Ольга Александровна КУЗИНА[1]
Людмила Петровна СЕМИХИНА[2]
Александр Борисович ШАБАРОВ[3]

УДК 532.546

ВЛИЯНИЕ КАПИЛЛЯРНОГО ЧИСЛА И РАБОТЫ АДГЕЗИИ НА ВЫТЕСНЕНИЕ НЕФТИ ВОДНЫМИ РАСТВОРАМИ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

[1] аспирант, ассистент кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет
o.a.kuzina@utmn.ru

[2] доктор физико-математических наук,
директор центра «БИО и ПАВ»,
Тюменский государственный университет
semihina@mail.ru

[3] доктор технических наук,
профессор кафедры прикладной и технической физики,
Тюменский государственный университет
kaf_mms@utmn.ru

Аннотация

В статье рассмотрены физические основы процессов вытеснения и основные параметры, характеризующие физико-химические свойства поверхностей раздела фаз и некоторые закономерности их взаимодействия, такие как работа адгезии, смачивание, межфазное натяжение. Проведен анализ работ по исследованиям вытеснения нефти водными растворами ПАВ.

Выполнен цикл экспериментальных исследований вытеснения нефти из составного образца керна (песчаник) минерализованной водой (2% раствор NaCl на дистиллиро-

Цитирование: Кузина О. А. Влияние капиллярного числа и работы адгезии на вытеснение нефти водными растворами поверхностно-активных веществ / О. А. Кузина, Л. П. Семихина, А. Б. Шабаров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2019. Том 5. № 2. С. 27-42.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-27-42

© ФГАОУ ВО Тюменский государственный университет

ванной воде) и растворами ПАВ на этой воде при термобарических условиях: горном давлении p = 25 МПа и температуре t = 60 °С со скоростью фильтрации 1,7 м/сут. методом стационарной фильтрации. Для анализа полученных результатов по вытеснению нефти проведено исследование межфазного натяжения на границе «нефть — водный раствор ПАВ», а также адгезии нефти к модельной поверхности твердого тела (пластина из кварцевого стекла) в воде и водных растворах ПАВ.

Экспериментально установлено, что коэффициент вытеснения нефти $К_{выт}$ зависит не только от так называемого капиллярного числа N_c, но и от адгезии нефти к поверхности породы W. Предложено оценивать влияние ПАВ на адгезию нефти к породе безразмерным параметром $\overline{W} = W_w/W$, равным отношению удельных работ адгезии нефти при вытеснении водой (W_w) и с применением ПАВ *(W).*

Показано, что массообмен при вытеснении нефти водными растворами ПАВ характеризуется уравнением $К_{выт} = C \cdot (N_c \cdot \overline{W}^n)^m$, эмпирические коэффициенты которого находятся по уравнению линейной линии тренда зависимости lg ($К_{выт}$) от логарифма модифицированного капиллярного числа $N_c^* = N_c \cdot \overline{W}^n$. Достоверность линейной аппроксимации R^2 полученных в данной работе экспериментальных данных составляет 0,9999, т. е. очень близка к 1. Для рассмотренных в работе реагентов и горной породы эмпирические коэффициенты составили: C = 268,16; m = 0,1080, n = 0,25.

Ключевые слова

Двухфазная фильтрация, поверхностно-активные вещества, нефтедобыча, коэффициент вытеснения, капиллярное число, смачивание, работа адгезии.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-27-42

Введение

Повышение нефтеотдачи пластов на фоне возрастания темпов обводнения скважинной продукции является одной из основных задач нефтяной отрасли. Остаточные или неизвлекаемые запасы нефти достигают в среднем 55-75% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Имеется большое число работ, в которых обосновывается, что извлечение нефти из пластов можно повысить за счет применения в качестве вытесняющего флюида растворов синтетических поверхностно-активных веществ (ПАВ). Первые результаты экспериментальных и промысловых исследований по использованию ПАВ как добавок при заводнении нефтяных пластов опубликованы в 1940-1950-х гг. Эта проблема интенсивно исследуется последние 20-30 лет в США, Японии, Германии, России и других странах. За это время разработаны физико-химические и технологические основы метода, обоснованы приближенные критерии применения ПАВ, изучены многие комбинации неионогенных, анионных и катионных ПАВ, осуществлены испытания метода в различных геолого-промысловых условиях. Полагается, что при использовании этих реагентов снижается коэффициент поверхностного натяжения между водой и нефтью, изменяется

смачиваемость, снижается гидродинамическое сопротивление при течении водонефтяной смеси в системе поровых каналов. Добавление ПАВ в воду может также способствовать вымыванию нефти из застойных зон пластов с пониженной проницаемостью [2-4, 10, 12-14, 19-21].

Возможность довытеснения нефти растворами ПАВ в основном прогнозируется на основании их способности уменьшать капиллярные силы, повышая тем самым значения так называемого капиллярного числа, характеризующего соотношение между вязкими и капиллярными силами:

$$N_c = \frac{\upsilon \cdot \mu_в}{\sigma}, \quad (1)$$

где υ — скорость фильтрации вытесняющей жидкости, м/с; $\mu_в$ — вязкость вытесняющей жидкости, Па · с; σ — поверхностное натяжение на границе «нефть — вытесняющая жидкость», Н/м.

