

На правах рукописи



КУЗИНА Ольга Александровна

**ДВУХФАЗНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ СМЕСИ
«НЕФТЬ – ВОДНЫЕ РАСТВОРЫ
ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ»**

**Специальность 01.04.14 «Теплофизика
и теоретическая теплотехника»**

**АВТОРЕФЕРАТ
диссертации на соискание ученой степени
кандидата физико-математических наук**

Тюмень - 2021 г.

Работа выполнена на кафедре прикладной и технической физики Тюменского государственного университета.

Научный руководитель: **Шабаров Александр Борисович**
доктор технических наук, профессор,
заслуженный деятель науки РФ

Официальные оппоненты: **Филиппов Александр Иванович**
доктор технических наук, профессор
кафедры общей и теоретической физики
Стерлитамакского филиала Башкирского
государственного университета

Пятков Александр Александрович
кандидат физико-математических наук,
ведущий специалист ООО «Тюменский
нефтяной научный центр»

Ведущая организация: **Институт механики им. Р.Р. Мавлютова**
Уфимского федерального исследовательского
центра Российской академии наук

Защита состоится «28» апреля 2021 г. в 15-00 часов на заседании диссертационного совета Д 212.274.10 при ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» по адресу: 625003, г. Тюмень, ул. Перекопская, 15а, ауд. 410.

Тел.: +7-9995481204

E-mail: o.a.kuzina@utmn.ru

С диссертацией можно ознакомиться в Информационно-библиотечном центре ФГАОУ ВО «Тюменский государственный университет» и на сайте <https://diss.utmn.ru/sovet/diss-sovet-212-274-10/zashchita/861807/>

Автореферат разослан « ____ » _____ 2021 г.

Ученый секретарь
диссертационного совета Д 212.274.10,
доктор физико-математических наук

Удовиченко С. Ю.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность работы. Повышение нефтеотдачи на фоне возрастания темпов обводнения скважинной продукции является одной из основных задач нефтяной промышленности.

Дополнительную нефть можно получать за счет применения поверхностно-активных веществ (ПАВ), снижающих коэффициент поверхностного натяжения между водой и нефтью. Водный раствор ПАВ способен вытеснить нефть из застойных зон и областей с пониженной проницаемостью, увеличивая тем самым коэффициент охвата нефтеносного пласта и дебит скважин.

Аналитический обзор литературных источников зарубежных и отечественных авторов показал, что работы по моделированию относительных фазовых проницаемостей с учетом одновременного влияния температуры и вида ПАВ практически отсутствуют. До настоящего времени не найдены обобщенные опытные данные и не разработаны методики расчета относительных фазовых проницаемостей (ОФП) в зависимости от температуры и параметров водных растворов ПАВ. Неопределенность в нахождении ОФП приводит к потере достоверности прогноза добычи нефти в условиях эксплуатации нефтяных месторождений. Важной задачей для решения этой проблемы является экспериментальное исследование процессов вытеснения нефти водными растворами ПАВ.

Экспериментальные методы определения ОФП при различных насыщенностях фаз приводят к существенным временным и материальным затратам. Актуальной проблемой, решаемой в данной работе, является создание расчетно-экспериментального метода определения ОФП при различных насыщенностях фазами с учетом влияния температуры пласта и вида ПАВ.

Целью работы является разработка и обоснование расчетно-экспериментального метода нахождения относительных фазовых проницаемостей в смеси «нефть – водный раствор ПАВ» для различных температур.

Задачи исследования:

1. Получение экспериментальных данных по влиянию водонасыщенности, вида ПАВ и температуры на относительные фазовые проницаемости нефти и водной фазы, а также обоснование выбора параметров, характеризующих свойства системы «нефть – водный раствор ПАВ – горная порода», влияющих на ОФП и вытеснение нефти.

2. Обобщение опытных данных на основе полученных и известных экспериментальных исследований, позволяющих рассчитывать параметры

межфазного взаимодействия и относительные проницаемости нефти и водной фазы.

3. Разработка расчетно-экспериментального метода для определения относительных фазовых проницаемостей в смеси «нефть – водный раствор ПАВ».

Научная новизна работы:

1. Впервые на основе кластерной четочной модели течения флюидов предложен и экспериментально обоснован метод определения кривых ОФП при фильтрации смеси «нефть – водный раствор ПАВ», позволяющий прогнозировать влияние вида поверхностно-активных веществ и температуры раствора на параметры фильтрации.

