РОССИЙСКАЯ АКАДЕМИЯ НАУК
СИБИРСКОЕ ОТДЕЛЕНИЕ
ФИЗИКО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗРАБОТКИ ПОЛЕЗНЫХ ИСКОПАЕМЫХ

2017 № 4

УДК 622.279.031:532.5

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ СИСТЕМЫ “ВОДА – ГАЗ” В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Ли Ченьхуэй[1], Чжоу Цяофэн[2], Ю Шицян[3], Ж. Ж. Ибрагимов[2]

[1]*Институт пористого течения и механики жидкости, Университет Академии наук Китая,*
E-mail: 243855834@qq.com, *Лангфанг, 065007, г. Хэбэй, Китай*
[2]*Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина,*
E-mail: gubkin.cup@yandex.ru, ibragimovd94@mail.ru,
Ленинский проспект, 65, корп. 1, 119991, г. Москва, Россия
[3]*Beijing Huanqiu Contracting & Engineering Corp.,* E-mail: youshiqiang@hqcec.com, *г. Пекин, Китай*

Проведен эксперимент на образцах кернов по измерению относительной фазовой проницаемости (ОФП) в системе “вода – газ”. На основе полученных кривых ОФП построены стандартные нормализированные кривые для трех типов карбонатных коллекторов: порового, трещинного, кавернового. С использованием модели течения двухфазной смеси “вода – газ” и эффекта неламинарного потока выполнен расчет и анализ индикаторных кривых газовых скважин. Для карбонатного коллектора трещинного типа построена кривая ОФП с учетом влияния капиллярного давления и разницы между проницаемостями матрицы и трещин. Установлено, что водонасыщенность в точке равенства относительных проницаемостей в трещинных коллекторах имеет наибольшее значение (87 %), а различие данного параметра в поровых и каверновых коллекторах незначительно.

Карбонат, поровый, трещинный и каверновый типы коллектора, относительная фазовая проницаемость в системе “вода – газ”, индикаторные кривые

Около 60 % мировой добычи нефти и газа обеспечивают карбонатные отложения [1]. Извлекаемые запасы газа из карбонатных отложений составляют 45 % от общей суммы запасов. В настоящее время в значительной степени исследованы закономерности процесса фильтрации системы “вода – газ” в песчаных коллекторах [2] и системы “нефть – вода” в карбонатных коллекторах трещинного типа [3 – 5]. Недостаточно изучены закономерности процесса фильтрации системы “вода – газ” в карбонатных коллекторах трещинного типа. Одним из важнейших элементов при гидродинамическом моделировании процессов разработки газовых месторождений с подошвенными и законтурными водами является кривая относительной фазовой проницаемости в системе “вода – газ” [6].

Существуют прямые и косвенные методы определения кривых ОФП в системе “вода – газ”. К прямым относятся лабораторные методы: стационарной и нестационарной фильтрации; к косвенным — расчет ОФП по кривым капиллярного давления, метод определения на основе анализа полевых данных [7, 8].

Экспериментальное исследование фильтрационного процесса в газовых коллекторах в большинстве случаев проводилось в лабораториях на небольших образцах керна. Метод определения ОФП в режиме нестационарной фильтрации имеет следующие преимущества: высокая эффек-

тивность, приближенность к реальным процессам, протекающим в пласте-коллекторе, и применимость в различных условиях. В работе проведено экспериментальное исследование закономерностей процесса двухфазной фильтрации системы “вода – газ” в режиме нестационарной фильтрации на образцах керна с полным диаметром, получены типовые кривые ОФП для различных типов карбонатных коллекторов.

ХАРАКТЕРИСТИКА КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

Различают три основных типа карбонатных коллекторов: поровый, трещинный, каверновый [9]. Проведен анализ структуры микроскопических пор в карбонатных коллекторах на исследуемом участке месторождения. Анализ структуры порового пространства на образцах керна дает качественную оценку по степени развития пор, каверн и трещин в коллекторах. Технология компьютерной томографии (КТ) позволяет изучить внутреннюю структуру пор, каверн и трещин при сохранении подлинной формы исследуемого объекта. На рис. 1 представлены фотографии кернов и соответствующие им КТ-снимки. Для первого типа карбонатных коллекторов характерно развитое поровое пространство, имеются практически невидимые микроотверстия и каверны, трещины заполнены или полностью отсутствуют. Второй тип отличается раскрытыми трещинами, присутствием не полностью заполненных трещин. Третий тип карбонатных коллекторов имеет развитые каверны, трещины заполнены или отсутствуют.

а *б* *в*

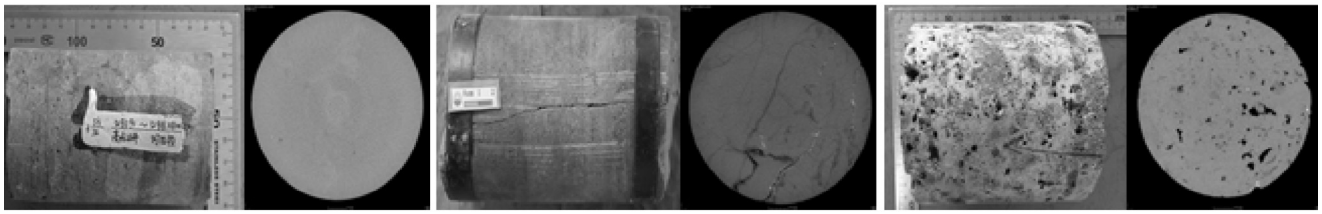

Рис. 1. Фотографии кернов из карбонатных коллекторов разного типа и соответствующие им КТ-снимки: *а* — поровый; *б* — трещинный; *в* — каверновый

На рис. 2 приведены данные пористости и проницаемости, полученные на отобранных 200 кернах с полным диаметром. Следует отметить, что поровые карбонатные коллекторы имеют низкие значения пористости и проницаемости, худшие коллекторские свойства; трещинные коллекторы характеризуются высокой проницаемостью, однако значение коэффициента пористости, обусловленное присутствием матрицы, как правило, меньше 15 %; каверновые коллекторы имеют высокие значения пористости и проницаемости, хорошие коллекторские свойства.