Корреляция между значением капиллярного числа N_c и остаточной нефтенасыщенностью на образцах керна исследовалась в ряде работ [10, 12, 19, 20]. Данную взаимосвязь обычно представляют в виде кривой капиллярного вытеснения. Выявлено, что капиллярные силы, а следовательно, и остаточная нефтенасыщеность зависят от микроструктуры горной породы, размеров и типа мицелл ПАВ [17, 18, 21], концентрации ПАВ [4, 6], температуры [6, 13]. Уменьшение остаточной нефтенасыщенности с увеличением температуры объясняется, например, ослаблением межмолекулярных взаимодействий асфальтенов в объеме структурированных нефтей [6, 13]. Имеется также ряд экспериментальных данных, указывающих на то, что процесс извлечения нефти невозможно анализировать только по величине капиллярного числа N_c [13, 14, 17]. Поэтому этот вопрос требует дальнейшего детального изучения.

Обширный обзор результатов экспериментальных исследований взаимосвязи между величиной N_c и остаточной нефтенасыщенностью при вытеснении нефти водой для образцов кернов различных месторождений мира приведен в книге Ю. Е. Батурина [3]. На рис. 1 представлены полученные в [3] зависимости остаточной нефтенасыщенности S_p^* от капиллярного числа, демонстрирующие их нелинейность и значительное различие для разных месторождений. Последнее указывает на то, что остаточная нефтенасыщенность является функцией не только капиллярного числа, но и ряда других факторов.

Выявлению этих факторов посвящен целый ряд работ. Например, в [7] была получена эмпирическая зависимость остаточной нефтенасыщенности как функции от безразмерных параметров N_c и K_{ss}, причем параметр K_{ss} находился как отношение абсолютной проницаемости K_0 к проницаемости кластера с пористостью m и одним цилиндрическим каналом с диаметром D:

$$K_{ss} = \frac{K_0}{m \cdot D^2}, \quad (2)$$

где K_0 — абсолютная проницаемость; m — пористость; D — среднерасходный диаметр больших каналов образца керна, определяемый по экспериментальным кривым капиллярного давления.

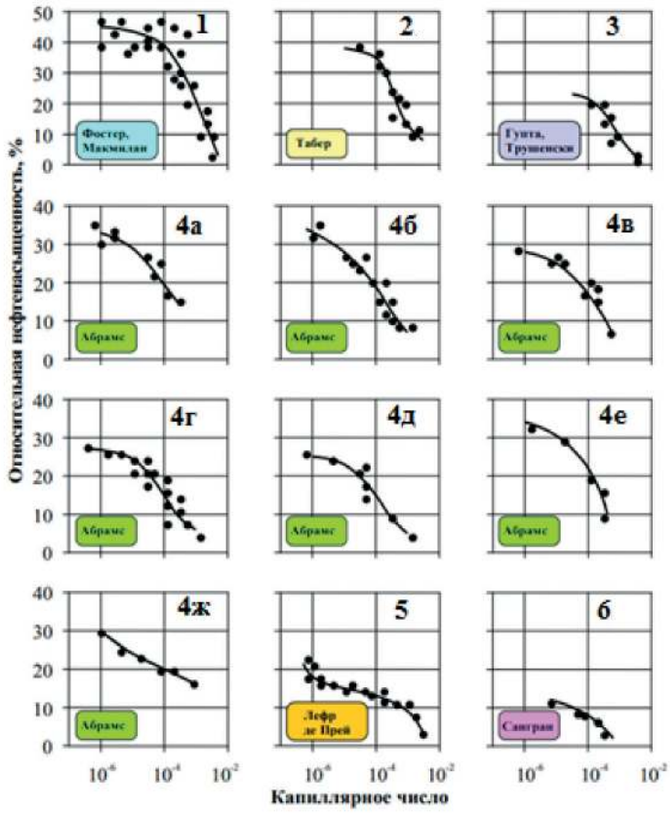


Рис. 1. Изменение величин остаточной нефтенасыщенности в процессе вытеснения нефти водой при различных значениях капиллярного числа [3]

Fig. 1. The change in the values of residual oil saturation in the process of oil displacement by water at various values of the capillary number [3]

Для различных типов коллекторов наиболее достоверные количественные данные об остаточной нефтенасыщенности при вытеснении водой могут дать систематические исследования фильтрации на образцах горных пород с различной структурой порового пространства. Эти данные должны корректироваться при решении обратных задач адаптации модели по данным истории разработки залежей [15, 16].

Как известно, поверхностно-активными являются вещества, способные адсорбироваться из раствора на поверхности раздела фаз с последующим снижением свободной поверхностной энергии на этой поверхности. Для ПАВ характерно особое дифильное строение молекул. Каждая молекула содержит полярную «головку» и неполярный «хвост» (алифатический радикал) [1, 2]. По химическим свойствам ПАВ делятся на ионогенные и неионогенные, что зависит от их способности диссоциировать или практически не диссоциировать

на ионы в водных растворах. Ионогенные ПАВ в свой черед делятся на анионоактивные, катионоактивные и амфотерные [1].