2. В результате экспериментального исследования выявлено совместное влияние капиллярного числа и работы адгезии на процессы фильтрации нефти и водного раствора ПАВ при различных водонасыщенностях.

3. На основе обобщения полученных экспериментальных данных получено уравнение массопереноса для зависимости коэффициента вытеснения нефти от капиллярного числа, относительной работы адгезии нефти и температуры.

4. Впервые установлено, что при фильтрации нефти и водного раствора ПАВ максимальная величина функции межфазного взаимодействия изменяется по степенному закону с изменением капиллярного числа и работы адгезии, а коэффициент и показатель степени зависят от температуры.

5. Установлено, что с ростом температуры от 40 до 80 °С эффект от применения водных растворов рассмотренных ПАВ, по сравнению с водой, снижается. Так, с использованием водного раствора лаурилсульфата натрия при $t = 40$ °С коэффициент нефтевытеснения увеличивается в 1,68 раза по сравнению с пластовой водой, а при $t = 80$ °С в 1,35.

6. Получены аналитические формулы для определения относительных фазовых проницаемостей нефти и водного раствора ПАВ в зависимости от водонасыщенности.

Практическая значимость работы:

Методика расчета относительных фазовых проницаемостей нефтяной и водной фаз являются неотъемлемой частью гидродинамических моделей месторождений. Предложенный в данной работе метод позволит прогнозировать вид кривых ОФП при вытеснении нефти при различных температурах различными видами водных растворов ПАВ.

Результаты данной работы дают возможность нефтяным компаниям повысить достоверность прогнозов добычи нефти и эффективность разработки нефтяных месторождений, в частности на низкодебитных пластах.

Результаты работы могут быть использованы также при дальнейшем исследовании фильтрации жидкости с применением различных ПАВ в целях повышения нефтеотдачи пластов.

Достоверность результатов обеспечивается использованием физико-химических методов экспериментальных исследований, выполненных на современном поверженном оборудовании, воспроизводимостью экспериментальных данных в пределах погрешности, согласованностью с известными литературными данными, а также применением современных методов теплофизики и механики многофазных систем для определения параметров многофазной фильтрации.

Личный вклад автора состоит в проведении экспериментальных исследований; обработке данных; нахождении безразмерного параметра, характеризующего вытеснение нефти водными растворами ПАВ; разработке и обосновании расчетно-экспериментального метода определения функций ОФП в смеси «нефть – водный раствор ПАВ», а также написании программного кода данного метода и проведении расчетно-параметрических исследований.

Положения, выносимые на защиту:

1. Расчетно-экспериментальный метод определения кривых ОФП при фильтрации смеси «нефть – водный раствор ПАВ».
2. Результаты экспериментальных исследований о влиянии водонасыщенности, вида ПАВ и температуры на относительные проницаемости нефтяной и водной фаз.
3. Зависимости максимума относительных потерь давления из-за межфазного взаимодействия и водонасыщенности в точке максимума от вида ПАВ и температуры.
4. Обобщенные эмпирические зависимости, позволяющие прогнозировать вытеснение нефти в зависимости от капиллярного числа, работы адгезии и температуры.

Апробация работы. Результаты работы докладывались и обсуждались на следующих конференциях и семинарах:

- X школа-семинар молодых ученых «Теплофизика, гидрогазодинамика, теплотехника. Инновационные технологии», г. Тюмень, 24 мая 2017;
- XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики, г. Уфа, 19-24 августа 2019;
- Международная научно-практическая конференция обучающихся, молодых ученых и специалистов «Транспорт и хранение углеводородного сырья», г. Тюмень, 25-26 апреля 2019;

• XX конференция молодых ученых и специалистов Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», г. Тюмень, 18-19 февраля 2020.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 10 научных работ, в том числе 4 статьи в рецензируемых научных журналах из перечня ВАК, 1 публикация в издании, входящем в международные базы данных (SCOPUS).

Объем и структура работы. Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения и списка литературы. Работа изложена на 133 страницах, включающих 31 рисунок и 18 таблиц. Список литературы насчитывает 122 наименования.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы диссертационной работы, сформулированы цели, задачи, научная новизна и практическая значимость проведенных исследований.

