проводить лабораторные исследования ОФП лучше на реальных кервах с флюидами, свойства которых близки к пластовым. Тем не менее вопрос о влиянии начальных условий на ОФП остается открытым. Особенно актуальным он видится в свете того, что предыдущие исследования нередко проводились при атмосферных условиях и на искусственных моделях пористых сред, а не на реальном керновом материале.

Задача настоящей работы заключалась в комплексном экспериментальном исследовании двухфазного течения в коллекторах Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения, а также в разработке методики количественной оценки влияния условий фильтрации на ОФП. Отдельно рассматривался вопрос

совершенствования методики определения ОФП по данным нестационарной фильтрации с использованием численного моделирования процесса фильтрации в программном пакете Eclipse (Schlumberger).

Исследования проводились на керне из продуктивных отложений ботубобинского горизонта Чайядинского месторождения. Для того чтобы сузить число факторов, влияющих на ОФП, для исследования были подобраны образцы пород, принадлежащих к одному структурно-литологическому типу, – однородные мелкозернистые песчаники хорошей и средней сортировки, относящиеся к III классу проницаемости (классификация А.А. Ханина). Изученные разности обладают относительно однородным строением порового пространства, распределение пор по размерам имеет один четко выраженный максимум.

На рис. 1 сопоставлены распределения пор по размерам для двух характерных литологических разностей пород из исследованной группы образцов. Для разности пород с более низкой проницаемостью распределение смещено в область более тонких пор. Необходимо отметить, что в отобранную коллекцию вошли только породы, практически не подвергшиеся засолонению, которое могло бы изменить строение порового пространства и повлиять на фильтрационные процессы. Проницаемость образцов оставалась неизменной после фильтрации воды.

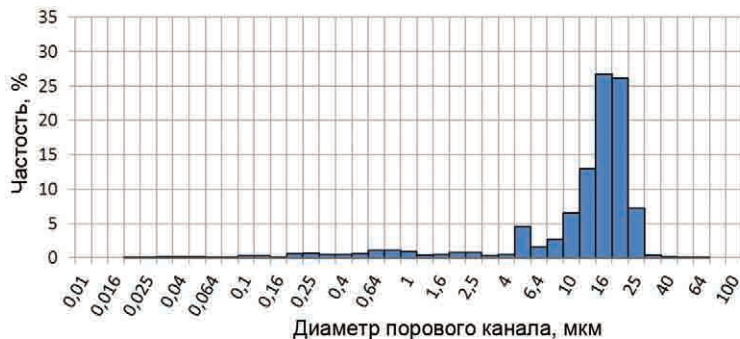
Фильтрационно-емкостные свойства образцов керна, составившего модели пласта, приведены в табл. 1.

Для составных моделей использовались образцы стандартных размеров – длиной и диаметром 30 мм. В процессе исследований варьировались следующие начальные условия:

1. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) модели пласта. Эксперименты проводились на составных моделях пласта с различной средней газопроницаемостью модели K ;

2. Начальное распределение фаз в поровом объеме. Опыты были выполнены на одной модели пласта при разной исходной газонасыщенности S_{gi} . Исходная газонасыщенность создавалась пропиткой образца водой, при этом газ в поровом пространстве оказывается в крупных порах в виде разобщенной фазы (защемленный газ).

Участвующие в фильтрации флюиды. Изучалась двухфазная фильтрация флюидов в двух системах: «вода – нефть» и «вода – газ». Изменяемым параметром в этом случае служило соотношение вязкостей флюидов – $\mu_0 = \mu_w / \mu_{nw}$.



а



б

Рис. 1. Результаты ртутной порометрии. Распределение пор по размеру:
 а - абсолютная газопроницаемость $k_{abs} = 310$ мД; пористость $m = 19\%$;
 б - абсолютная газопроницаемость $k_{abs} = 238$ мД; пористость $m = 17,2\%$

Таблица 1

Параметры моделей пласта и их характеристики

№ образца	k_{abs} , мД	m , %	V_{por} , см ³	L , мм	K , мД
Модель № 1					
3	310	19	10,6	90	236
4	238	17,2			
5	225	16,4			
Модель № 2					
1	145	17,8	10,4	90	117
2	139	15,9			
6	111	18,1			
Модель № 3					
2	139	15,9	10,4	90	145
3	310	19			
4	238	17,2			

Примечания:

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.

