

УДК 622.323

КАПИЛЛЯРНЫЕ КОНЦЕВЫЕ ЭФФЕКТЫ В КОЛЛЕКТОРАХ С ГЕТЕРОГЕННЫМ ТИПОМ СМАЧИВАЕМОСТИ

© 2020 г. Н. Н. Михайлов^{1,2,*}, академик РАН О. М. Ермилов³, А. Н. Михайлов⁴

Поступило 20.11.2019 г.

После доработки 22.05.2020 г.

Принято к публикации 29.06.2020 г.

Обоснован новый тип капиллярного концевой эффекта в коллекторах нефти и газа, формируемый гетерогенной смачиваемостью. Обнаружено, что проявление этого типа капиллярного концевой эффекта не связано с контрастностью фильтрационно-емкостных свойств. Экспериментально установлена нелинейность фильтрации в пластах с гетерогенной смачиваемостью, механизм этого явления обусловлен проявлением нового типа капиллярного концевой эффекта.

Ключевые слова: капиллярный концевой эффект, гетерогенная смачиваемость, нелинейный закон фильтрации

DOI: 10.31857/S2686739720090145

ВВЕДЕНИЕ

Капиллярные эффекты оказывают влияние на процессы миграции углеводородов и на фильтрационные процессы при разработке месторождений нефти и газа [2, 6, 10, 11]. Традиционно при изучении процессов миграции и моделировании разработки залежей углеводородов предполагался гомогенный тип смачивания, для которого проведено изучение механизма возникновения капиллярных концевых эффектов и их влияния на фильтрацию [10, 12, 13]. Исследованиями последних лет установлен гетерогенный характер смачивания для большинства коллекторов нефти и газа [2, 9], сформированный геологическими и палеогидрохимическими факторами, который проявляется по-разному на различных масштабных уровнях (от микро- до макроуровня) [8, 11]. Цель статьи – выявление роли гетерогенной смачиваемости в образовании капиллярных концевых

эффектов и их влияния на фильтрационные процессы.

КАПИЛЛЯРНЫЕ КОНЦЕВЫЕ ЭФФЕКТЫ В КОЛЛЕКТОРАХ С ГОМОГЕННЫМ ТИПОМ СМАЧИВАНИЯ

При вытеснении смачивающих и несмачивающих фаз они не вытекают из модели пласта до тех пор, пока значения насыщенности фаз на выходе из модели не достигнут максимума. Это связано с разрывами капиллярного давления в модели и вне ее, и получило название “капиллярный концевой эффект”. Он проявляется также и на границах участков коллектора с контрастными фильтрационными свойствами, где возникает равенство капиллярных давлений [10]. Данное равенство трансформируется в скачок насыщенности на этих границах, поскольку зависимости капиллярного давления от степени насыщения порового пространства для контрастных участков коллектора различны.

ТЕКСТУРНАЯ СМАЧИВАЕМОСТЬ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Структурные особенности контролируют степень гидрофобизации коллекторов на разных масштабных уровнях [8]. Степень микромасштабной гидрофобизации, наряду со структурой порового пространства и геометрией пор, контролируется и геологическими факторами формирования, и трансформациями залежей, что обуславливает сложный характер микрострук-

¹ Российский Государственный Университет нефти и газа (Национальный Исследовательский Университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

² Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия

³ Ямало-Ненецкий филиал Института нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения Российской академии наук, Надым, Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, Россия