Первая глава представляет собой аналитический обзор научной литературы по теме исследования. Рассмотрены физико-химические характеристики различных ПАВ и обобщены литературные данные их лабораторных исследований. Показаны основные факторы, влияющие на вытеснение нефти при двухфазной фильтрации.

Проблеме изучения фильтрации водонефтяной смеси посвящены работы отечественных и зарубежных авторов: М.Т. Абасов, Г.А. Бабалян, Г.И. Баренблатт, В.М. Березин, В.М. Ентов, Ю.П. Желтов, Н.Е. Леонтьев, П.В. Марков, Р.И. Нигматулин, В.Г. Оганджянц, Ю.В. Пахаруков, Л.П. Семихина, О.С. Сотников, С.В. Степанов, А.Б. Шабаров, З.Н. Щелкачев, M.S. Al-Gharbi, M.J. Blunt, R.H. Brooks, N.T. Burdine, A.T. Corey, M.C. Leverett, W.R. Purcell, M.S. Valavanides и др.

Проанализированы наиболее распространенные методы определения ОФП. Методы стационарной фильтрации и вытеснения являются основными из них. Они широко используются в нефтепромысловом деле. Общепринято, что эти методы дают более достоверные результаты по сравнению с известными расчетно-теоретическими подходами.

Экспериментальные и аналитические исследования показали, что эффективность нефтевытеснения водой существенно зависит от соотношения капиллярных и гидродинамических сил в зоне вытеснения. На нефтеизвлечение существенное влияние оказывают поверхностные явления – процессы взаимодействия нефти, воды и пористой среды в областях их

соприкосания. Все это является следствием того, что в участках пласта, промытых водой, сохраняется довольно значимый объем нефти и коэффициент вытеснения нефти нечасто доходит до 70-75 %.

Согласно результатам опубликованных лабораторных исследований на керновом материале, нагнетание водного раствора ПАВ в пористую среду со всеми соответствующими реакциями ведет к относительному снижению остаточной нефтенасыщенности, которое может составлять до 30 %. Это происходит за счет уменьшения капиллярных сил, которые характеризуются капиллярным числом. Капиллярное число характеризует соотношение между капиллярными силами, величину которых определяет поверхностное натяжение на границе вода – нефть, структурой порового пространства и гидродинамическим напором, определяющим скорость фильтрации жидкости. Анализ параметров, входящих в формулу капиллярного числа, показывает, что намного повысить гидродинамические силы в реальном пласте фактически невозможно. Поэтому воздействие осуществляется в основном на капиллярные силы путем введения ПАВ.

Было выявлено, что необходимость определения ОФП для нескольких температур на одном составном образце керна значительно повышает сложность эксперимента. Так, процесс должен быть повторен требуемое количество раз для каждого значения температуры. Также еще более усложняет эксперимент наличие нескольких видов ПАВ. При этом весь цикл предварительной подготовки образцов керна, занимающий значительный промежуток времени, должен также проводиться перед каждым экспериментом. Поэтому при определении ОФП в зависимости от температуры и видов ПАВ обычно ограничиваются проведением экспериментов для двух-трех значений температур. В связи с этим возникает необходимость в разработке методики, позволяющей находить остаточные нефтенасыщенности в требуемом диапазоне температур.

Тем не менее, в настоящее время многие аспекты данной проблемы не исследованы во всей полноте, необходимы уточнения и дальнейшее изучение. Процесс нефтеотдачи при влиянии водных растворов ПАВ на остаточную нефть в пластах-коллекторах различных типов сложен и неоднообразен, что предполагает потребность последующих экспериментальных и промысловых испытаний на современной научной основе.

Существуют различные методы определения относительных фазовых проницаемостей при решении задач многофазной фильтрации. Их можно разделить на четыре основные группы: экспериментальные (керновые испытания), расчетно-экспериментальные, эмпирические и методы, основанные на использовании опытных данных и решении обратных задач.

В настоящее время широко применяются расчетно-экспериментальные методы определения ОФП. В данных методах модель порового пространства может быть построена на основе кривых капиллярного давления, томографии либо задаваться априорно.

Во второй главе приведено описание экспериментальных установок и методик экспериментов.

В пункте 2.1 дано описание экспериментальных установок по определению функций относительных фазовых проницаемостей лабораторным методом, а также приведен принцип их работы.

В пункте 2.2 описываются объекты исследования.

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 $(22,65 \pm 0,2) \%$; газопроницаемость по гелию – (372 ± 20) мД.