Таким образом, исследовалась зависимость ОФП от трех параметров: K , S_{gi} и μ_0 . Чтобы выявить закономерности изменения ОФП в зависимости от конкретного параметра x , необходимо:

- 1) в процессе опыта обеспечить изменение только одного изучаемого параметра (если позволяет методика исследования) или максимально снизить влияние на фильтрацию других параметров;
- 2) определить степень изменения ОФП не только качественно, но и количественно.

Для этого удобно выразить ОФП в виде степенной зависимости, впервые предложенной Corey:

$$k_{rw}(x) = k_{rw}^{wi(r)}(x) \cdot (S_w^*)^{n_w(x)}; \quad (1)$$

$$k_{rmw}(x) = k_{rmw}^{wr(i)}(x) \cdot (1 - S_w^*)^{n_{mw}(x)}; \quad (2)$$

$$S_w^*(S_w) = \frac{S_w - S_{wi}(x)}{S_{wr}(x) - S_{wi}(x)}, \quad (3)$$

где k_{rw} и k_{rnw} – значения ОФП для смачивающей и несмачивающей фазы, соответственно; $k_{rw}^{wi(x)}$ – значения ОФП для смачивающей фазы при исходной S_{wi} (для дренажа) или конечной S_{wr} (для пропитки) насыщенности смачивающей фазы; $k_{rnw}^{wr(i)}$ – значения ОФП для несмачивающей фазы при конечной S_{wr} (для дренажа) или исходной S_{wi} (для пропитки) насыщенности смачивающей фазы; n_w и n_{nw} – показатели степени для смачивающей и несмачивающей фазы, соответственно; S_w – текущая насыщенность смачивающей фазы; S_w^* – нормализованная насыщенность смачивающей фазы.

В таком виде становится ясно, что ОФП количественно могут быть охарактеризованы граничными точками в координатах насыщенность-проницаемость (фазовыми проницаемостями $k_{rw}^{wi(r)}$ и $k_{rnw}^{wr(i)}$ и соответствующими им насыщенностями S_{wi} и S_{wr}) и путем перехода из начальных точек в конечные (степенями кривизны функций ОФП n_w и n_{nw}).

В связи с этим задача определения количественной зависимости ОФП от интересующего параметра x сводится к определению шести функций: $S_{wi}(x)$, $S_{wr}(x)$, $k_{rw}^{wi(r)}(x)$, $k_{rnw}^{wr(i)}(x)$, $n_w(x)$ и $n_{nw}(x)$. Индексы i и r относятся к типу фильтрации – дренаж или пропитка. Очевидно, что при дренаже в начале опыта нулевой всегда будет проницаемость несмачивающей фазы ($k_{rnw}^{wr}(x) = 0$), а в конце – проницаемость смачивающей фазы ($k_{rw}^{wi}(x) = 0$). Тогда интересующими нас шестью функциями будут: $S_{wi}(x)$, $S_{wr}(x)$, $k_{rw}^{wi}(x)$, $k_{rnw}^{wr}(x)$, $n_w(x)$ и $n_{nw}(x)$. В случае пропитки все наоборот: $k_{rnw}^{wr}(x) = 0$ и $k_{rw}^{wi}(x) = 0$, а интересующими нас функциями будут $S_{wi}(x)$, $S_{wr}(x)$, $k_{rnw}^{wr}(x)$, $k_{rw}^{wi}(x)$, $n_w(x)$ и $n_{nw}(x)$.

Экспериментальная установка

Физическое моделирование процессов многофазной фильтрации выполнялось на установке двухфазной фильтрации AutoFlood AFS-300 фирмы CoreLab (USA), предназначенной для определения коэффициентов вытеснения и относительных фазовых проницаемостей при пластовых условиях. Относительные фазовые проницаемости определялись при реализации нестационарной фильтрации: вытеснение воды газом или моделью нефти. В опытах использовалась дистиллированная вода с вязкостью $\mu = 1$ мПа·с и модель нефти (декан $C_{10}H_{22}$) с вязкостью $\mu = 0,92$ мПа·с. В качестве

газа использовался азот с вязкостью $\mu = 0,018$ мПа·с при пластовом давлении $P_{por} = 7$ МПа.