⁴ Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых, Москва, Россия

*E-mail: folk200@mail.ru

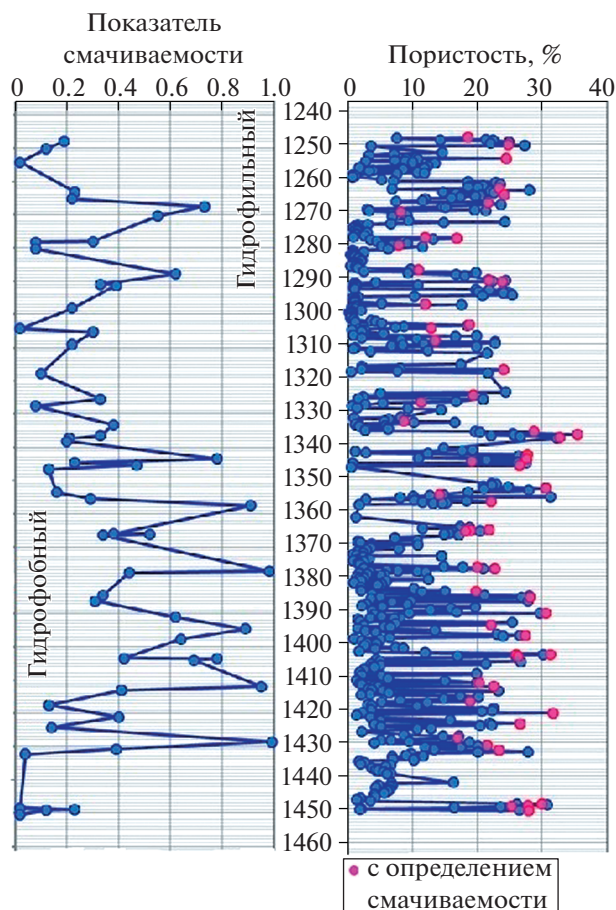


Рис. 1. Зависимости смачиваемости по данным анализа керна (ОСТ 39–180–85) (отн. ед.) и открытой пористости (%) от глубины (м) одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной области.

турной смачиваемости для большинства нефтяных и газовых месторождений [9, 11] (рис. 1).

Результаты анализа керна (рис. 1) демонстрируют резкое изменение смачиваемости для близких по фильтрационно-емкостным свойствам пластов. При неизменной пористости и проницаемости смачиваемость меняется от гидрофильной до гидрофобной, т.е. отсутствует корреляция между смачиваемостью и фильтрационно-емкостными свойствами коллектора. Нами выделен особый макромасштабный тип смачиваемости – *текстурная смачиваемость* [9], характерный для репрезентативного объема кернового материала, определенного в соответствии с ГОСТ 26450.0-85, ГОСТ 26450.2-85. Текстурная смачиваемость характеризуется особыми форменными элементами в массиве пород, имеющими близкие значения показателей смачивания. Эти элементы, в силу зависимости смачиваемости от микроструктуры, не совпадают с традиционными элементами текстуры (слои, линзы и т.д.), и на фоне однородных участков коллектора демонстрируют

участки с различной смачиваемостью. Многофакторность и малоизученность текстурной смачиваемости не позволяют установить необходимые статистические закономерности для перехода на масштаб пласта в целом, что обуславливает неизбежность использования макромасштабных характеристик [9, 11].

ТЕКСТУРНЫЕ КАПИЛЛЯРНЫЕ КОНЦЕВЫЕ ЭФФЕКТЫ ПРИ ГЕТЕРОГЕННОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ

При близких размерах пор, отличающихся формой, фильтрационно-емкостные свойства близки, однако специфическая микроструктура пор и макромасштабные показатели смачивания коллектора отличаются, что определяет различия капиллярного давления и относительных фазовых проницаемостей в макрообъеме однородных по фильтрационно-емкостным свойствам отложений (рис. 2).

В отличие от гомогенного типа смачивания при текстурной смачиваемости равенство капиллярных давлений (P_k) возможно лишь в узком диапазоне подвижного насыщения. Это соответствует максимальным значениям водонасыщения на границах разделов участков (рис. 2). Область проявления скачка насыщенности тесно связана с величиной неподвижной (адсорбированной) нефти и воды в поровом пространстве, которые также зависят от смачиваемости [7]. Внешне похожие эффекты отмечаются и при изучении процессов сушки [13, 14]. Но есть принципиальное отличие. При сушке напорные силы оказывают слабое влияние на массоперенос, но при фильтрации они являются доминирующими. Возникающая разность капиллярных и фазовых давлений на границах гидрофильного и гидрофобного участков пласта обуславливает новый тип капиллярного концевой эффект – текстурный капиллярный концевой эффект по смачиваемости при фильтрации.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕКСТУРНОГО КОНЦЕВОГО ЭФФЕКТА НА ФИЛЬТРАЦИЮ

Фильтрация зависит от соотношения всех действующих перепадов давления. Текстурные концевые эффекты создают разнонаправленные дополнительные перепады давления для пластов с идентичными фильтрационно-емкостными свойствами. Фильтрация осуществлялась на составной модели по ОСТ 39-195-86. Характеристики образцов приведены в табл. 1.