В качестве нефти использовалась модельная нефть со следующими характеристиками: динамическая вязкость при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ $\mu = 15,2$ мПа·с; плотность при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ $\rho = 840$ кг/м³.

Зависимости вязкости и плотности нефти от температуры следующие:

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

$$\rho = -1,131 t + 862,52; R^2 = 0,9999.$$

В качестве водной фазы были взяты водные растворы трех ПАВ на модели пластовой воды. В качестве модели пластовой воды принята дистиллированная вода с содержанием соли NaCl 20 г/л. Используемые ПАВ: синтанол АЛМ-1, неонол АФ 9-12 – относятся к классу неионогенных ПАВ, лаурилсульфат натрия - анионный ПАВ. В результате проведенных предварительных экспериментов установлено, что увеличение концентрации водных растворов ПАВ выше 0,5 % не приводит к существенному снижению поверхностного натяжения. Поэтому концентрация водных растворов ПАВ составила 0,5 % масс.

Пункт 2.3 посвящен лабораторному определению функций ОФП методом стационарной фильтрации при пластовых условиях: горном давлении 25 МПа, пластовом давлении 3 МПа и температурах 40, 60 и 80 °С на составном образце керна. Представлены следующие методики: подготовка образцов составного керна перед каждым экспериментом, которая включает в себя экстрагирование на аппарате Сокслета до полного отсутствия углеводородов и других примесей в составе кернов, а также сушку в термощкафу при температуре 80 °С; насыщение образцов на аппарате УНК-11;

создание остаточной водонасыщенности методом центрифугирования; определение пористости и проницаемости при совместной стационарной фильтрации.

Фильтрационные испытания водных растворов ПАВ проводились на автоматизированном программно-измерительном комплексе ПИК-ОФП/ЭП-3, предназначенном для исследования двухфазного потока через образцы керна в условиях повышенных давления и температуры. Комплекс позволяет в пластовых условиях выполнять на образце электрорезистивные измерения насыщенности с одновременным измерением перепада давлений. Гидравлическая система комплекса позволяет создавать поток одновременно двух фаз через образцы керна. Расход и давление могут контролироваться и управляться компьютером. Установка ПИК-ОФП/ЭП-3 позволяет определять двухфазные относительные проницаемости керна для компонент потока "жидкость/жидкость", остаточную нефтенасыщенность (коэффициент вытеснения).

Описаны следующие использованные методики выполнения физико-химического анализа рабочих жидкостей: измерение вязкости в широком диапазоне температур на вибрационном вискозиметре марки SV-10 фирмы AND; определение межфазного натяжения на границе «нефть – водный раствор ПАВ» методом объема капли; определение краевых углов смачивания на границе «нефть – водный раствор ПАВ – горная порода» методом лежащей капли.

В пункте 2.4 описана обработка (ОСТ 39-235-89. Нефть. Метод определения фазовых проницаемостей в лабораторных условиях при совместной стационарной фильтрации) результатов экспериментов по стационарной фильтрации с приведением формул расчета ОФП по нефти и вытесняющему агенту при различных водонасыщенностях. Приведены формулы расчета открытой пористости, остаточной водонасыщенности образца, суммарного расхода прокачки флюидов через образец керна, коэффициента нефтевытеснения. Приведены результаты соответствующих расчетов.

Рассчитаны погрешности результатов измерений, включающие в себя погрешность фазовых проницаемостей, которая составила 6,1 %, погрешность водонасыщенности – 5 %, погрешность коэффициента вытеснения – 3 %.

В третьей главе представлены результаты экспериментальных исследований фильтрации нефти совместно с водными растворами ПАВ; определены проницаемости и коэффициенты вытеснения нефти различными реагентами; найдены значения межфазного натяжения на границе нефть – водный раствор ПАВ; введен безразмерный коэффициент, характеризующий процесс фильтрации с применением ПАВ.

В пункте 3.1 представлены результаты исследования влияния вида ПАВ и температуры на кривые ОФП. Результаты экспериментов по вытеснению нефти для различных водных растворов ПАВ для температур в диапазоне 40-80 °С по сравнению с пластовой водой приведены на рис. 1.

