

ВЛИЯНИЕ СМАЧИВАЕМОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИЕМИСТОСТЬ СКВАЖИН ПРИ СНИЖЕНИИ ПЛАСТОВОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ

THE EFFECT OF CARBONATE RESERVOIR WETTABILITY ON WELL SUSCEPTIBILITY AT RESERVOIR TEMPERATURE REDUCING

А. А. Мугатабарова
Albina A. Mugatabarova

Уфимский государственный
нефтяной технический
университет,
г. Уфа, Российская Федерация

Ufa State Petroleum
Technological University,
Ufa, Russian Federation

В статье рассмотрены возможные причины низкой приемистости скважин в продуктивных горизонтах, сложенных из карбонатных пород. Сделано предположение об изменении смачиваемости породы коллектора из-за снижения температуры вследствие закачки воды с дневной поверхности. Смачиваемость образцов керна была определена в лаборатории как нейтральная с преимуществом гидрофильности. Когда исследуемое месторождение разрабатывалось на естественном режиме, его температура практически не изменялась. Температура закачиваемой воды в скважину глубиной более 4200 м отличается от пластовой, равной 80–90 °С, и ее закачка приводит к уменьшению средней температуры пласта, что, в свою очередь, ведет к уменьшению относительной проницаемости по нефти, увеличению вязкости парафинистой нефти, затуханию фильтрации нефти, увеличению межфазного натяжения между флюидами и гидрофобизации поверхности горной породы. Основной причиной изменения смачиваемости естественно-гидрофильной поверхности является состав нефти, так как все компоненты, изменяющие ее, сосредоточены в нефтяной фазе. Тяжелые компоненты нефти, сорбируясь на поверхности породы, снижают сечение ее тонких пор и капилляров, при этом установлено, что затухание фильтрации нефти проявляется тем сильнее, чем меньше радиус поровых каналов. Поэтому этот процесс особенно существенен в низкопроницаемых зонах залежи, что сказывается на приемистости скважин, расположенных в этих зонах. Предлагается применять газовое или водогазовое воздействие на продуктивные пласты, причем последнее является приоритетным, так как газ может поглощаться или прорываться в неоднородных карбонатных пластах.

The possible reasons for the low injectivity of wells in productive horizons, composed of carbonate rocks, are considered in the article. A suggestion is made to change the wettability of the reservoir rock due to a decrease in temperature depending on water pumping from the surface. The wettability of the core samples was determined in the laboratory as neutral with the advantage of hydrophilicity. When the investigated deposit was developed on a natural basis, its temperature practically did not change. The temperature of the injected water into the well with a depth of more than 4200 m differs from the reservoir, equal to 80–90 °C,

Ключевые слова

смачиваемость,
карбонатные породы,
пластовая температура,
приемистость скважин,
лабораторные исследования

Key words

wettability,
carbonate strata,
reservoir temperature,
well susceptibility,
laboratory studies

and its injection leads to a decrease in the average temperature of the formation, which in turn leads to a decrease in the relative permeability for oil, an increase in the viscosity of paraffinic oil, oil filtration, increase in interfacial tension between fluids and hydrophobization of the rock surface. The main reason for the change in the wettability of the naturally hydrophilic surface is the oil composition, since all the components changing it are concentrated in the oil phase. Heavy oil components, sorbed on the surface of the rock, reduce the cross section of its thin pores and capillaries, and it has been established that oil filtration attenuation manifests the stronger, the smaller the radius of the pore channels. Therefore, this process is particularly significant in low-permeability zones of the deposit, which affects the injectivity of wells located in these zones. It is suggested to use gas or water and gas influence on productive layers, the latter being a priority, since gas can be absorbed or break through in heterogeneous carbonate strata.

Несколько лет назад началась опытно-промышленная разработка одного из крупных нефтяных месторождений среди разведанных в Тимано-Печорской провинции. Его пласты-коллекторы представлены карбонатными отложениями, нефть парафинистая. С началом эксплуатации месторождения пластовое давление стало снижаться стремительно, с целью его поддержания было принято решение использовать заводнение, хотя в 2014 г. рассматривалась возможность применения газового и водогазового воздействий на пласты с использованием попутного нефтяного газа. Больше года месторождение эксплуатировалось на естественном режиме, а после перевода некоторых скважин под нагнетание возникла проблема их малой приемистости в низкопроницаемых областях геологической структуры. Наличие глин, способных к набуханию, в горной породе данных отложений не выявлено. Возможно, что сложившаяся ситуация связана с неучтенным изменением смачиваемости породы в процессе закачки воды с дневной поверхности.