Добавление ПАВ в воду уменьшает межфазное взаимодействие на границе «нефть — вода». При малом межфазном натяжении капля нефти свободно деформируется, вследствие чего понижается работа, требуемая для проведения их через сужения пор, что снижает гидравлическое сопротивление и повышает скорость фильтрации [2]. Кроме того, ввод ПАВ уменьшает краевые углы смачивания породы, т. е. повышает смачиваемость породы водой. Однако более строгим критерием смачивающей способности ПАВ является энергия взаимодействия нефти с поверхностью породы, определяемая как работа адгезии нефти. Уменьшение краевых углов вместе с уменьшением межфазного натяжения влечет за собой существенное снижение энергии взаимодействия нефти с поверхностью горной породы, величину которого можно оценить по работе адгезии нефти к поверхности твердого тела, рассчитываемую по уравнению Дюпре — Юнга [2]:

$$W = \sigma_{1,2} \cdot (1 - \cos\theta), \tag{3}$$

где W — работа адгезии нефти, Дж/м^2; $\sigma_{1,2}$ — межфазное натяжение на границе раздела «нефть — водная фаза», Н/м; θ — краевой угол избирательного смачивания, град.

Состояние капли нефти в системе трех несмешивающихся фаз «нефть — вода — порода» проиллюстрировано на рис. 2.

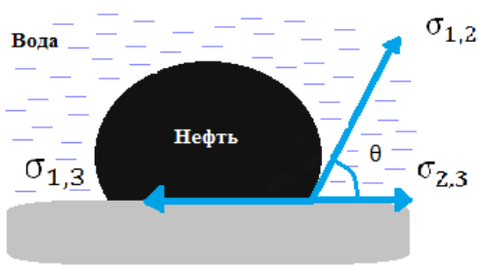


Рис. 2. Капля нефти на гладкой поверхности

Fig. 2. A drop of oil on a smooth surface

Объекты исследования

Сведения о керне

Фильтрационные исследования проводились на составной колонке, состоящей из трех кернов песчаного типа со схожими литологическими и фильтрационно-емкостными свойствами. Средняя открытая пористость образцов по воде составляет (22,65 ± 0,2)%, газопроницаемость по гелию — (372 ± 20) мД.

Нефть

Использовалась нефть со следующими характеристиками:

— динамическая вязкость при 20 °С: μ = 15,2 МПа · с;

— плотность при 20 °С: ρ = 840 кг/м^3.

Зависимости вязкости и плотности нефти от температуры следующие:

— $\mu = -6 \cdot 10^{-5}T^3 + 0{,}0119T^2 - 0{,}911T + 29{,}165$; $R^2 = 0{,}9997$;

— $\rho = -1{,}131T + 862{,}52$; $R^2 = 0{,}9999$.

Водная фаза

В качестве водной фазы были взяты водные растворы трех ПАВ на модели пластовой воды. В качестве модели пластовой воды выступала дистиллированная вода с содержанием соли NaCl 20 г/л. Используемые ПАВ: синтанол АЛМ-1 и неонол АФ 9-12, относящиеся к классу неионогенных ПАВ, а также лаурилсульфат натрия — анионный ПАВ. Концентрация водных растворов ПАВ составила 0,5% масс.

Методы исследования

Поверхностное натяжение на границе «нефть — водный раствор ПАВ» измерялось с помощью сталагмометра СТ-1 в соответствии с ГОСТ Р 50097-92 «Вещества поверхностно-активные. Определение межфазного натяжения. Метод объема капли» [5].

Работа адгезии W рассчитывалась по соотношению (3), где краевой угол смачивания θ определялся методом лежащей капли. Методика измерения θ в трехфазной системе, изображенной на рис. 2, основывалась на помещении капли нефти на нижнюю поверхность пластины, подвешенную горизонтально и помещенную в кювету с водной фазой. В качестве модели поверхности пор образца керна использовали пластинку из кварцевого стекла. Угол θ рассчитывался по формуле:

$$\mathrm{tg}\left(\frac{\theta}{2}\right) = \frac{2 \cdot h}{d_{\max}}, \tag{4}$$

где h — высота капли; $d_{\max}$ — максимальный диаметр капли.

Для каждого водного раствора значения θ рассчитывались как среднее значение для не менее чем 10 капель. С течением времени краевые углы изменялись в пределах погрешности.

Фильтрация проводилась на установке ПИК-ОФП/ЭП-3, предназначенной для моделирования двухфазного потока через несколько составленных вместе образцов керна в условиях повышенных давлений и температуры. Эксперименты по фильтрации проводились при горном давлении 25 МПа, рабочем давлении 3 МПа и температуре 60 °С. Поэтому при этой температуре определялись и все другие параметры исследуемых систем.

Линейная скорость фильтрации водных растворов при извлечении нефти, рассчитанная по формуле (5), была равной 1,7 м/сут.

$$\upsilon = \frac{864 \cdot Q}{F \cdot m \cdot (1 - S_* - S_o^*)}, \tag{5}$$

где Q — суммарный расход закачиваемых жидкостей (0,00166 см^3/с); F — площадь поперечного сечения образца (7,065 см^3); m — пористость (30%); S_* — начальная остаточная водонасыщенность (0,25); S_o^* — остаточная нефтенасыщенность (0,35).

Перед экспериментом образцы керна очищались от нефти и других примесей с помощью аппарата Сокслета. После отмывки от углеводородов керны помещались в сушильный шкаф при температуре 80 °C и высушивались до тех пор, пока их масса не перестала меняться. Далее сухие образцы насыщались моделью пластовой воды, и методом центрифугирования создавалась остаточная 25% водонасыщенность. Затем образцы помещались в кернодержатель установки, и через них прокачивалась нефть. При последующих режимах прокачки доля нефти уменьшалась, а доля водной фазы увеличивалась. Последним режимом являлась прокачка воды. После эксперимента образец взвешивался и помещался в аппарат АДЖ для выпаривания из него водной фазы. На каждом этапе происходило соответственное взвешивание образцов керна.