Основными измеряемыми в эксперименте характеристиками являлись перепад давления и насыщенность в зависимости от времени. Определение функций относительных фазовых проницаемостей по данным лабораторных опытов основано на решении обратной задачи многофазной фильтрации. Частным случаем такой задачи является теория Баклея–Леверетта (Buckley–Leverett), которая применима для линейного вытеснения несжимаемых несмешивающихся флюидов при пренебрежении капиллярным давлением и влиянием силы тяжести. Решение обратной задачи теории Баклея–Леверетта впервые было предложено в работе [7], а методика обработки данных эксперимента и определения ОФП носит название метода JBN.

Влияние фильтрационно-емкостных свойств породы-коллектора на ОФП

Первая серия экспериментов была выполнена с целью изучения влияния фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) модели пласта на ОФП в системе «вода – газ». Основным параметром, характеризующим изменение ФЕС внутри исследуемой группы, являлась газовая проницаемость модели в пластовых условиях $x = K$. Все остальные параметры в опытах были фиксированными. Эксперименты по вытеснению воды газом проводились на моделях № 1 и 2 при поровом давлении $P_{por} = 7$ МПа, всестороннем давлении $P_{ovb} = 43,5$ МПа, температуре $T = 25$ °С, 100%-ной исходной водонасыщенности $S_{wi} = 1$ и объемной скорости фильтрации флюидов $Q = 5$ см³/мин. На рис. 2а представлены функции ОФП в системе «вода – газ». Данные зависимости анализировались в количественном виде, как было описано ранее. Так как в экспериментах реализовывался процесс вытеснения (дренажа) воды газом, то интерес представляли следующие шесть функций параметра $x = K$: $S_{wi}(x)$, $S_{wr}(x)$, $k_{rw}^{wi}(x)$, $k_{rnw}^{wr}(x)$, $n_w(x)$ и $n_{nw}(x)$. Начальные точки процесса фильтрации в обоих экспериментах были фиксированы и не зависели от K :

$$k_{rw}^{wi}(x) = k_{rw}^{wi}(K) = 1; \quad (4)$$

$$S_{wi}(x) = S_{wi}(K) = 1. \quad (5)$$

Конечные точки, напротив, определялись исследуемым параметром K

$$k_{mw}^{wr}(x) = k_{mw}^{wr}(K) = f_1(K); \quad (6)$$

$$S_{wr}(x) = S_{wr}(K) = f_2(K), \quad (7)$$

где f_1 и f_2 – некоторые функции параметра K . Причем, если для определения вида функций не хватает экспериментальных данных, то можно однозначно сказать, что в случае вытеснения воды газом проницаемость по газу при достижении конечной водонасыщенности возрастала с ухудшением ФЕС модели пласта (с уменьшением K).

Для определения зависимости степени кривизны функций ОФП n_w и n_{mw} от K удобно перестроить ОФП в нормализованном виде (в соответствии с Corey):

$$\bar{k}_{rw}(x) = \frac{k_{rw}(x)}{k_{rw}^{wi(r)}(x)} = (S_w^*)^{n_w(x)}; \quad (8)$$

$$\bar{k}_{mw}(x) = \frac{k_{mw}(x)}{k_{mw}^{wr(i)}(x)} = (1 - S_w^*)^{n_{mw}(x)}, \quad (9)$$

$$S_w^*(S_w) = \frac{S_w - S_{wi}(x)}{S_{wr}(x) - S_{wi}(x)}. \quad (10)$$

В таком виде (рис. 2б) становится ясно, что степень кривизны функций, а значит «путь», по которому система в процессе фильтрации переходила из начального состояния в конечное, не зависит от газопроницаемости K :

$$n_w(x) = n_w(K) = 5,5 = const; \quad (11)$$

$$n_{mw}(x) = n_{mw}(K) = 0,6 = const. \quad (12)$$

Параметры экспериментов приведены в табл. 2.