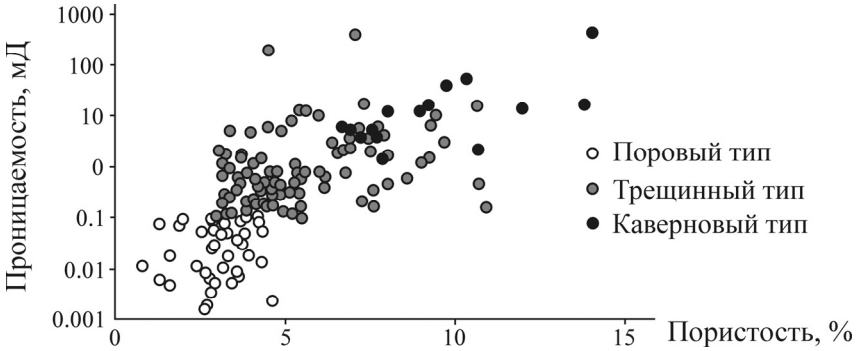

Рис. 2. Сводные данные пористости и проницаемости, полученные из кернов с полным диаметром для разных типов коллекторов

С помощью технологии ядерного магнитного резонанса (ЯМР) можно получить количественное описание порового пространства кернов и определение насыщенности движущихся флюидов. Учитывая исходные фильтрационно-емкостные данные коллектора, можно сделать вывод о размерах пор по результатам измерения кривой T_2. Кривую T_2 слева направо разделим на 5 интервалов: микропоры (0 мс $< T_2 <$ 1 мс), мелкие поры (1 мс $< T_2 <$ 10 мс), средние поры (10 мс $< T_2 <$ 100 мс), крупные поры (100 мс $< T_2 <$ 1000 мс) и каверны (1000 мс $< T_2 <$ 10000 мс). Кривые ЯМР в карбонатных коллекторах имеют несколько пиков. Таким образом, исходя из значения времени релаксации T_2, получим результаты процентного содержания всех типов пор в каждом керне от общего объема порового пространства (рис. 3).

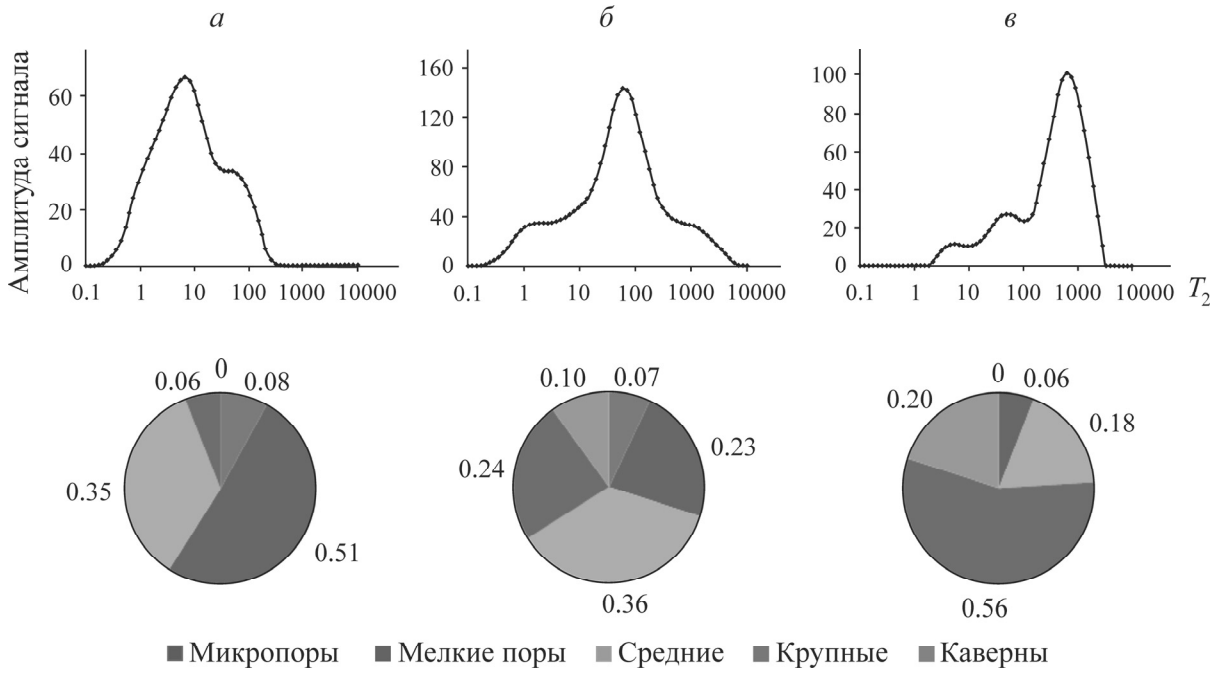

Рис. 3. Кривые ЯМР для трех типов карбонатных коллекторов: *а* — порового; *б* — трещинного; *в* — кавернового

Метод ртутной порометрии позволяет количественно оценить характеристику структуры порового пространства. Замечено, что поровые коллекторы имеют самое большое значение порогового и среднего давления, низкое значение насыщенности вдавливаемой ртути и большое содержание мелких каналов. Распределение пор по размерам в трещинных коллекторах разделяется на две части: матрица пород, имеющая низкое пороговое давление, существенно влияет на значение среднего давления; низкое пороговое давление и среднее давление характерны для каверновых коллекторов; поры с большим диаметром порового канала занимают большую часть (рис. 4).

Видно, что микроскопические структуры порового пространства в карбонатных коллекторах сильно различаются между собой. В табл. 1 представлены статистические результаты фильтрационно-емкостных свойств пласта, полученные на основе изучения характеристик рассматриваемого участка месторождения.