Коэффициент вытеснения определялся по формуле:

$$К_{выт} = \frac{1 - S_* - S_o^*}{1 - S_*} \cdot 100\%, \tag{6}$$

где S_* и S_o^* — значения остаточных водонасыщенности и нефтенасыщенности.

Величина S_* определялась методом центрифугирования по формуле:

$$S_* = \frac{m_ц - m_{сух}}{m_{100} - m_{сух}}, \tag{7}$$

где $m_ц$ — масса образца после центрифугирования, г; $m_{сух}$ — масса сухого образца, г; m_{100} — масса образца, насыщенного водой, г.

Величина остаточной нефтенасыщенности S_o^* определялась по формулам:

$$S_o^* = \frac{V_н}{V_{пор}}, \tag{8}$$

где $V_н$ — объем оставшейся в образце нефти, см^3; $V_{пор}$ — объем пор образца, см^3;

$$V_н = \frac{m_н}{\rho_н}, \tag{9}$$

где $m_н$ — масса оставшейся в образце нефти, г; $\rho_н$ — плотность нефти, г/см^3;

$$m_н = m - m_{сух} - m_в, \tag{10}$$

где m — масса образца после эксперимента, г; $m_в$ — масса оставшейся в образце воды (определяется выпариванием на аппарате АДЖ), г.

Результаты исследования

Результаты экспериментов по вытеснению нефти минерализованной водой и растворами различных ПАВ на ней представлены на рис. 3.

Для интерпретации полученных значений $К_{выт}$ по соотношению (3) были рассчитаны значения работы адгезии нефти W водой без ПАВ и с их применением. С этой целью были измерены значения межфазного натяжения σ на границе «нефть — вода», а также краевые углы смачивания θ для изображенной на рис. 2 трехфазной системы. Фото этой трехфазной системы при различном составе водной фазы при температуре 60 °C представлено на рис. 4.

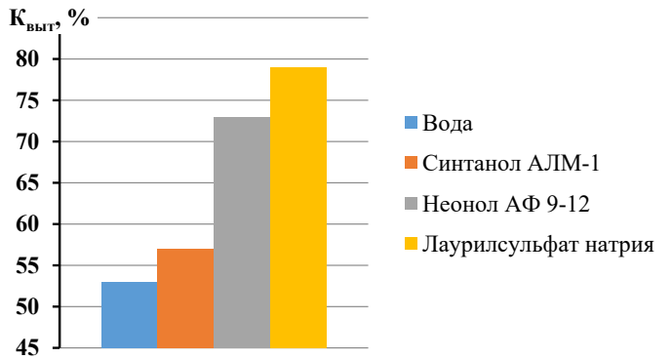


Рис. 3. Сопоставление коэффициентов вытеснения нефти $К_{выт}$ с водными растворами различных ПАВ при t = 60 °C

Fig. 3. Comparison of oil recovery coefficients K_{dis} with aqueous solutions of various surfactants at t = 60 °C

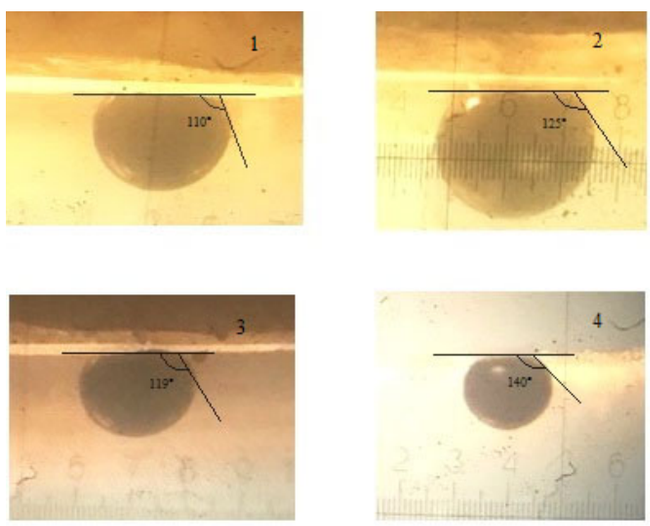


Рис. 4. Фото трехфазной системы «нефть — водный раствор ПАВ — твердое тело» при t = 60 °C и различном составе водной фазы

Примечания: 1 — модель пластовой воды; 2-4 — 0,5% растворы ПАВ на этой воде (2 — синтанол АЛМ-1; 3 — неонол АФ 9-12; 4 — лаурилсульфат натрия).

Fig. 4. Photo of the three-phase system “oil — aqueous solution of surfactant — solid” at t = 60 °C and a different composition of the aqueous phase

Notes: 1 — model of produced water; 2-4 — 0.5% surfactant solutions on this water (2 — synthanol ALM-1; 3 — neonol AF 9-12; 4 — sodium lauryl sulfate).

Найденные таким образом значения краевых углов смачивания θ с учетом погрешности составили:

— для модели пластовой воды: θ = 180 − (110 ± 2)° = (70 ± 2)°;

— для синтанола АЛМ-1: θ = (55 ± 1)°;

— для неонола АФ 9-12: θ = (61 ± 2)°;

— для лаурилсульфат натрия: θ = (40 ± 2)°.