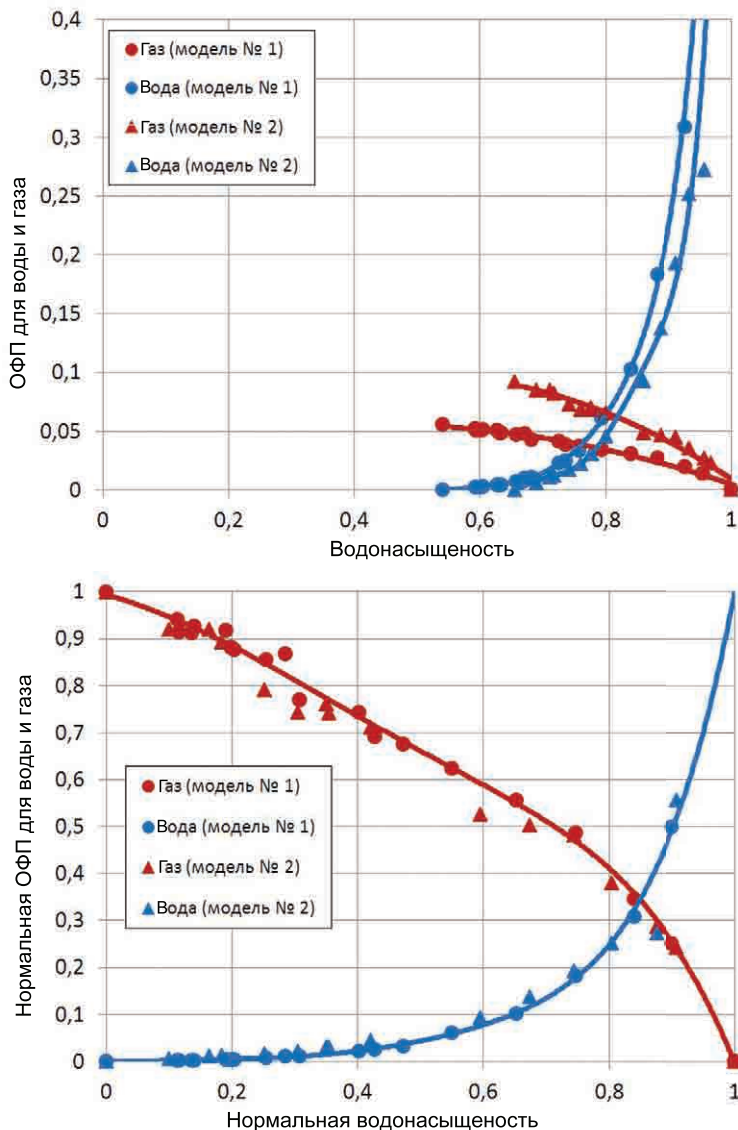


Рис. 2. ОФП для моделей № 1 и 2 в случае дренажа в системе «вода – газ»:
 а – в стандартном виде: ОФП нормированы на значения проницаемости по воде при 100%-ной водонасыщенности $K_w = 130$ мД для модели № 1 и $K_w = 65$ мД для модели № 2;
 б – ОФП – в нормализованном виде (в соответствии с формулами (8)-(10))

Таблица 2

Параметры экспериментов по вытеснению воды газом

№ модели	K , мД	m , %	S_{wr} , %	K_{wr} , мД	K_{nwr} , мД	S_{wr} , %	n_w	n_{nw}
1	236	17,5	100	127,9	7,16	54	5,5	0,6
2	117	17,3	100	65	5,98	65,5	5,5	0,6

Примечания:

K – газовая проницаемость модели в пластовых условиях, мД;

m – пористость, %;

S_{wr} – исходная насыщенность смачивающей фазы, %;

K_{wr} – исходная проницаемость смачивающей фазы в пластовых условиях, мД;

K_{nwr} – конечная проницаемость несмачивающей фазы в пластовых условиях, мД;

S_{wr} – конечная насыщенность смачивающей фазы, %;

n_w и n_{nw} – показатели степени в уравнениях Corey (степень кривизны функций ОФП).