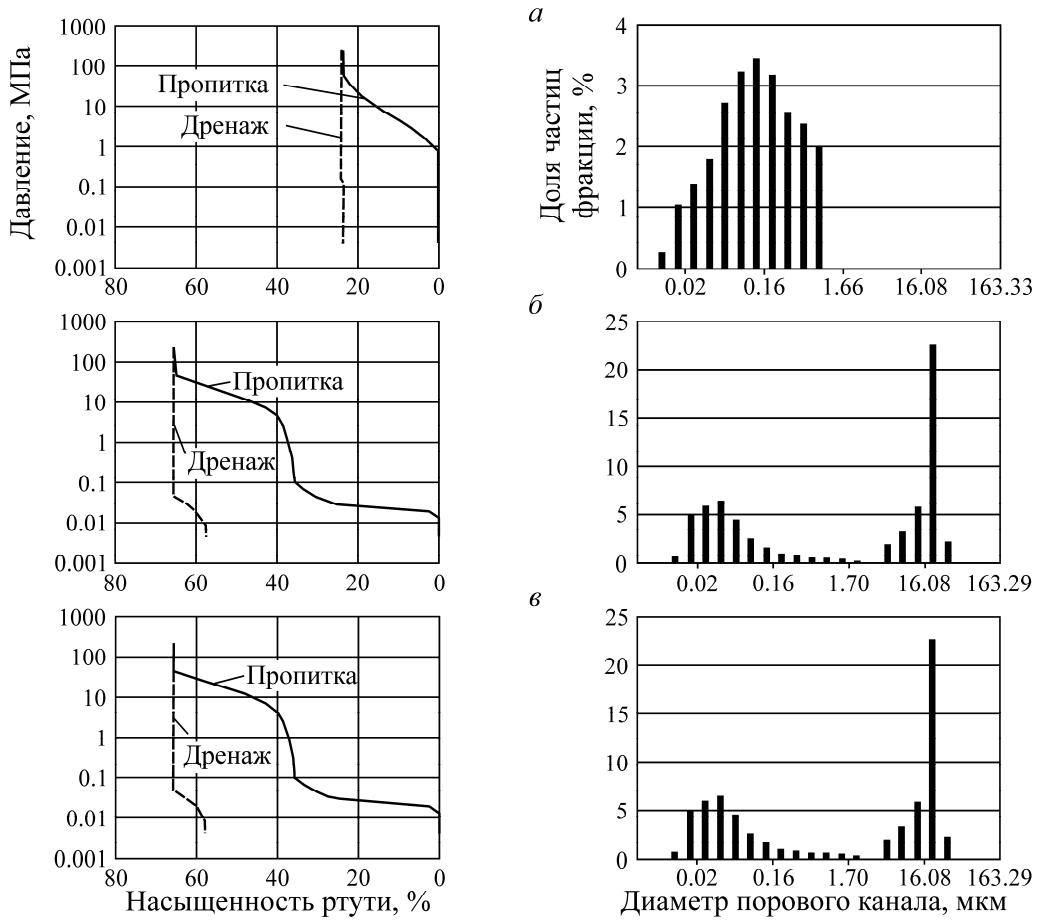

Рис. 4. Результаты метода ртутной порометрии для трех типов коллекторов: *а* — порового; *б* — трещинного; *в* — кавернового

ТАБЛИЦА 1. Параметры коллекторских свойств карбонатных отложений

Показатель	Тип коллектора		
	поровый	трещинный	кавернровый
Литология	Доломит песчано-обломочный глинисто-кристаллитовый	—	Доломит песчано-обломочный средне-мелкокристаллитовый
Проницаемость, мД	<0.1	>0.1	>1
Пористость, %	<3	$2-15$	>6
Содержание пор на анализируемой площади образца, %	<2	>2	>6
Поры по размерам, %	Средние, мелкие и микропоры ≥ 67 Крупные поры ≤ 33 Каверны $=0$	Средние, мелкие и микропоры ≥ 52 Крупные поры ≤ 43 Каверны ≤ 15	Средние, мелкие и микропоры ≤ 31 Крупные поры ≥ 52 Каверны ≥ 17
Насыщенность подвижного флюида	<40	>30	>60
Пороговое давление, МПа	>0.5	<0.3	<0.3
Среднее давление, МПа	>10	$3-20$	<5
Экспоненциальный показатель чувствительности к напряжениям	0.6	0.6	0.1
Число Форхгеймера	<0.03	>0.03	>0.2

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ СИСТЕМЫ “ВОДА – ГАЗ”

На основе полученной информации о геологической характеристике карбонатных отложений и их классификации отобраны специальные керны с полным диаметром и проведен фильтрационный эксперимент системы “вода – газ”. Кроме того, выполнено исследование закономерностей процесса двухфазной фильтрации системы “вода – газ” в карбонатных коллекторах.

Методика эксперимента. В ходе эксперимента использовали азот (вязкость 0.0176 мПа·с) и пластовую воду (вязкость 1.093 мПа·с, соленость 80 000 мг/л). На рис. 5 приведена схема для определения ОФП в системе “вода – газ” в режиме нестационарной фильтрации.

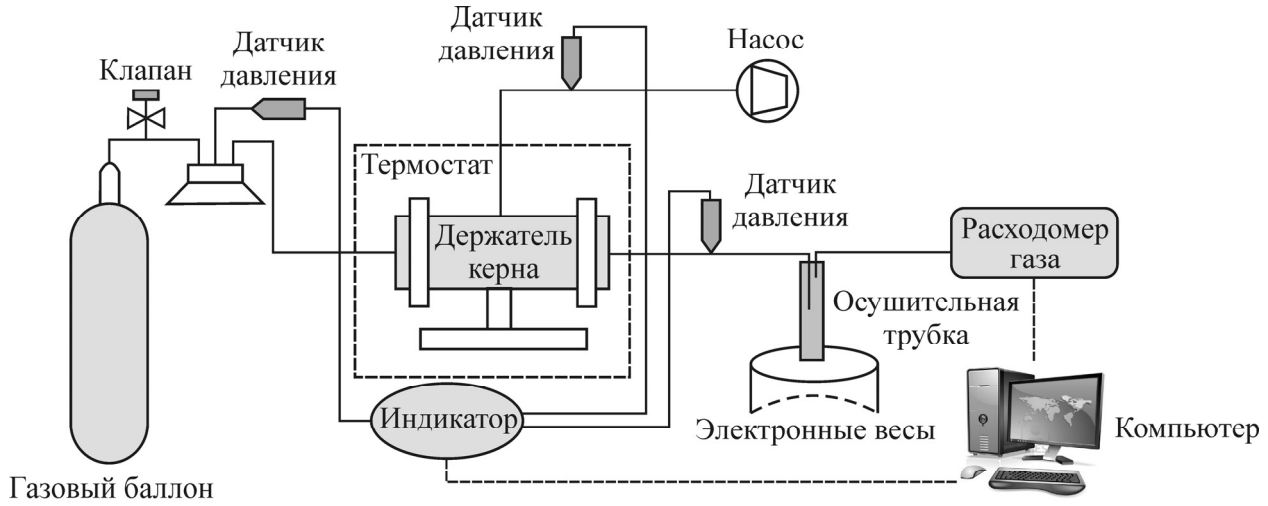

Рис. 5. Принципиальная схема установки для определения ОФП в системе “вода – газ”