По найденным значениям θ и σ на границе «нефть — вода» по соотношению (3) были рассчитаны значения удельных работ адгезии нефти при вытеснении водой (W_w) и с применением ПАВ *(W),* а также безразмерный параметр $\bar{W} = W_w/W$, равный отношению этих энергий. Все найденные параметры для исследуемой трехфазной системы с минерализованной водой и 0,5% растворами трех исследованных ПАВ на ней приведены в таблице 1.

Таблица 1

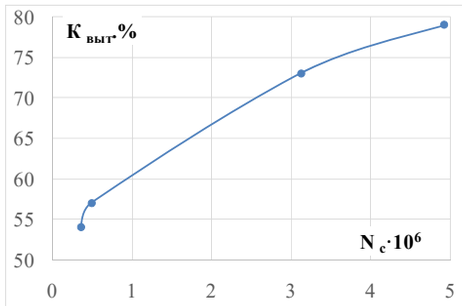
Значения найденных параметров для исследуемой трехфазной системы с минерализованной водой и 0,5% растворами трех исследованных ПАВ при *t* = 60 °C

Table 1

The values of the found parameters for the studied three-phase system with mineralized water and 0.5% solutions of the three surfactants studied at *t* = 60 °C

Вытесняющий агент	$К_{выт}$, %	σ, мН/м	$N_c \cdot 10^6$	θ, град.	cos θ	*W*, мДж/м²	$\bar{W}$
Вода	54	35,8	0,35	70 ± 2	0,34	23,53	1,00
Синтанол АЛМ-1	57	26,0	0,49	55 ± 1	0,57	11,08	2,12
Неонол АФ 9-12	73	4,1	3,1	61 ± 2	0,49	2,11	11,15
Лаурилсульфат натрия	79	2,6	4,9	40 ± 2	0,77	0,61	38,73

Из таблицы 1 видно, что существует функциональная зависимость коэффициента вытеснения $К_{выт}$ не только от капиллярного числа N_c, но и от работы адгезии. Причем $К_{выт}$ повышается по мере увеличения N_c и относительной энергии $\bar{W} = W_w/W$ (рис. 5). Следовательно, перспективность использования водного раствора данного ПАВ для повышения нефтедобычи следует оценивать по этим двум параметрам. Однако достоверность такой оценки снижается из-за нелинейности зависимости $К_{выт}$ как от капиллярного числа N_c, так и от параметра $\bar{W}$. Поэтому несомненный интерес представляет получение двухпараметрической корреляционной зависимости $К_{выт}$ как функции от N_c и $\bar{W}$.



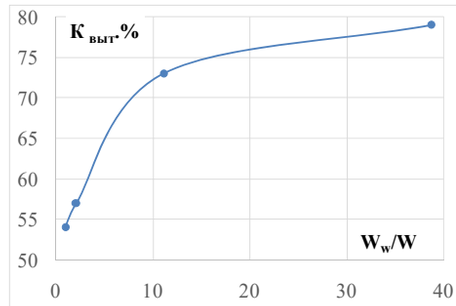


Рис. 5. Нелинейные корреляционные зависимости коэффициента вытеснения $К_{выт}$ от капиллярного числа N_c и параметра $\bar{W} = W_w/W$

Fig. 5. Nonlinear correlation dependences of the oil recovery coefficient K_{dis} on the capillary number N_c and the parameter $\bar{W} = W_w/W$

Обобщенная двухпараметрическая зависимость коэффициента довытеснения нефти растворами ПАВ

Представим двухпараметрическую корреляционную зависимость $К_{выт}$ от N_c и $\bar{W}$ в виде:

$$К_{выт} = f(N_c, \bar{W}). \tag{11}$$

Чтобы найти вид искомой функции f в (11), представим экспериментальные данные в логарифмическом виде, принятом в теории тепломассообмена [8, 9]:

$$\lg К_{выт} = m \cdot \lg(N_c \cdot \bar{W}^n) + \lg C, \tag{12}$$

где C, m и n — некоторые константы.

При этом критериальное уравнение массопереноса при вытеснении нефти водой будет иметь вид:

$$К_{выт} = C \cdot (N_c \cdot \bar{W}^n)^m. \tag{13}$$

Перспективность представления $К_{выт}$ в виде (12)-(13) демонстрирует рис. 6, согласно которому нелинейная зависимость $К_{выт}$ от N_c на рис. 5 в логарифмических координатах уже может аппроксимироваться линейной зависимостью с высокой степенью достоверности $R^2 = 0{,}998$ (прямая 1 на рис. 6). Достоверность линейной аппроксимации полученных в данной работе экспериментальных данных в логарифмических координатах повышается до $R^2 = 0{,}9999 \approx 1$, если их представлять в виде зависимости от модифицированного капиллярного числа $N_c^* = N_c \cdot \bar{W}^n$ при $n = 0{,}25$ (прямая 2 на рис. 6). Значение $n = 0{,}25$ подобрано эмпирически так, что при нем достоверность R^2 линейной аппроксимации экспериментальных данных в логарифмических координатах максимальна и достигает указанного выше значения $R^2 = 0{,}9999 \approx 1$, характерного для критериальных уравнений массообмена [9].