Таким образом, от исследуемого параметра K в системе «вода – газ» зависели лишь два из шести членов в модели Corey, а вид функций ОФП не зависел от ФЕС модели пласта в рамках изученной коллекции образцов, принадлежащих к одному структурно-литологическому типу коллекторов.

Влияние начальной газонасыщенности на ОФП в системе «газ – вода»

Вторая серия экспериментов касалась исследований влияния начального распределения фаз в поровом объеме на ОФП. Процесс внедрения пластовых вод в газовую залежь и формирования за фронтом вытеснения обводненной зоны пласта, содержащей защемленный газ, происходит в нестационарных условиях – при изменяющихся давлениях и, соответственно, газонасыщенностях. Для достоверного прогноза темпов обводнения продуктивного пласта важно правильно оценить влияние исходной газонасыщенности на фазовую проницаемость по воде.

Опыты были выполнены на одной модели пласта в системе «вода – газ» при нулевой и некоторой исходной газонасыщенности S_{gr} . Исходная газонасыщенность модели пласта создавалась путем длительной пропитки водой (5–10 сут) образцов керна при атмосферных условиях и определялась по сжимаемости газа: производилось снятие PV -диаграммы (зависимости давления в сжимаемой системе при уменьшении ее объема) в начале и в конце фильтрационного эксперимента.

Эксперименты по исследованию влияния начального распределения фаз на ОФП проводились на модели № 1 при поровом давлении $P_{por} = 7$ МПа, всестороннем давлении $P_{ovb} = 43,5$ МПа, температуре $T = 25$ °С и объемной скорости фильтрации $Q = 5$ см³/мин. Основным параметром исследования являлась начальная газонасыщенность $x = S_{gi}$. На рис. 3а представлены функции ОФП в системе «вода – газ» для модели № 1 при $S_{gi} = 0$ % и $S_{gi} = 2,2$ %. По описанной методике был проведен количественный анализ полученных ОФП. Как и в предыдущем разделе, интерес представляли следующие шесть функций параметра $x = S_{gi}$: $S_{wi}(x)$, $S_{wr}(x)$, $k_{rw}^{wi}(x)$, $k_{rw}^{wr}(x)$, $n_w(x)$ и $n_{nw}(x)$. Разным начальным значениям газонасыщенностей соответствовали различные начальные точки процесса фильтрации:

$$k_{rw}^{wi}(x) = k_{rw}^{wi}(S_{gi}) = f_3(S_{gi}); \quad (13)$$

$$S_{wi}(x) = S_{wi}(S_{gi}) = f_4(S_{gi}), \quad (14)$$

где f_3 и f_4 – некоторые функции параметра S_{gi} .

Определение вида этих функций является предметом отдельного исследования и в данной работе не рассматривается. Тем не менее, очевидно, что с увеличением исходной газонасыщенности S_{gi} начальная проницаемость по воде k_{rw}^{wi} будет уменьшаться.

На рис. 3б также отражено, что конечные точки процесса фильтрации для опытов с разными S_{gi} практически совпадают. Это можно выразить в виде условия:

$$k_{rw}^{wr}(x) = k_{rw}^{wr}(S_{gi}) = const; \quad (15)$$

$$S_{wr}(x) = S_{wr}(S_{gi}) = const. \quad (16)$$

Для определения зависимости степени кривизны функций ОФП n_w и n_{nw} от S_{gi} ОФП рассматривались в нормализованном виде (рис. 3б). Заметно, что функции ОФП для газа ложатся на одну кривую, в то время как функции ОФП для воды существенно отличаются. Можно отметить, что «путь», по которому система в процессе фильтрации переходила из начального состояния в конечное, лишь частично зависел от начальной газонасыщенности модели:

$$n_w(x) = n_w(S_{gi}) = f(S_{gi}); \quad (17)$$

$$n_{nw}(x) = n_{nw}(S_{gi}) = 0,6 = const. \quad (18)$$

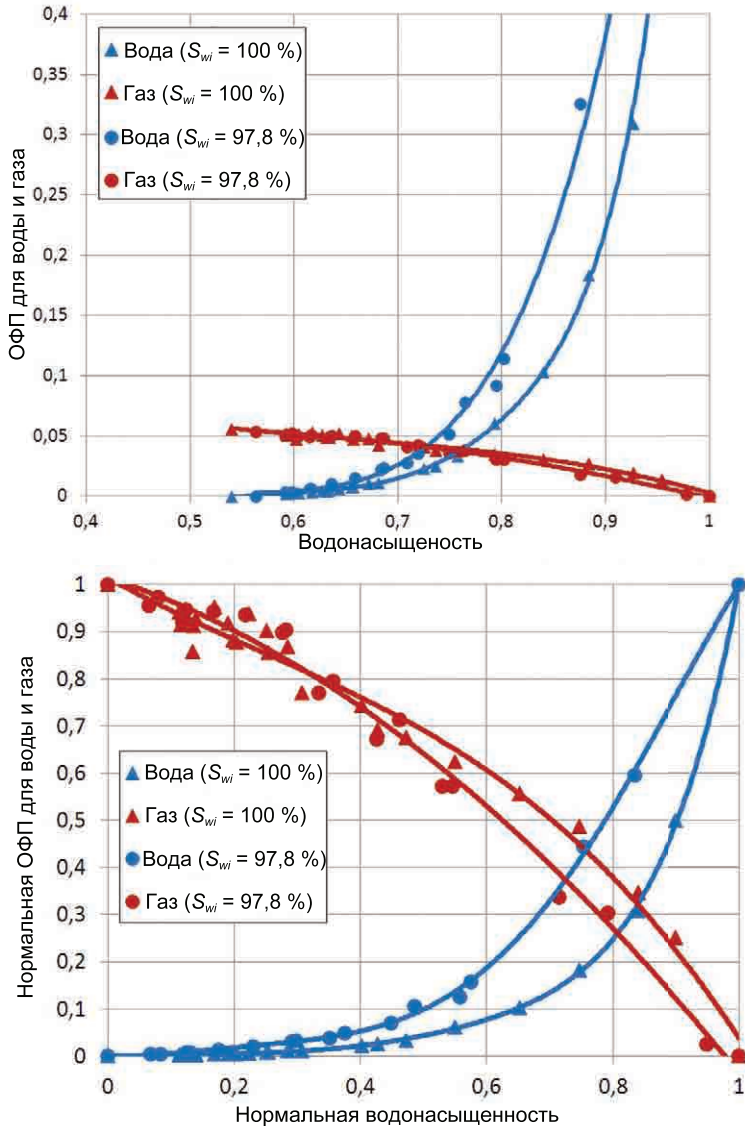


Рис. 3. ОФП для модели № 1 в случае дренажа в системе «вода – газ»:
 а - в стандартном виде: ОФП нормированы на значение проницаемости модели по воде при 100%-ной водонасыщенности в пластовых условиях $K_w = 130$ мД;
 б - ОФП в нормализованном виде (в соответствии с формулами (8)–(10))

Таким образом, от параметра S_{gi} в системе «вода – газ» зависят три из шести членов в модели Corey.

Влияние соотношения вязкостей флюидов на ОФП

Заключительная стадия исследований была связана с изучением влияния участвующих в фильтрации флюидов на ОФП. Для этого сопоставлялись ОФП, полученные в двух системах: «вода – нефть» и «вода – газ» (опыты на моделях № 1 и 3). Основным параметром, характеризующим участие в фильтрации разных флюидов, являлось соотношение вязкостей $\chi = \mu_0 = \mu_w / \mu_{nw}$. Эксперименты по определению ОФП в системе «вода – газ» проводились на модели № 1 (см. рис. 2а) при поровом давлении $P_{por} = 7$ МПа, всестороннем давлении $P_{ovb} = 43,5$ МПа, температуре $T = 25$ °С, 100%-ной исходной водонасыщенности $S_{wi} = 1$ и объемной скорости фильтрации флюидов $Q = 5$ см³/мин. Определение ОФП в системе «вода – нефть» проводилось на модели № 3 (рис. 4) при поровом давлении $P_{por} = 3,5$ МПа, всестороннем давлении $P_{ovb} = 25$ МПа, температуре $T = 25$ °С, 100%-ной исходной водонасыщенности $S_{wi} = 1$ и объемной скорости фильтрации флюидов $Q = 1$ см³/мин. Обе модели обладали практически одинаковыми ФЕС: в их состав входили два одинаковых образца керна, а третьи образцы отличались по проницаемости менее чем в два раза. Такое отличие в ФЕС практически не оказывало влияния на ОФП. Отличием в величине эффективного давления в опытах на моделях № 1 и 3 также можно было пренебречь, так как при эффективном давлении больше 20 МПа ФЕС породы изменяются очень мало. Различия в скоростях фильтрации флюидов ($Q = 1$ и 5 см³/мин) является несущественным в связи с тем, что и в том и другом случае выполняется условие превышения гидродинамических сил над капиллярными (требование теории Баклея–Левретта). Сопоставляя ОФП для моделей № 1 и 3, можно было проанализировать данные зависимости в количественном виде.