Продуктивные горизонты рассматриваемого месторождения с начальной пластовой температурой более 80–90 °С залегают на глубинах более 4200–4300 м. Пласты-коллекторы сложены различными породами, в большей части известняками и доломитами, их трещиноватый и трещиновато-поровый тип пустотного пространства обусловлен наличием трещин, а также каверн, образованных выщелачиванием остатков флоры и фауны. Последнее способствовало развитию вторичного пустотного пространства и сформировало участки коллекторов высокого качества, а цементация другой части пород ухудшила ее фильтрационно-емкостные свойства. Проницаемость об-

разцов керна, отобранных из нефтенасыщенных зон, варьируется в широких пределах от десятых долей до нескольких сотен миллдарси, пористость — от 4% до 9%.

Смачиваемость образцов керна была определена вначале в лабораториях двух организаций разными методами: методом горного бюро США, методом Амотта [1] и согласно ОСТ [2]. В результате на керне карбонатных отложений тип смачиваемости породы определен от гидрофобного до гидрофильного. При получении гидрофобной смачиваемости горной породы опыты выполнены согласно [2] при комнатной температуре с выполнением подготовительного этапа старения образцов керна в нефти изучаемого месторождения в термических условиях пласта.

В [3] И.Л. Мархасин, ссылаясь на экспериментальные исследования [4], выявил следующее распределение различных поверхностей в коллекторах (таблица 1).

Таблица 1. Распределение поверхностей в коллекторах (%)

Тип породы	Терригенные	Карбонатные
Гидрофильная	27	8
Гидрофобная	66	84
С промежуточной смачиваемостью	7	8

Отсюда следует, что большинство карбонатных пород относится к гидрофобным, и по результатам опытов можно было бы сделать заключение, что тип смачиваемости породы рассматриваемого месторождения является гидрофобным, учитывая при этом, что погрешности в определении смачиваемости в лаборатории достигают 30%, а гидрофобная смачиваемость была получена при восстановлении смачиваемости образцов керна путем их

старения. Но для уточнения типа смачиваемости опыты повторили в третьей лаборатории и лаборатории экспертной организации методом горного бюро США на современной центрифуге производства США с точным определением насыщенности образцов керн. Для представительной коллекции образцов керн известняков и доломитов в третьей лаборатории смачиваемость определена как нейтральная с преимуществом гидрофильности: индекс смачиваемости IUSBM изменяется от $-0,16$ до $0,97$ и его среднее значение составило $0,23$ (рисунок 1). При этом данные некоторых образцов керн не вошли в результаты исследований, так как при завершении опытов эти образцы были покрыты твердой оболочкой, состоящей из тяжелых компонентов нефти, выпавших при центрифугировании.

В лаборатории экспертной организации получено, что объект исследования представлен породами преимущественно гидрофильными с $IUSBM = 0,11 - 1,09$ (если индекс смачиваемости IUSBM равен нулю, то смачива-

емость определяется как нейтральная; если меньше нуля, равен -1 и более, то гидрофобная; больше 0 , ближе к 1 и более — гидрофильная).

Сопоставление результатов определения смачиваемости образцов керн методом горного бюро США в двух лабораториях при соблюдении пластовой температуры в опытах представлено в таблице 2, его можно считать удовлетворительным [5].

По результатам исследований четырех лабораторий смачиваемость пород карбонатных отложений рассматриваемого месторождения можно характеризовать как нейтральную с преимуществом гидрофильности. А это значит, что в пластовых условиях половина или большая часть минералов породы смачивается водой, а остальная часть — нефтью.