Процедура проведения эксперимента. Перед началом эксперимента определяли подходящее давление вытеснения на основе фильтрационно-емкостных параметров кернов и экспериментальных данных проницаемости по воде. Эксперимент для определения ОФП в системе “вода – газ” в режиме нестационарной фильтрации при вытеснении воды газом включает следующие этапы:

1) предварительная обработка выбранных кернов (полируются острые края), сушка в течение 24 ч при температуре 60°С, измерение веса;

2) насыщение кернов пластовой водой в течение 24 ч при давлении 10 МПа;

3) установка насыщенных кернов в кернодержатель;

4) загрузка газа, находящегося в шестиходовом клапане, который связан с входом кернодержателя, достигающего определенного давления вытеснения; открытие клапанов на входе и выходе кернодержателя и включение расходомера газа. Процесс вытеснения останавливается в момент, когда на выходе нет воды;

5) определение веса воды и расхода газа на выходе кернодержателя с помощью прецизионных весов и расходомера. Информация об объеме газа и давлении на входе и выходе хранится на диске;

6) обработка записанных данных и анализ кривых ОФП в системе “вода – газ”.

Первоначальный перепад давления рассчитывается по формуле

$$\pi_1 = \frac{1000\,\sigma}{\sqrt{K\Delta p / \Phi}} \le 0.6\,. \qquad (1)$$

В ходе эксперимента определено давление вытеснения $\pi_1 = 0.3$, натяжение на границе воды и азота составляет $\sigma = 70$ мН/м (табл. 2). Поскольку проницаемость трещинных коллекторов существенно меньше, требуется высокое давление вытеснения при двухфазной фильтрации воды и газа. Поровые и каверновые коллекторы имеют большую проницаемость и малое давление вытеснения.

ТАБЛИЦА 2. Определение давления вытеснения для получения кривых ОФП в карбонатных коллекторах

Тип коллектора	Проницаемость, мД	Пористость, %	Давление вытеснения, МПа
Поровый	0.0295	2.2	3.02
	0.0439	1.9	2.30
	0.0211	2.3	3.65
Трещинный	0.6 / 0.0026	27.0 / 1.5	0.74 / 8.41
	5.2 / 0.0079	3.3 / 2.1	0.28 / 5.71
Каверновый	13.7	12.0	0.33
	37.2	9.74	0.18

Примечание. В знаменателе приведено значение проницаемости до проведения гидроразрыва пласта.

Обработка результатов измерений. Согласно классификации карбонатных коллекторов, проанализированы полученные экспериментальные результаты при двухфазной фильтрации в системе “вода – газ”. Представлены три вида кривых ОФП в системе “вода – газ”: в поровых коллекторах, в трещинных и в каверновых. В первую очередь проводилась нормализация кривых ОФП. Затем путем осреднения получены кривые ОФП в системе “вода – газ” для карбонатных коллекторов. На рис. 6 показаны нормализованные кривые ОФП в системе “вода – газ” для трех типов коллекторов.

В целях получения более точных кривых ОФП, описывающих газовые коллекторы, выполнено осреднение среди нормализированных кривых в системе “вода – газ” в карбонатных коллекторах. На рис. 7 представлены единые кривые ОФП в системе “вода – газ” в карбонатных коллекторах после нормализации, подробная информация о которых приведена в табл. 3.

ТАБЛИЦА 3. Сводные результаты кривых ОФП в системе “вода – газ” для карбонатных коллекторов, %

Тип коллектора	Связанная водонасыщенность	Остаточная газонасыщенность	Коэффициент восстановления фазовой проницаемости по газу при связанной водонасыщенности	Водонасыщенность в точке равенства относительных проницаемостей	Диапазон совместной фильтрации	Эффективность вытеснения воды газом
Поровый	28.09	6.77	25.23	76	28 – 93	69.87
Трещинный	64.94	3.41	60.50	87	65 – 97	32.77
Каверновый	14.25	12.19	44.84	74	14 – 88	83.78