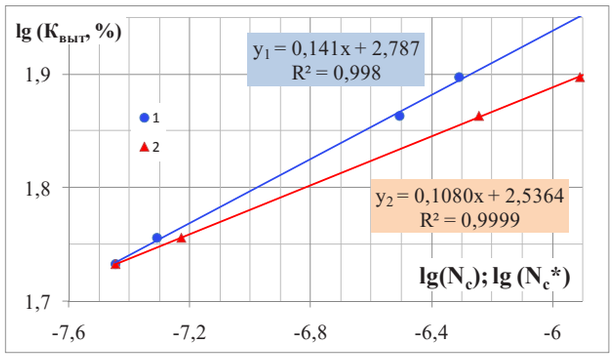


Рис. 6. Зависимости коэффициента вытеснения $К_{выт}$ от капиллярного числа N_c (прямая 1) и модифицированного капиллярного числа $N_c^* = N_c \cdot \overline{W}^n$ при n = 0,25 (прямая 2) в логарифмических координатах

Fig. 6. Dependencies of the oil recovery coefficient K_{dis} on the capillary number N_c (straight line 1) and the modified capillary number $N_c^* = N_c \cdot \overline{W}^n$ with n = 0.25 (straight line 2) in logarithmic coordinates

Таким образом, зависимость коэффициента вытеснения нефти от двух параметров N_c и $\overline{W}$ будет иметь вид:

$$\lg К_{выт} = 0{,}1080 \cdot \lg\left(N_c \cdot \overline{W}^n\right) + 2{,}5364, \quad (14)$$

$$К_{выт} = 268{,}16 \cdot N_c^{0{,}108} \cdot \overline{W}^{0{,}027}. \quad (15)$$

В таблице 2 приведены экспериментальные и расчетные по формуле (15) значения коэффициента вытеснения.

Как видно из таблицы 2, расчетные значения $К_{выт}$ практически совпадают с экспериментальными данными, что подтверждает адекватность полученного критериального уравнения, благодаря которому можно прогнозировать возможность довытеснения нефти водными растворами различных поверхностно-активных веществ.

Таблица 2

Сравнение экспериментальных и расчетных значений коэффициента нефтевытеснения

Table 2

Comparison of experimental and calculated values of oil recovery coefficient

Вытесняющий агент	$К_{выт.\ экс.}$	$К_{выт.\ расч.}$
Вода	54	53,85
Синтанол АЛМ-1	57	56,99
Неонол АФ 9-12	73	72,74
Лаурилсульфат натрия	79	79,03

Выводы

1. Экспериментально исследовано влияние водных растворов ПАВ на процесс фильтрации двух фаз — воды и нефти в поровом пространстве. Рассмотрены физические основы процессов вытеснения и основные показатели, характеризующие физико-химические свойства поверхностей раздела фаз и некоторые закономерности их взаимодействия, такие как работа адгезии, смачиваемость, межфазное натяжение. Подтвержден факт влияния на коэффициент вытеснения не только капиллярного числа, но и параметра относительной работы адгезии.
2. Экспериментально выявлена зависимость коэффициента вытеснения от безразмерного параметра отношения работы адгезии при вытеснении нефти водой и водным раствором поверхностно-активных веществ. Показано, что с повышением данного параметра увеличивается коэффициент вытеснения.
3. Установлено, что параметр вытеснения нефти подчиняется законам массопереноса. Массообмен при вытеснении нефти водными растворами ПАВ характеризуется уравнением: $К_{выт} = C \cdot (N_c \cdot \overline{W}^n)^m$. Для рассмотренных реагентов и горной породы эмпирические коэффициенты составили: $C = 268{,}16$; $m = 0{,}1080$, $n = 0{,}25$.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абрамзон А. А. Поверхностно-активные вещества: свойства и применение / А. А. Абрамзон. Л.: Химия, 1981. 304 с.
2. Бабалян Г. А. Разработка нефтяных месторождений с применением поверхностно-активных веществ / Г. А. Бабалян. М.: Недра, 1983. 216 с.
3. Батурин Ю. Е. Проектирование и разработка нефтяных и газонефтяных месторождений Западной Сибири. Том 2: Разработка месторождений / Ю. Е. Батурин. Сургут: Сургутнефтегаз, Нефть Приобья, 2016. 204 с.
4. Богданова Ю. Г. Влияние химической природы компонентов на смачивающее действие растворов смесей поверхностно-активных веществ / Ю. Г. Богданова, В. Д. Должикова, Б. Д. Сумм // Вестник Московского университета. Серия 2: Химия. 2004. Том 45. № 3. С. 186-194.
5. ГОСТ Р 50097-92. Вещества поверхностно-активные. Определение межфазного натяжения. Метод объема капли. М.: Издательство стандартов, 1992. 18 с.
6. Григорьев Б. В. Влияние концентрации ПАВ водных растворов и температуры на коэффициент поверхностного натяжения / Б. В. Григорьев, Д. А. Важенин, О. А. Кузина // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Том 2. № 3. С. 35-48. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-3-35-48
7. Иванов М. А. Разработка эмпирических моделей и экспериментальное обоснование остаточной нефте- и водонасыщенностей: магистерская диссертация / М. А. Иванов. Тюмень: Тюменский государственный университет, 2017. 85 с.