Важность измерения смачиваемости выявлена, например, в [1, 6], в результате получения показателей эффективности заводнения для систем, имеющих разные характеристики смачиваемости. Дональдсоном, Эмери, Твехейо

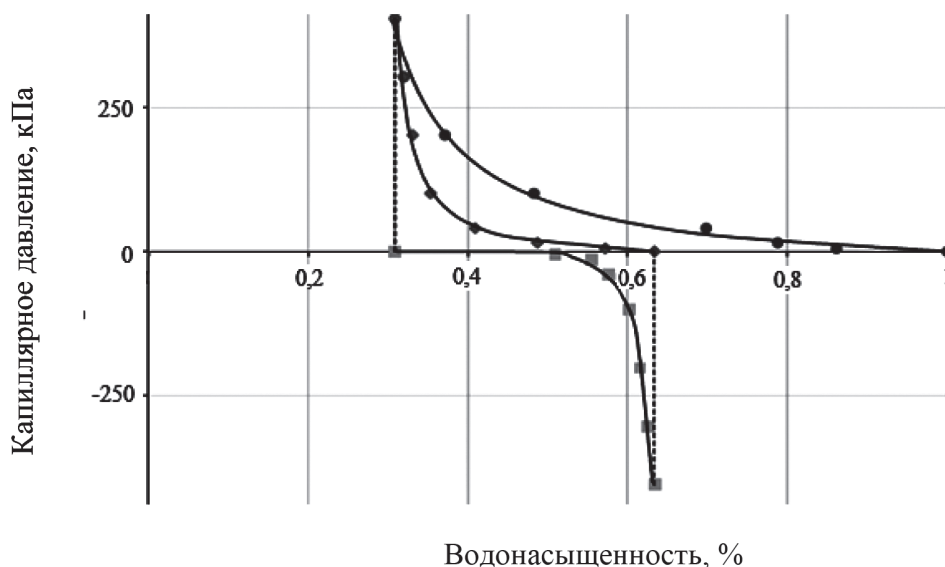


Рисунок 1. Кривые вытеснения для образца керн с пористостью $5,37\%$ и проницаемостью $6,53$ мД

Таблица 2. Результаты определения смачиваемости образцов керн

Экспертная лаборатория	Лаборатория 3	Число случаев
Гидрофильный	Гидрофильный	4
Гидрофильный	Нейтральный	1
Нейтральный	Нейтральный	4
Гидрофильный (ближе к нейтральному)	Гидрофильный (ближе к нейтральному)	4
Гидрофильный (ближе к нейтральному)	Гидрофильный	1
Нейтральный	Гидрофильный	1
Гидрофильный (ближе к нейтральному)	Нейтральный	1
Нейтральный	Гидрофильный (ближе к нейтральному)	1

и др. экспериментально получено, что при одном и том же количестве закачанной воды все меньше нефти извлекается после прорыва воды, по мере того, как система становится всё более гидрофобной. А для гидрофильных систем характерен более высокий коэффициент извлечения нефти на момент прорыва воды с незначительной добычей после этого. Более гидрофобные системы более длительное время сохраняют значительный уровень добычи нефти после прорыва воды. И, наконец, системы с нейтральной смачиваемостью (или смачиваемостью 50 % на 50 %) обеспечивают самый высокий конечный коэффициент извлечения нефти.

Таким образом, пласты рассматриваемого нефтяного месторождения с близкой к нейтральной смачиваемостью должны иметь высокий коэффициент извлечения нефти и, следовательно, фильтрационные характеристики. Остается открытым вопрос о низкой приемистости при эксплуатации нагнетательных скважин в низкопроницаемых зонах залежи. Когда месторождение разрабатывалось на естественном режиме, его температура практически не изменялась. Очевидно, что температура закачиваемой воды в скважину глубиной более 4200 м отличается от пластовой, равной 80–90 °С, и это приводит к уменьшению средней температуры пласта.

С уменьшением температуры происходит увеличение вязкости парафинистой нефти, а следовательно, уменьшение скорости фильтрации нефти. От температуры зависит относительная проницаемость по нефти.

Лабораторными исследованиями, проведенными на фильтрационных установках, доказано [7, 8], что повышение температуры при равных значениях водонасыщенности приводит к увеличению относительной проницаемости по нефти, при этом на относительную проницаемость по воде повышение температуры не влияет. Также установлено, что с ростом температуры точка пересечения фазовых проницаемостей с осью водонасыщенности перемещается в сторону больших водонасыщенностей, что соответствует увеличению коэффициента вытеснения.

Увеличение коэффициента вытеснения нефти водой и относительной проницаемости по нефти при повышенных температурах объясняется благоприятным влиянием отношения вязкости нефти к вязкости воды, увеличе-

нием подвижности нефти, уменьшением межфазного натяжения на границе «нефть — вода», улучшением избирательного смачивания водой поверхности породы, уменьшением адсорбции поверхностно-активных компонентов нефти и сил сцепления нефти с поверхностью пористой среды [6, 9].