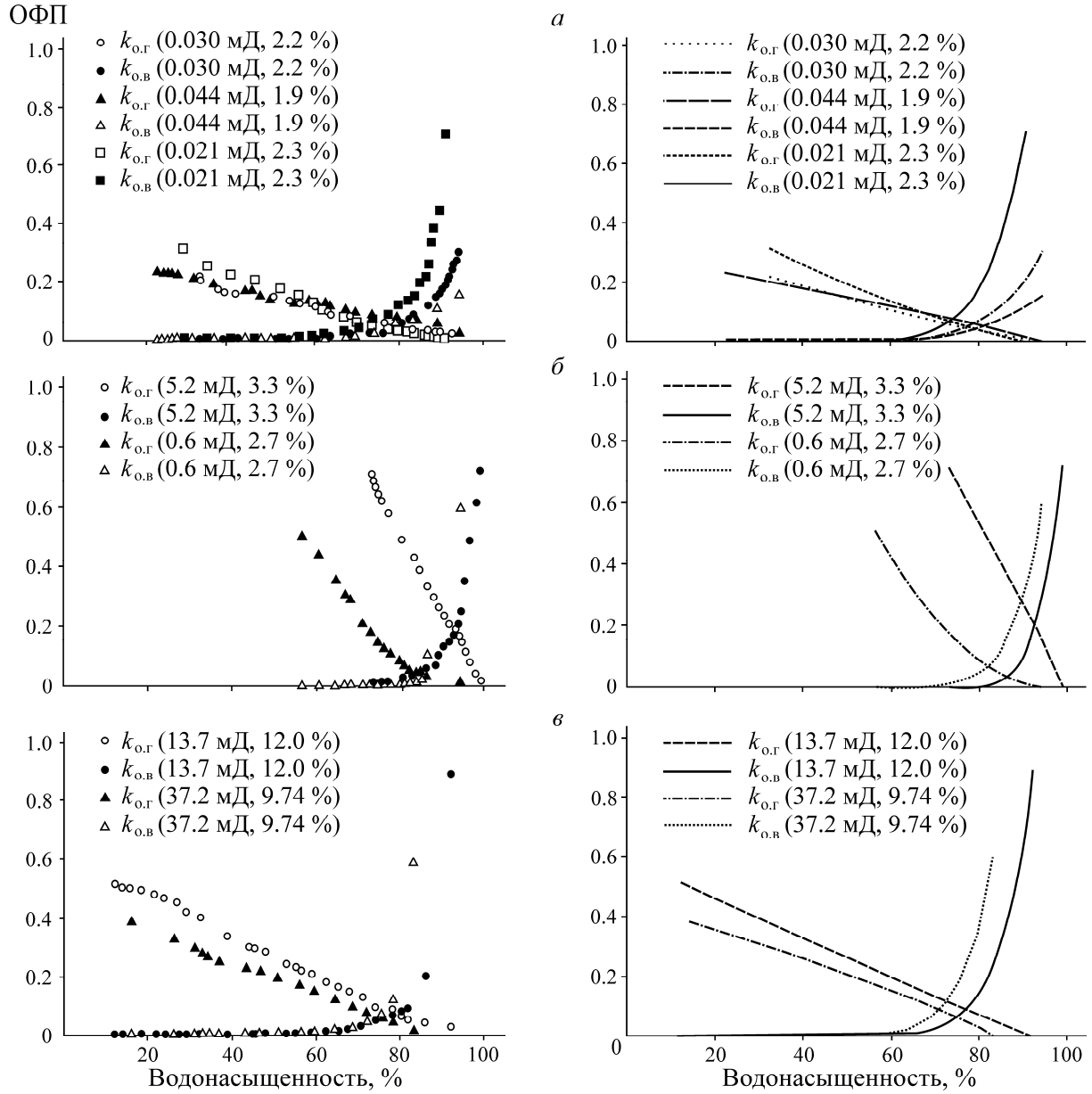

Рис. 6. Экспериментальные результаты кривых ОФП в системе “вода – газ” для коллекторов: *а* — порового; *б* — трещинного; *в* — кавернового; $k_{о.г}$, $k_{о.в}$ — относительная фазовая проницаемость по газу и воде соответственно

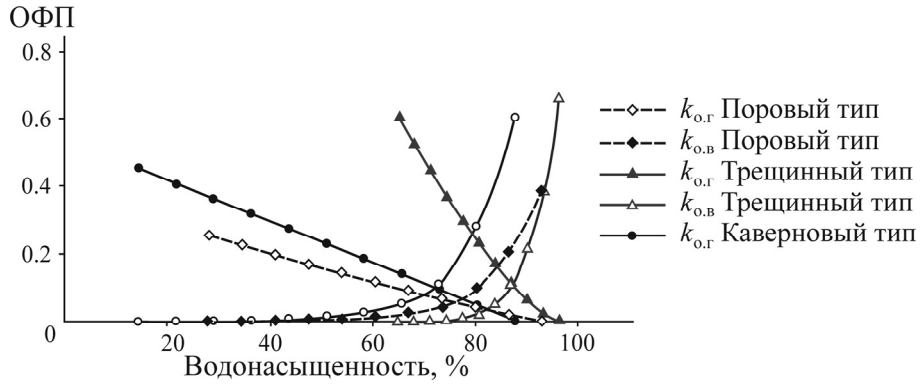

Рис. 7. Средние нормализованные кривые ОФП в системе “вода – газ”

На основе полученных графиков, можно сделать следующие заключения.

• Для исследуемых карбонатных коллекторов на участке: “вода – смачивающая фаза”, “газ – несмачивающая фаза” водонасыщенность при точке равенства относительных проницаемостей в трещинных коллекторах имеет самое большое значение, а в поровых и каверновых коллекторах ее значения различаются незначительно.

• Связанная водонасыщенность в трещинных коллекторах имеет самое большое значение, а диапазон совместной фильтрации воды и газа самый узкий. В каверновых коллекторах низким значением характеризуется связанная водонасыщенность, диапазон совместной фильтрации воды и газа широкий. Для поровых коллекторов диапазон фильтрации находится между значениями трещинных и каверновых коллекторов. Ключевым фактором, определяющим значение конечной водонасыщенности, является равномерность распределения каналов, каверн и трещин на кернах. Керны, отобранные из трещинных коллекторов, обладают самой высокой степенью неоднородности. Процесс вытеснения воды газом в основном происходит в трещинах, вода в матрице пород с трудом выдавливается, в результате у трещинных коллекторов самое высокое значение связанной водонасыщенности. Каверновые коллекторы обладают хорошей связью между порами и кавернами, низкой степенью неоднородности, хорошим эффектом вытеснения воды газом и низким значением связанной водонасыщенности.

• Коэффициенты восстановления проницаемости по газу на кернах карбонатных коллекторов, в случае если вытеснение воды газом осуществляется при связанной водонасыщенности, значительно различаются и имеют следующую взаимосвязь: трещинные > каверновые > поровые. Объясняется это тем, что трещины в трещинных коллекторах представлены в качестве главного пути движения флюидов. Несмотря на низкое значение эффективности вытеснения воды газом, вода в трещинах практически отсутствует. В результате коэффициент восстановления проницаемости по газу значителен. Благодаря хорошим фильтрационно-емкостным свойствам каверновых коллекторов, эффективность вытеснения воды газом самая высокая, вода по главному пути движения отсутствует. Степень восстановления фазовой проницаемости по газу достаточно высокая. За счет малого диаметра порового канала в поровых коллекторах относительно высокое значение связанной водонасыщенности, что приводит к низкой степени восстановления фазовой проницаемости по газу. Данное явление часто встречается при течении газа в пласте.

• При сравнении кривых ОФП в системе “вода – газ” для песчаника [10] отмечено, что характеристика кривых ОФП в поровых карбонатных и однородных плотных песчаниках аналогична, а для каверновых карбонатных коллекторов они схожи с таковыми однородных песчаников со средней и высокой проницаемостью.

Три набора экспериментальных данных, полученных из поровых коллекторов, и два набора данных, полученных на кернах из каверновых коллекторов, различаются между собой несущественно. В результате нормализированные кривые ОФП в системе “вода – нефть” могут применяться для изучения гидродинамических процессов разработки месторождений с подошвенными и законтурными водами. Ввиду отрицательного влияния сквозных трещин, большое внимание должно быть уделено использованию кривых ОФП в системе “вода – газ” для трещинного типа карбонатных коллекторов.