8. Исаченко В. П. Теплопередача / В. П. Исаченко, В. А. Осипова, А. С. Сукомел. М.: Энергия, 1975. 488 с.
9. Луканин В. Н. Теплотехника / В. Н. Луканин, М. Г. Шатров и др. М.: Высшая школа, 2009. 671 с.
10. Нигматулин Р. И. Динамика многофазных сред. Часть 2 / Р. И. Нигматулин. М.: Наука, 1987.
11. ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации. М.: Типография ХОЗУ Миннефтепрома, 1989. 35 с.
12. Печёрин Т. Н. Влияние вытесняющего агента на составляющие коэффициента извлечения нефти / Т. Н. Печёрин // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа. 2016. № 28. URL: http://www.oilnews.ru/28-28/vliyanie-vytesnyayushhego-agenta-na-sostavlyayushhie-koefficienta-izvlecheniya-nefti/
13. Семихина Л. П. Влияние температуры на способность водных растворов реагентов отмывать нефть с поверхности твердого тела / Л. П. Семихина, С. В. Штыков, Е. А. Карелин, А. М. Пашнина // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2015. Том 1. № 3 (3). С. 39-51.
14. Семихина Л. П. Исследование пригодности реагентов для химических методов заводнения по их способности отмывать пленки нефти / Л. П. Семихина, С. В. Штыков, Е. А. Карелин // Нефтегазовое дело. 2015. № 5. С. 236-256. DOI: 10.17122/ogbus-2015-5-236-256
15. Степанов С. В. Комплекс вычислительных технологий для повышения качества моделирования разработки нефтяных и газонефтяных месторождений: дис. ... д-ра техн. наук / С. В. Степанов. Тюмень: Тюменский нефтяной научный центр, 2016.
16. Шабаров А. Б. Потери давления при течении водонефтяной смеси в поровых каналах / А. Б. Шабаров, А. В. Шаталов // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2016. Том 2. № 2. С. 50-72. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-50-72
17. Штыков С. В. Влияние размеров мицелл сульфонола в водных растворах на его моющую способность / С. В. Штыков, А. М. Пашнина // Результаты научных исследований: сборник статей Международной научно-практической конференции (5 октября 2015 г., Екатеринбург). Уфа: Аэтерна, 2015. С. 23-29.
18. Cao Q. Rheological properties of wormlike micelles in sodium oleate solution induced by sodium ion / Q. Cao, L. Yu, Q. Zheng et al. // Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects. 2008. Vol. 312. № 1. Pp. 32-38. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2007.06.024
19. Larson R. G. Percolation theory of two phase flow in porous media / R. G. Larson, L. E. Scriven, H. T. Davis // Chemical Engineering Science. 1981. Vol. 36. № 1. Pp. 57-73. DOI: 10.1016/0009-2509(81)80048-6
20. Reed R. L. Some physicochemical aspects of microemulsion flooding: a review / R. L. Reed, R. N. Healy // Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding / ed. by D. O. Shah, R. S. Schechter. New York: Academic Press, 1977. Pp. 383-437. DOI: 10.1016/B978-0-12-641750-0.50017-7
21. Yang J. Effects of branching in hexadecylbenzene sulfonate isomers on interfacial tension behavior in oil/alkali systems / J. Yang, W. Qiao, Z. Li, L. Cheng // Fuel. 2005. Vol. 84. № 12-13. Pp. 1607-1611. DOI: 10.1016/j.fuel.2005.01.014

Olga A. KUZINA[1]
Lyudmila P. SEMIKHINA[2]
Aleksandr B. SHABAROV[3]

UDC 532.546

EFFECT OF CAPILLARY NUMBER AND WORK OF ADHESION ON OIL DISPLACEMENT BY AQUEOUS SOLUTIONS OF SURFACTANTS

[1] Postgraduate Student, Assistant Professor,
Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
o.a.kuzina@utmn.ru

[2] Dr. Sci. (Phys.-Math.), Professor,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
semihina@mail.ru

[3] Dr. Sci. (Tech.), Professor, Department of Applied and Technical Physics,
Institute of Physics and Technology, University of Tyumen
kaf_mms@utmn.ru

Abstract

This article deals with the physical foundations of the displacement processes and the main parameters characterizing the physicochemical properties of the phase separation surfaces and the patterns of their interaction, such as the work of adhesion, wetting, and interfacial tension. This required the analysis of the published studies on oil displacement with aqueous solutions of surfactants.

The authors have performed a series of experimental studies on oil displacement from the composite core (sandstone) with sample mineralized water (2% NaCl in distilled water) and surfactant solutions under thermobaric conditions: mountain pressure $p = 25$ MPa and temperature $t = 60$ °C with filtration rate 1.7 m/day by stationary filtration. This analysis required an

Citation: Kuzina O. A., Semikhina L. P., Shabarov A. B. 2019. "Effect of capillary number and work of adhesion on oil displacement by aqueous solutions of surfactants". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 5, no 2, pp. 27-42.
DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-27-42

© University of Tyumen

interfacial tension at the "oil — water surfactant solution" interface, as well as oil adhesion to a model solid surface (a plate made of quartz glass) in water and water surfactant solutions. The results show that the oil recovery coefficient depends not only on the capillary number N_c, but also on the adhesion of oil to the surface of rocks W. The authors suggest to evaluate the effect of surfactants on the adhesion of oil to rock with a dimensionless parameter $\bar{W} = W_W/W$, equal to the ratio of specific works adhesion of oil when displaced by water (W_w) and with the use of surfactants (W). The mass transfer during oil displacement with surfactant aqueous solutions is characterized by the equation $K_{dis} = C \cdot (N_c \cdot \bar{W}^n)^m$, the empirical coefficients of which are found by the equation of the linear trend line lg (K_{dis}) from the logarithm of the modified capillary number $N_c^* = N_c \cdot \bar{W}^n$. The reliability of the linear approximation R^2 of the experimental data obtained in this work is 0.9999, that is very close to 1. For the reagents and rock considered in the work, the empirical coefficients were the following: $C = 268.16$; $m = 0.1080$, $n = 0.25$.