Следовательно, с понижением температуры происходят обратные процессы: уменьшение относительной проницаемости по нефти, затухание фильтрации нефти, которая приобретает движение в обратном направлении после перевода скважины под нагнетание воды, увеличение межфазного натяжения между флюидами. Изменение смачиваемости на границе трех фаз «горная порода — нефть — вода» с изменением температуры доказано экспериментально [1, 10, 11]. Увеличение температуры приводит к гидрофилизации поверхности породы, следовательно, уменьшение температуры гидрофобизует пористые среды коллекторов.

Состав нефти — главная причина изменения смачиваемости естественно гидрофильной поверхности, потому что все компоненты, изменяющие ее, сосредоточены в нефтяной фазе. Полярные компоненты нефти сорбируются на поверхность пор при понижении температуры. С уменьшением температуры уменьшается гидрофильность коллекторов нефти и газа, что в свою очередь влияет на фазовые проницаемости.

Сорбируясь, тяжелые компоненты нефти забивают тонкие поры и капилляры породы. Размеры формирующихся граничных слоев нефти соизмеримы с размерами поровых каналов коллектора. По составу (более высокому содержанию тяжелых компонентов) граничные слои нефти отличаются от нефти в объеме. Вследствие этого обладают повышенными вязкостями и предельным напряжением сдвига. Большая часть нефти, находящаяся в граничном слое, либо вообще не течет при градиентах давления вытеснения разрабатываемого пласта, либо создает добавочное сопротивление для фильтрации в пласте нефти, что снижает ее проницаемость [7]. Установлено, что затухание фильтрации нефти проявляется тем сильнее, чем меньше радиус поровых каналов [3]. Поэтому этот процесс особенно существенен в низкопроницаемых зонах залежи, что сказывается на приемистости скважин, расположенных в этих зонах.

Выводы

В связи с вышеизложенным с целью поддержания пластового давления предлагается использовать агент, не приводящий к понижению пластовой температуры или позволяющий повысить коэффициент вытеснения нефти по сравнению с обычным заводнением. Поэтому рассматриваемые в 2014 г. варианты разработки месторождения с применением газового и водогазового воздействия на продуктивные пласты не перестают быть актуальными.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Donaldson E.C., Thomas R.D. Lorenz P.B. Wettability Determination and its Effect on Recovery Efficiency // *SPE Journal*. 1969. №3. P. 13–20.
2. ОСТ 39-180-85. Нефть. Метод определения смачиваемости углеводородсодержащих пород. М.: Недра, 1985. 18 с.
3. Мархасин И.Л. Физико-химическая механика нефтяного пласта. М.: Недра, 1977. 214 с.
4. Treibet R.E., Frcher Duana L., Owens W.W. A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil — Production Resesiors // *SPE Journal*. 1972. No. 6. P. 537–540.
5. Мугатабарова А.А. Определение смачиваемости пород в лаборатории современными методами // Матер. науч.-техн. конф., посвященной 60-летию ТатНИПИ-нефть ПАО «Татнефть». Набережные Челны, 2016. С. 118–121.
6. Тиаб Д., Доналдсон Э.Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов: пер. с англ. М.: Премииум Инжиниринг, 2009. 838 с.
7. Мустаев Я.А., Мавлютова И.И., Чеботарев В.В. Изменение относительных проницаемостей пористой среды от температуры // *Азербайджанское нефтяное хозяйство*. 1973. № 11. С. 28–30.
8. Толстов Л.А. О влиянии температуры на нефтеотдачу при вытеснении нефти водой // *Нефтяное хозяйство*. 1965. № 6. С.38–42.
9. Гудок Н.С., Бурлаков И.А. Экспериментальные исследования влияния температуры на коэффициент вытеснения нефти водой // *Нефтепромысловое дело*. 1969. № 10. С. 24–27.
10. El-Sayed A.-A.H., Al-Awad M.N.J. Effect of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Mud Contamination on Rock Wettability // *Oil Gas — European Magazine*. 1997. No. 2.
11. W.G. Anderson. Wettability Literature Survey. Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effect of Core Handling on Wettability // *Journal of Petroleum Technology*. 1986. No. 10. P. 1125–1622.