Средние значения проницаемости составной модели и образцов были близки, но отличались по смачиваемости: один образец гидрофильный, второй – гидрофобный. В экспериментах исполь-

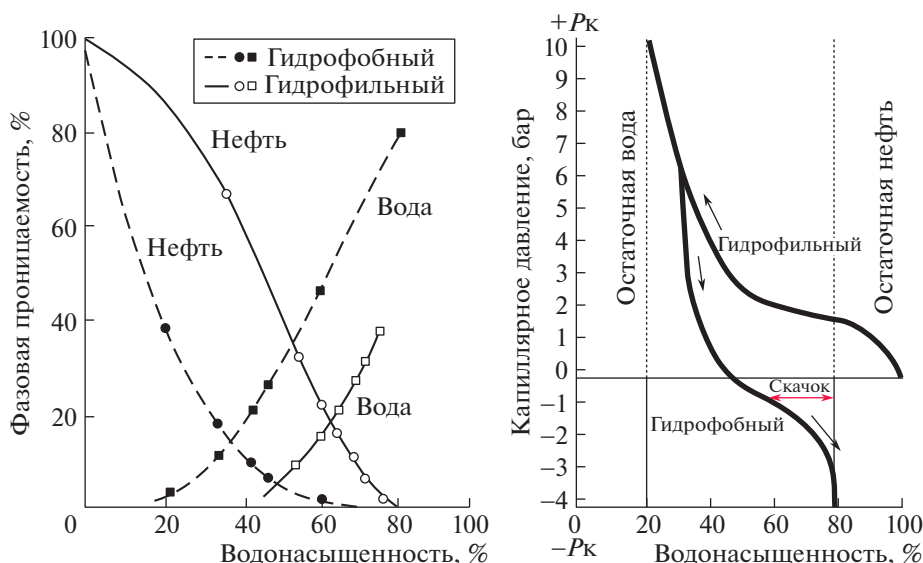


Рис. 2. Зависимости относительных фазовых проницаемостей (слева) и капиллярного давления (справа) в гидрофильных и гидрофобных участках однофазного коллектора.

зовались природная маловязкая беспарафинистая нефть и пластовая вода – водный раствор NaCl, с концентрацией соли 256 г/л.

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРИМЕНТА

Создание термобарических условий и формирование нефтенасыщенности проводились по методике, учитывающей полноту насыщения модели с предварительным уплотнением порового материала [3]. Исследовался широкий диапазон изменений скоростей фильтрации от 0.005 до 2 см³/мин, при ступенчатом изменении перепада давления от 0.006 до 3 МПа. Очередное повышение перепада давления проводилось после завершения процесса вытеснения, которое фиксировалось при полном обводнении отбираемых проб на выходе из модели (ОСТ 39-235-89).

Результаты эксперимента показали, что в модели с гомогенным типом смачиваемости филь-

трация подчиняется закону Дарси, однако для аналогичной модели с гетерогенной смачиваемостью нами выявлен нелинейный характер фильтрации (рис. 3).

Зависимость расхода воды (Θ) от перепада давления для модели с гетерогенной смачиваемостью представляется нелинейной функцией $\Theta = A/\mu f(\Delta p/L)$, где A – постоянный коэффициент; μ – вязкость; L – длина модели.

ОБСУЖДЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ

Установленная нелинейность фильтрации отличается от ранее известных нелинейных законов механизмами возникновения нелинейности. Закон Форхгеймера справедлив для высоких значений скоростей фильтрации и числа Рейнольдса. Закон фильтрации вязкопластичных жидкостей определяется их неньютоновскими свойствами и демонстрирует начальный градиент давления [10]. Аналогичный закон установлен и для низко-

Таблица 1. Исходные параметры испытания и результаты исследования

№ модели	Лабораторный номер образца	Параметры образцов керна					Остаточная водонасыщ. $S_v^{ост}$ (доли ед.)	Показатель смачив. (доли ед.)
		Длина L, см	Диаметр D, см	Пористость Кп, %	Проницаемость Кпр, 10 ⁻³ мкм ²			
					по воздуху	по нефти при остат. водонасыщ		
1	1	3.00	2.96	10.58	25.254	10.526	0.28	0.72
	2	3.00	2.96	11.22	15.745		0.19	0.24

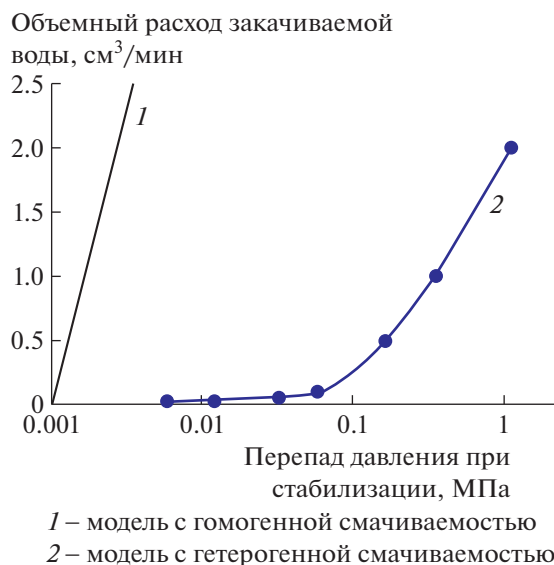


Рис. 3. Сопоставление перепада давления и расхода закачиваемой жидкости.