Основными фильтрационными каналами являются трещины в карбонатных коллекторах (трещинного типа). Из табл. 2 видно, что в процессе вытеснения воды газом в кернах, за счет низкого значения матричной проницаемости, требуемое давление вытеснения больше, чем

давление вытеснения после гидроразрыва пласта (ГРП). При давлении вытеснения, рассчитанного на основе керна трещинного типа после проведения ГРП, невозможно полностью выдавить воду из матрицы пласта. В связи с этим можно пренебречь снижением водонасыщенности в матрице пласта. Как правило, около трещин происходит прорыв газа, который приводит к резкому падению водонасыщенности в трещинах, вследствие чего актуальной задачей становится исследование влияния водонасыщенности в трещинах S_{wf} на кривые ОФП в системе "вода – газ". Нормализированные кривые ОФП в системе "вода – газ" из трещинного типа коллекторов стремятся в обратном направлении до значения относительной проницаемости по газу, которое равно единице. При этом проницаемость в трещинах считается в полной мере восстановленной, водонасыщенность в трещинах S_{wf} составляет 1 (рис. 8).

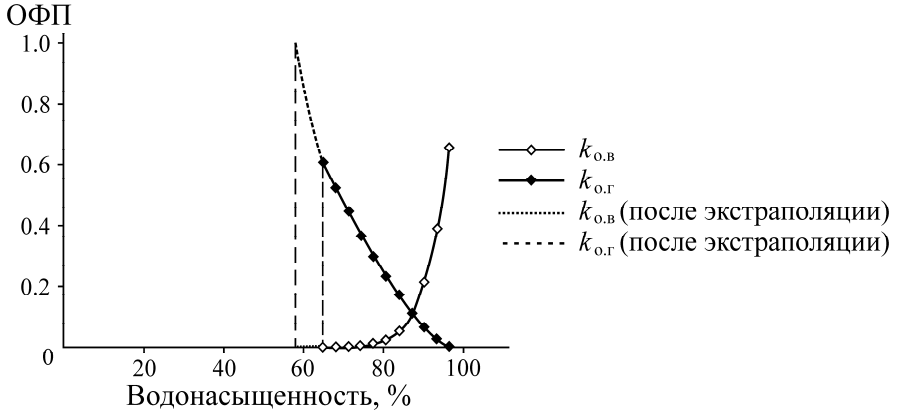

Рис. 8. Кривые ОФП в системе "вода – газ" для трещинных коллекторов

Согласно рис. 8, фактическое значение связанной водонасыщенности представляет собой отношение суммы связанной водонасыщенности в матрице пласта и в трещинах к общему объему порового пространства, который составляет 65 %. Когда относительная проницаемость по газу равна единице, соответствующая водонасыщенность определяется как отношение объема воды в матрице пласта к общему объему порового пространства, ее значение равно 58 %. Определим связанную водонасыщенность в трещинах карбонатных коллекторов:

$$S_{wf} = \frac{S_w - S_{w1}}{1 - S_{w1} / S_{wm}}, \tag{2}$$

где S_w, S_{wm} — общая водонасыщенность и водонасыщенность в матрице, %; S_{w1} — водонасыщенность после экстраполяции.

Рассчитанное значение связанной водонасыщенности в трещинах составляет 17 %. При этом диапазон совместной фильтрации воды и газа в целом по коллекторам трещинного типа находится в пределах $65\% < S_{wf} < 97\%$, соответствующая эффективность вытеснения воды газом равна 32 %; фактический диапазон совместной фильтрации воды и газа в трещинах находится в пределах $17\% < S_{wf} < 92\%$, эффективность вытеснения воды газом 75 %. Это значит, что в процессе вытеснения воды газом водонасыщенность в кернах уменьшилась на 10 %, а в трещинах — на 23 %. Водонасыщенность в трещинах применяется в качестве оси при построении и исследовании кривых ОФП в системе "вода – газ" для карбонатных коллекторов (трещинного типа), что соответствует их фактической разработке. Кривые ОФП в трещинах "вода – газ" представлены на рис. 9.

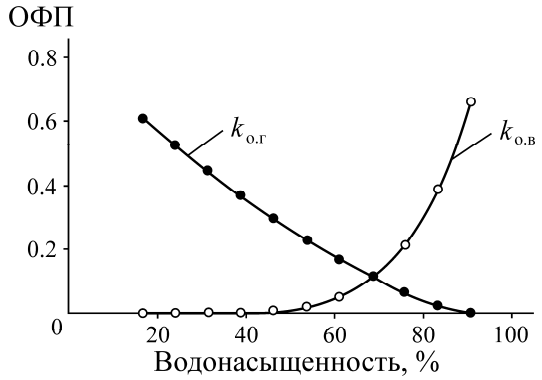

Рис. 9. Кривые ОФП в трещинах для трещинных коллекторов

ОЦЕНКА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Гидродинамическая модель карбонатных газовых коллекторов. На основе результатов предшествующих исследований [9], учитывая чувствительность проницаемости к напряжениям и течение жидкости в пласте, не подчиняющееся закону Дарси, выведены формулы для расчета притока к скважине в режиме стационарной двухфазной фильтрации “вода – газ” без учета скин-фактора в карбонатных газовых коллекторах:

$$\psi_{пл} - \psi_{заб} = Aq_{общ} + Bq_{общ}^2, \tag{3}$$

$$q_{общ} = q_{г.ст}\rho_{г.ст} + q_{в.ст}\rho_{в.ст}, \tag{4}$$

$$q_{в} = \frac{p_{пл} - p_{заб}}{A}, \tag{5}$$

где $\psi = \int_0^p [(\rho_г k_{о.г} / \mu_г) + (\rho_в k_{о.в} / \mu_в)]dp$; $A = (1.842 \cdot 10^{-3} / kk_{о.г}h)\ln(R_k / r_с)$; $\beta = 7 \cdot 10^9 / k_0^{1.42}$; $B = (4.036 \cdot 10^{-21}\beta\rho_г) / r_с^2 h^2 \mu_г$; $k = k_0[(\sigma_г - p)/(\sigma_г - p_{пл})]^{-\alpha}$; $\psi_{пл}$ — псевдодавление в системе “вода – газ”, соответствующее первоначальному пластовому давлению, г·МПа/(см^3·мПа·с); $\psi_{заб}$ — псевдодавление в системе “вода – газ”, соответствующее забойному давлению, г·МПа/(см^3·мПа·с); $p_{пл}$ — первоначальное пластовое давление, МПа; $p_к$ — давление на внешнем контуре, МПа; $p_{заб}$, $\sigma_г$ — забойное давление и горное давление, МПа; α — экспоненциальный показатель чувствительности к напряжениям (для поровых и трещинных коллекторов $\alpha = 0.6$, для каверновых $\alpha = 0.1$); β — коэффициент неламинарного потока, м$^{-1}$; $q_{общ}$ — массовый дебит газа и воды при стандартных условиях, м^3/т; $q_{г.ст}$, $q_{в.ст}$ — дебит газа и дебит воды при стандартных условиях, м^3/сут; h — мощность коллектора; b — объемный коэффициент пластовой воды, дол. ед.; k_0 — первоначальная проницаемость пласта, мД; k — проницаемость пласта с учетом чувствительности к напряжениям, мД; $k_{о.г}$, $k_{о.в}$ — относительная фазовая проницаемость по газу и по воде; $\rho_г$, $\rho_в$ — плотность газа и пластовой воды, кг/м^3; $\rho_{г.ст}$, $\rho_{в.ст}$ — плотность газа и плотность воды при стандартных условиях, кг/м^3; $\mu_г$ — вязкость газа, мПа·с; $\gamma_г$ — относительная плотность газа; R_k, $r_с$ — радиус дренирования и радиус газовой скважины, м.

Расчет выполнен на примере газового месторождения из карбонатного коллектора. Исходные данные: глубина залегания 4700 м; $h = 30$ м; пластовая температура 420 К; первоначальная водонасыщенность 20 %; $p_{пл} = 100$ МПа; $r_с = 0.1$ м; $R_k = 1000$ м; $\gamma_г = 0.6$; проницаемость по-

рового типа коллектора при пластовых условиях 0.07 мД; проницаемость трещинного типа коллектора при пластовых условиях 4 мД; проницаемость кавернового типа коллектора при пластовых условиях 10 мД. В карбонатных коллекторах трещинного типа часть объема порового пространства, состоящая из трещин, занимает 10 % от общего объема коллектора. С учетом присутствия развитых подошвенных и законтурных вод и увеличения значения водонасыщенности за счет прорыва воды, при дальнейшей разработке месторождения применены нормированные кривые ОФП в системе “вода – газ”, соответствующие карбонатным коллекторам. По формулам (3) – (5) определялись индикаторные кривые газовых скважин в карбонатных коллекторах при различной водонасыщенности (рис. 10).

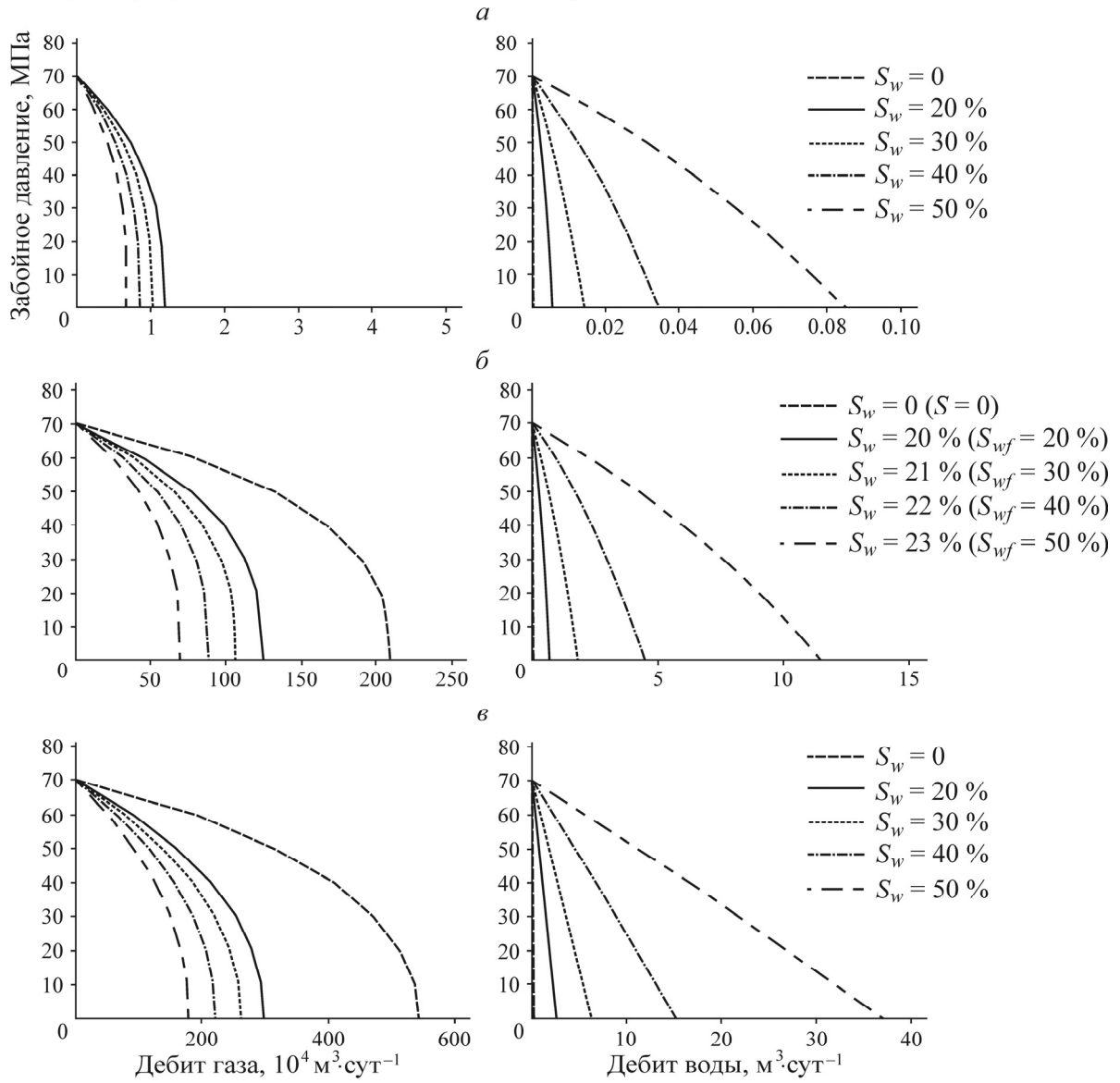

Рис. 10. Индикаторные кривые газовых скважин в карбонатных коллекторах при различных значениях водонасыщенности: *а* — поровый тип; *б* — трещинный; *в* — каверновый

Из рис. 10 видно, что в случае, если значение связанной водонасыщенности мало́, рассчитанная производительность газовой скважины с учетом ее влияния значительно отличается от производительности без учета влияния водонасыщенности, значение которой равно 1/2 значе-

ния параметра с учетом влияния водонасыщенности. Присутствие связанной воды в значительной степени уменьшает производительность скважины, что необходимо учитывать на ранней стадии разработки газовых карбонатных коллекторов.