В связи с тем, что горная порода, слагающая изучаемое месторождение, имеет неравномерное строение и участки с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами, образованные при выщелачивании известняков, газовое воздействие является менее подходящим методом из-за риска поглощения газа породой и его прорыва в добывающие скважины, а различные способы водогазового воздействия следует предусмотреть при разработке месторождения.

REFERENCES

1. Donaldson E.C., Thomas R.D. Lorenz P.B. Wettability Determination and Its Effect on Recovery Efficiency. *SPE Journal*, 1969, No. 3, pp.13–20.
2. OST 39-180-85. Neft'. Metod opredeleniya smachivaemosti uglevodorodsoderzhashchikh porod [OST 39-180-85. Oil. Method for Determination of Wettability of Hydrocarbon-Containing Rocks]. Moscow, Nedra Publ., 1985. 18 p. [in Russian].
3. Markhasin I.L. *Fiziko-khimicheskaya mekhanika neftyanogo plasta* [Physicochemical Mechanics of Oil Reservoir]. Moscow, Nedra Publ., 1977. 214 p. [in Russian].
4. Treibet R.E., Frcher Duana L., Owens W.W. A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil — Production Reservoirs. *SPE Journal*, 1972, No. 6, pp. 537–540.
5. Mugatabarova A.A. Opredelenie smachivaemosti porod v laboratorii sovremennymi metodami [Determination of Rock Wettability in the Laboratory by Modern Methods]. *Materialy nauchno-tekhnicheskoi konferentsii, posvyashchennoi 60-letiyu TatNIPIneft' PAO «Tatneft'»* [Proceedings of Scientific and Technical Conference Dedicated to the 60th Anniversary of TatNIPIneft of the Tatneft JSC]. Naberezhnye Chelny, 2016. pp. 118–121. [in Russian].
6. Tiab D., Donaldson E.Ch. *Petrofizika: teoriya i praktika izucheniya kollektorskich svoistv gornykh porod i dvizheniya plastovykh flyuidov: per. s angl.* [Petrophysics: Theory and Practice of Studying Reservoir Properties of Rocks and Formation Fluid Motion: Transl. from Engl.]. Moscow, Premium Inzhiniring Publ., 2009. 838 p. [in Russian].
7. Mustaev Ya.A., Mavlyutova I.I., Chebotarev V.V. Izmenenie otnositel'nykh pronitsaemostei poristoi sredy ot temperatury [Changes in the Relative Permeability of a Porous Medium from Temperature]. *Azerbaidzhanskoe nefyanoe khozyaistvo — Azerbaijan Oil Industry, Baku*, 1973, No. 11, pp. 28–30. [in Russian].
8. Tolstov L.A. O vliyani temperature na nefteotdachu pri vytesnenii nefi vodoi [About Influence of Temperature on Oil Recovery at Oil Displacement by Water]. *Nefyanoe khozyaistvo — Oil Industry*, 1965, No. 6, pp. 38–42. [in Russian].

9. Gudok N.S., Burlakov I.A. Eksperimental'nye issledovaniya vliyaniya temperatury na koeffitsient vytesneniya nefli vodoi [Experimental Studies of the Effect of Temperature on the Coefficient of Oil Displacement by Water]. *Neftepromyslovoe delo — Oilfield Engineering*, 1969, No. 10, pp. 24–27. [in Russian].

10. El-Sayed A.-A.H., Al-Awad M.N.J. Effect of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Mud Contamination

on Rock Wettability. *Oil Gas — European Magazine*, 1997, No. 2.

11. W.G. Anderson. Wettability Literature Survey. Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effect of Core Handling on Wettability. *Journal of Petroleum Technology*, 1986, No. 10, pp. 1125–1622.

СВЕДЕНИЯ ОБ АВТОРЕ

ABOUT THE AUTHOR

Мугатабарова Альбина Акрамовна, канд. техн. наук, доцент кафедры «Разработка и эксплуатация газовых и нефтегазоконденсатных месторождений», УГНТУ, г. Уфа, Российская Федерация

Albina A. Mugatabarova, Candidate of Engineering Sciences, Assistant Professor of Development and Operation of Gas, Oil and Gas Condensate Deposits Department, USPTU, Ufa, Russian Federation

e-mail: Mugatabarova@mail.ru