Keywords

Two-phase filtration, surfactants, oil production, oil recovery coefficient, capillary number, wetting, work of adhesion.

DOI: 10.21684/2411-7978-2019-5-2-27-42

REFERENCES

1. Abramzon A. A. 1981. Surfactants: Properties and Uses. Leningrad: Khimiya. [In Russian]
2. Babalyan G. A. 1983. Development of Oil Fields Using Surfactants. Moscow: Nedra. [In Russian]
3. Baturin Yu. E. 2016. Design and Development of Oil and Gas Oil Fields in Western Siberia. Vol. 2. Surgut: Surgutneftegaz, Neft' Priob'ya. [In Russian]
4. Bogdanova Yu. G., Dolzhikova V. D., Summ B. D. 2004. "The influence of the chemical nature of the components on the wetting effect of solutions of mixtures of surfactants". Vestnik Moskovskogo universiteta. Seriya 2. Khimiya, vol. 45, no 3, pp. 186-194. [In Russian]
5. GOST R 50097-92. 1992. Surface Active Agents. Determination of Interfacial Tension. Method of Drop Volume. Moscow: Izadatelstvo standartov. [In Russian]
6. Grigoryev B. V., Vazhenin D. A., Kuzina O. A. 2016. "The effect of SAS concentration in the water solution and temperature on the surface tension". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 3, pp. 35-48. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-3-35-48 [In Russian]
7. Ivanov M. A. 2017. "Development of empirical models and experimental substantiation of residual oil and water saturations". MS diss. Tyumen: University of Tyumen. [In Russian]
8. Isachenko V. P, Osipova V. A., Sukomel A. S. 1975. Heat Transfer. Moscow: Energiya. [In Russian]

9. Lukanin V. N., Shatrov M. G. et al. 2009. Heat Engineering. Moscow: Vysshaya shkola. [In Russian]
10. Nigmatulin R. I. 1987. Dynamics of Multiphase Media. Vol. 2. Moscow: Nauka. [In Russian]
11. OST 39-235-89. 1989. Oil. Method for determination of phase permeability in the laboratory with joint stationary filtration. Moscow: Tipografiya KhOZU Minnefteproma. [In Russian]
12. Pecherin T. N. 2016. "The effect of the displacing agent on the components of the oil recovery". Vestnik nedropol'zovatelya Khanty-Mansiyskogo avtonomnogo okruga, no 28. http://www.oilnews.ru/28-28/vliyanie-vytesnyayushhego-agenta-na-sostavlyayushhie-koefficienta-izvlecheniya-nefti/ [In Russian]
13. Semikhina L. P., Shtykov S. V., Karelin E. A., Pashnina A. M. 2015. "Effect of temperature on detergency of water solutions of reagents to remove oil from solid surface". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 1, no 3 (3), pp. 39-51. [In Russian]
14. Semikhina L. P., Shtykov S. V., Karelin E. A. 2015. "Investigation of the suitability of reagents for chemical methods of waterflooding according to their ability to launder oil films". Neftegazovoe delo, no 5, pp 236-256. DOI: 10.17122/ogbus-2015-5-236-256 [In Russian]
15. Stepanov S. V. 2016. "Complex of computational technologies for improving the quality of modeling the development of oil and gas and oil fields". Dr. Sci. (Tech.) diss. Tyumen: Tyumen Oil Research Center. [In Russian]
16. Shabarov A. B., Shatalov A. V. 2016. "Pressure drops in water-oil mixture flow in porous channels". Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy, vol. 2, no 2, pp. 50-72. DOI: 10.21684/2411-7978-2016-2-2-50-72 [In Russian]
17. Shtykov S. V., Pashnina A. M. 2015. "The influence of the sizes of sulfonol micelles in aqueous solutions on its washing ability". Proceedings of the International Research Conference "Rezul'taty nauchnykh issledovaniy" (5 October 2015, Yekaterinburg), pp. 23-29. Ufa: Aeterna. [In Russian]
18. Cao Q., Yu L., Zheng Q. et al. 2008. "Rheological properties of wormlike micelles in sodium oleate solution induced by sodium ion". Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects, vol. 312, no 1, pp. 32-38. DOI: 10.1016/j.colsurfa.2007.06.024
19. Larson R. G., Scriven L. E., Davis H. T. 1981. "Percolation theory of two phase flow in porous media". Chemical Engineering Science, vol. 36, no 1, pp. 57-73. DOI: 10.1016/0009-2509(81)80048-6
20. Reed R. L., Healy R. N. 1977. "Some physicochemical aspects of microemulsion flooding: a review". In: Shah D. O., Schechter R. S. (eds.). Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding, pp. 383-437. New York: Academic Press. DOI: 10.1016/B978-0-12-641750-0.50017-7
21. Yang J., Qiao W., Li Z., Cheng L. 2005. "Effects of branching in hexadecylbenzene sulfonate isomers on interfacial tension behavior in oil/alkali systems". Fuel, vol. 84, no 12-13, pp. 1607-1611. DOI: 10.1016/j.fuel.2005.01.014