Наиболее слабыми фильтрационными свойствами обладают карбонатные коллекторы порового типа, которые имеют низкую степень производительности по воде и газу. При естественном режиме промышленная разработка таких коллекторов нерентабельна. Для карбонатных коллекторов трещинного типа производительность скважины по сравнению с другими типами коллекторов средняя, однако водонасыщенность оказывает на нее значительное влияние. С увеличением водонасыщенности на 3 % производительность по газу уменьшалась на 44 %, дебит по воде увеличился примерно в 16 раз. Следовательно, при разработке карбонатных коллекторов трещинного типа регулирование темпа отбора газа из залежи позволит предотвратить преждевременный прорыв воды, который приводит к резкому снижению производительности газовой скважины.

Наиболее высокой степенью производительности характеризуются газовые скважины в карбонатных коллекторах кавернового типа. При увеличении водонасыщенности их производительность незначительно снижается, прирост дебита по воде увеличивается. В случае, когда значение водонасыщенности достигает 50 %, отношение дебита по воде к дебиту по газу незначительно — меньше 0.1 $м^3 / 10^4$ $м^3$, и практически отсутствует отбор воды. Проявление воды слабо влияет на производительность скважины, что является основной причиной эффективной разработки карбонатных коллекторов кавернового типа.

В случае, когда прирост водонасыщенности в карбонатных коллекторах одинаково (например, увеличился с 20 до 30 %), то по характеристике кривых ОФП в системе “вода – газ” в коллекторе трещинного типа вода полностью вошла в трещины, что приводит к увеличению водонасыщенности с 20 до 100 %. В результате дебит газовой скважины стремится к нулю, относительный процент снижения дебита достигает 100 %; относительный процент снижения дебита скважины кавернового типа коллектора составляет 12 %, а порового типа — 14 %.

ВЫВОДЫ

Экспериментальные результаты двухфазной фильтрации “вода – газ” в карбонатных коллекторах (порового, трещинного и кавернового типа) показали, что водонасыщенность в точке равенства относительных проницаемостей для нефти и воды в коллекторах (трещинного типа) имеет наиболее высокое значение (87 %), а различие данного параметра между коллекторами порового типа и кавернового типа незначительно (75 %). Коллекторы представлены как сильно гидрофильные. Диапазон совместной фильтрации воды и газа находится в интервале: трещинные коллекторы < поровые < каверновые. Диапазон степени восстановления проницаемости карбонатных коллекторов при связанной воде находится в интервале: поровый тип < каверновый тип < трещинный тип, в целом значение данного параметра мало́.

Предложена новая методика обработки кривых ОФП в системе “вода – газ” для коллекторов трещинного типа. Экстраполируя кривую ОФП по газу до того момента, пока ее значение не будет равно 1, опускаем перпендикуляр на ось абсцисс и получаем новое значение водонасыщенности. С учетом данного значения и диапазона совместной фильтрации построены кривые ОФП, которые могут использоваться для оценки производительности скважин в коллекторах трещинного типа, что дает более точное соответствие фактической разработке газового месторождения.

Согласно моделям двухфазной фильтрации “вода – газ” для расчета производительности скважины с учетом чувствительности к напряжениям и эффекта неламинарного потока, получены индикаторные кривые для карбонатных газовых коллекторов. Результаты показали, что при одинаковом увеличении водонасыщенности производительность скважин в коллекторах трещинного типа подвержены б□льшему влиянию по сравнению с коллекторами порового и кавернового типов. Это имеет существенное значение при оптимизации добычи и прогнозирования производительности скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. **Gao Shusheng, Hu Zhiming, An Weiguo, et al.** Distribution characteristics of dolomite reservoir pores and caves of Longwangmiao Fm gas reservoirs in the Sichuan Basin, Natural Gas Industry, 2015, Vol. 34, No. 3. — P. 103 – 108.
2. **Jia Ailin, Yan Haijun, Guo Jianlin, et al.** Development characteristics for different types of carbonate gas reservoirs, Acta Petrolei Sinica, 2013, 34(5). — P. 914 – 923.
3. **Gracel P. Diomampo.** Relative permeability through fractures. California: Stanford University, August 2001. — P. 7 – 35.
4. **Nick Speyer, Li Kewen, Horne Roland.** Experimental measurement of two-phase relative permeability in vertical fractures, Thirty-Second Workshop on Geothermal Reservoir Engineering, Stanford University, Stanford, California, 2007, Vol. 1. — P. 22 – 24.
5. **Chih-Ying Chen.** Liquid-Gas relative permeabilities in fractures: Effects of flow structures, phase transformation and surface roughness, California: Stanford University, 2005. — 223 p.
6. **Yi Min, Guo Ping, Sun Liangtian.** An experimental study on relative permeability curve for unsteady-state gas displacement by water, Natural Gas Industry, 2007, Vol. 27, No. 10. — P. 92 – 94.
7. **Zhong Xiao, Du Jianfen.** Gas-water permeability characteristics and high temperature and high pressure experimental study, J. of Chongqing University of Science and Technology (Natural Sciences Edition), 2013, 15(3). — P. 70 – 73.
8. **He Gengsheng.** Petrophysics, Petrophysics, Beijing, Petroleum Industry Press, 1994. — 279 p.
9. **Vahid Khosravi.** Various methods to determine relative permeability in fractured reservoirs. In: SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Australia, 22 – 24 October 2012. SPE158384.
10. **Luo Shunshe, Peng Yuhui, Wei Xinshan, et al.** Characteristics and classification of gas-water relative permeability curves of tight sandstone reservoirs in Sulige Gas Field, J. of Xi'an Shiyou University (Natural Science Edition), 2015, Vol. 30, No. 6. — P. 55 – 61.

Поступила в редакцию 15/III 2017