проницаемых коллекторов [1], однако для них начальный градиент давления обусловлен физико-химическими взаимодействиями коллектора и флюида [4]. Все указанные законы предполагают постоянные значения коэффициента проницаемости. Установленный нами нелинейный закон демонстрирует переменные значения коэффициента флюидопроницаемости, что приводит к изменению общепринятых фильтрационных моделей [5]. Физический механизм, приводящий к нелинейной зависимости расхода от перепада давления, заключается в возникновении скачка капиллярного давления на границах участков коллектора с различной смачиваемостью, именно в этом состоит новизна полученного результата.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Байков В.А., Галеев Р.Р., Колонских А.В и др. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Анализ и интерпретация результатов лабораторных исследований ядра Приобского месторождения // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2013. № 2. Вып. 31. С. 8–12.
2. Абдалла В., Баркли Д.С., Карнеги Э. и др. Основы смачиваемости // Нефтегазовое обозрение. лето 2007. С. 54–75.
3. Гурбатова И.П., Глушков Д.В., Рехачев П.Н. и др. Особенности изучения карбонатных пород-коллекторов лабораторными методами / Пермь: Астер Диджитал. 2017. 264 с.
4. Ли Сюаньжань. Нелинейная фильтрация воды в низкопроницаемых коллекторах // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». 2015. № 3(23). С. 116–121.
5. Лобковский Л.И., Рамазанов М.М. К теории фильтрации в среде с двойной пористостью. // ДАН. 2019. Т. 484. № 3. С. 348–351.
6. Михайлов А.Н. Влияние капиллярных концевых эффектов на показатели разработки / М.: Нефтяное хозяйство. 2013. № 9. С. 54–56.
7. Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л. С. Влияние асфальтенов на смачиваемость газонефтесыщенных пород-коллекторов // ДАН. 2019. Т. 486. № 1. С. 65–68.
8. Михайлов Н.Н., Кузьмин В.А., Моторова К.А., Сечина Л.С. Влияние микроструктуры порового пространства на гидрофобизацию коллекторов нефти и газа // Вестник Московского Университета. Сер. 4. Геология. 2016. № 5. С. 67–75.
9. Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. Смачиваемость нефтегазовых пластовых систем: Учебное пособие. М.: Российский государственные университет нефти и газа им. И.М. Губкина. 2019. 360 с.
10. Barenblatt G.I., Entov V.M., Ryzhik V.M. Theory of Fluid Flows Through Natural Rocks. Dordrecht/Boston/London. Kluwer Academic Publishers. 1990. 396 p.
11. Marzouk I., Takezaki H., Miwa M. Geologic Controls on Wettability of Carbonate Reservoirs // Society of Petroleum Engineers. 1995. SPE 29883. P. 449–460.
12. Nazari Moghaddam, R., Jamiolahmady M. Steady-State Relative Permeability Measurements of Tight and Shale Rocks Considering Capillary End Effect // Transport in Porous Media. 2019. № 128. P. 75–96.
13. Debbabi Y., Jackson M.D., Hampso G.J., Salinas P. Capillary Heterogeneity Trapping and Crossflow in Layered Porous Media // Transp Porous Med. 2017. 120:183–206.
14. Shokri N., Lehmann P., Or D. Characteristics of Evaporation from Partially Wetttable Porous Media // Water Resources Research. 2009. V. 45. W02415. P. 1–12.

CAPILLARY END EFFECTS IN COLLECTORS OF HETEROGENEOUS WETTABILITY TYPE

N. N. Mikhailov^{a, #}, Academician of the RAS O. M. Ermilov^b, and A. N. Mikhailov^c

^a *Gubkin Russian state University of Oil and Gas, Moscow, Russian Federation*

^b *Trofimuk Institute of Petroleum Geology and Geophysics, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yamal-Nenetsk Branch, Nadym, Yamalo-Nenetsk autonomous district, Russian Federation*

^c *State Commission on mineral reserves, Moscow, Russian Federation*

[#] *E-mail: folko200@mail.ru*

A new type of capillary end effect in oil and gas reservoirs formed by heterogeneous wettability is justified. It was found that the manifestation of this type of capillary end effect is not associated with the contrast of reservoir rock permeability or porosity. Non-linearity of fluid flow in layers with heterogeneous wettability has been experimentally established. The mechanism of this phenomenon is due to the manifestation of a new type of capillary end effect.

Keywords: capillary end effect, heterogeneous wettability, nonlinear flow law