Как было изложено выше, начальные точки процесса фильтрации в экспериментах в системах «вода – нефть» и «вода – газ» были фиксированными:

$$k_{rw}^{wi}(x) = k_{rw}^{wi}(\mu_0) = 1; \quad (19)$$

$$S_{wi}(x) = S_{wi}(\mu_0) = 1. \quad (20)$$

Конечные точки, согласно рис. 2а и 4, кардинальным образом зависели от μ_0 :

$$k_{rmw}^{wr}(x) = k_{rmw}^{wr}(\mu_0) = f_5(\mu_0), \quad (21)$$

$$S_{wr}(x) = S_{wr}(\mu_0) = f_6(\mu_0), \quad (22)$$

где f_5 и f_6 – некоторые функции параметра μ_0 . Можно заметить, что с уменьшением μ_0 происходило уменьшение остаточной насыщенности смачивающей фазы и увеличение проницаемости несмачивающей фазы при этой насыщенности.

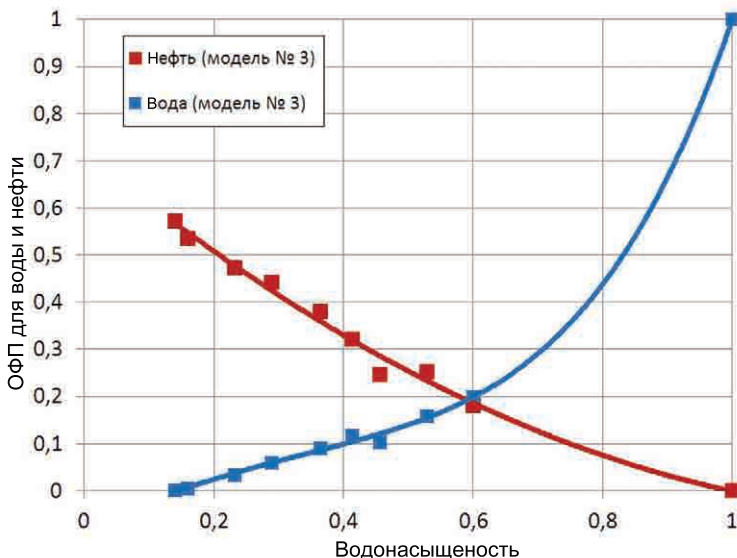


Рис. 4. ОФП для модели № 4 в случае дренажа в системе «вода – нефть». ОФП нормированы на значение проницаемости модели по воде при 100%-ной водонасыщенности в пластовых условиях $K_w = 46,5$ мД

Как было показано выше, ФЕС моделей пласта не влияют на вид функций ОФП. Поэтому исследование влияния соотношения вязкостей фильтрующихся флюидов на вид функций ОФП в нормализованном виде (рис. 5) представляется более точным, чем анализ конечных точек процесса фильтрации. На рис. 5 отражено,

что степень кривизны функций ОФП сильно зависит от соотношения вязкостей μ_0 :

$$n_w(x) = n_w(\mu_0) = f(\mu_0); \quad (23)$$

$$n_{nw}(x) = n_{nw}(\mu_0) = f(\mu_0). \quad (24)$$

Таким образом, от параметра μ_0 зависели четыре из шести членов в модели Corey. Данный случай является примером наиболее сильного влияния на ОФП какой-либо из исследованных параметров. Меньше всего на ОФП оказывает влияние параметр K (ФЕС). Параметр $S_{газ}^0$ (начальное распределение фаз в поровом пространстве) оказывает промежуточное влияние на ОФП.

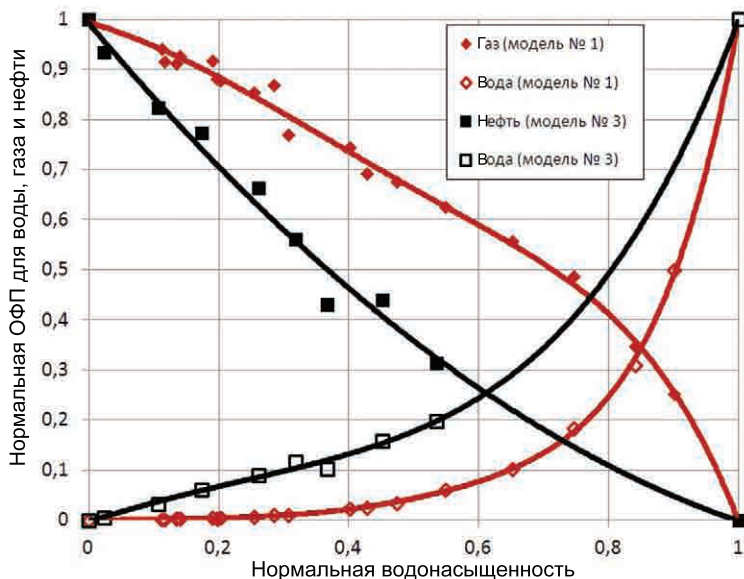


Рис. 5. ОФП в нормализованном виде (в соответствии с формулами (8)–(10)) в случае дренажа в системах «вода – газ» (модель № 1) и «вода – нефть» (модель № 3)

Заключение

На образцах керна Чайандинского НГК месторождения в системах «газ – вода» и «вода – нефть» выполнено физическое моделирование процесса двухфазной фильтрации при пластовых условиях с целью изучения степени влияния различных начальных условий на ОФП. Разработана методика количественного анализа влияния какого-либо параметра на ОФП на основе степенной зависимости относительных фазовых проницаемостей от насыщенности вида Corey.

Проанализирована степень влияния различных начальных условий на двухфазное течение. Наиболее сильное влияние на ОФП оказывает соотношение вязкостей фильтрующихся флюидов: от него зависят как конечные точки процесса фильтрации, так и вид функций ОФП. Менее всего на ОФП в рамках исследованной коллекции образцов оказывают влияние фильтрационно-емкостные свойства модели пласта: от них зависят только конечные точки процесса фильтрации. Начальное распределение фаз в поровом пространстве оказывает промежуточное влияние на ОФП: от него зависят начальные точки процесса фильтрации и вид функции ОФП для воды.

Список литературы

1. Wyckoff R.D. Flow of gas liquid mixtures through sands / R.D. Wyckoff, H.G. Botset // *Physics*. – 1936. – № 7. – P. 325.
2. Leverett M.C. Flow of oil – water mixtures through uncounsolidated sands / M.C. Leverett // *Trans. AIME*. – 1939. – Vol. 132. – P. 149.
3. Morgan T.J. Influence of pore geometry on water-oil relative permeability / T.J. Morgan, D.T. Gordon // *J.Pet.Technol.* – 1970. – 1199. – P. 407.
4. McCaffery F.G. The effect of wettability on two-phase relative permeabilities / F.G. McCaffery, D.W. Bennion // *J. Can. Pet. Technol.* – 1974. – P. 10, 42.
5. Richardson J.G. Calculation of waterflood recovery from steady-state relative permeability data / J.G. Richardson // *Trans. AIME*. – 1951. – P. 210, 373.
6. Ehrlich R. A model for two-phase flow in consolidated materials / R. Ehrlich // *Crane Trans. AIME*. – 1969. – P. 246, 221.
7. Johnson E.F. Calculation of Relative Permeability from Displacement Experiments / E.F. Johnson, D.P. Bossler, V.O. Naumann // *Trans. AIME*. – 1959. – Vol. 216. – P. 370–376.