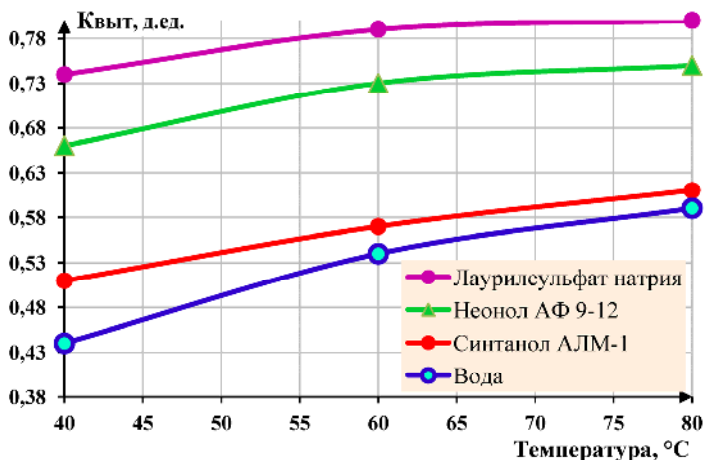


Рис. 1. Зависимости коэффициентов вытеснения нефти водой и водными растворами различных ПАВ от температуры

Как видно из рис. 1 коэффициент вытеснения нефти с ростом температуры увеличивается для трех исследованных ПАВ.

Применение ПАВ наиболее результативно при невысоких температурах, так как в таких случаях ПАВ дают больший эффект. При увеличении температуры моющая способность воды значительно возрастает, поэтому процентное соотношение вытеснения по сравнению с пластовой водой снижается

В пункте 3.2 исследовано влияние капиллярного числа и относительной работы адгезии нефти на коэффициент нефтевытеснения.

Важным безразмерным критерием является параметр отношения работы адгезии нефти с ПАВ к работе адгезии без него. Помимо поверхностного натяжения в формулу работы адгезии входит краевой угол избирательного смачивания, который показывает смачиваемость породы водой. Эти два фактора, а именно, межфазное натяжение водного раствора ПАВ на границе с нефтью и смачиваемость породы водой в совокупности характеризуют энергию связи нефти с горной породой, то есть влияют на нефтевытеснение.

Для интерпретации полученных значений $K_{\text{выт}}$ 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 трехфазной системы «нефть – водная фаза – горная порода».

В таблице 1 приведены все найденные параметры для исследуемой системы с минерализованной водой и 0,5 % растворами трех исследованных ПАВ на ней при различных температурах, такие как: коэффициент нефтевытеснения $K_{\text{выт}}$, поверхностное натяжение на границе «нефть – водный раствор ПАВ» σ , капиллярное число N_c , краевые углы избирательного смачивания θ , параметры удельной W и относительной работы адгезии нефти $\bar{W}$.

Таблица 1

Значения найденных параметров для исследуемой трехфазной системы при различных температурах

$t, ^\circ\text{C}$	Вытесняющий агент	$K_{\text{выт}}$ д.ед.	σ , мН/м	$N_c \cdot 10^6$	θ , град.	W , мДж/м ²	$\bar{W}$
40	Вода	0,44	36,9	0,41	76	27,9	1
60		0,54	35,8	0,35	70	23,5	
80		0,59	35	0,26	47	11,1	
40	Синтанол АЛМ - 1	0,51	20	0,75	67	12,2	2,2
60		0,57	26	0,49	55	11,0	2,1
80		0,61	31	0,30	44	8,7	1,2
40	Неонол АФ 9 - 12	0,66	4,8	3,1	57	2,2	12,8
60		0,73	4,1	3,1	61	2,1	11,1
80		0,75	4	2,3	43	1,0	10,3
40	Лаурилсульфат натрия	0,74	2,6	5,8	47	0,8	33,8
60		0,79	2,6	4,9	40	0,6	38,7
80		0,80	2,3	4,1	41	0,5	19,7

Из таблицы 1 следует, что существует функциональная зависимость коэффициента вытеснения $K_{\text{выт}}$ не только от капиллярного числа N_c , но и от относительной работы адгезии $\bar{W}$. Следовательно, перспективность использования водного раствора определенного ПАВ для повышения нефтедобычи следует оценивать по обоим этим параметрам.

В пункте 3.3 на основе проведенных экспериментальных исследований выявлена зависимость коэффициента вытеснения нефти от двух безразмерных параметров: капиллярного числа N_c и относительной работы адгезии $\bar{W}$.

Экспериментальные данные представлены в логарифмическом виде, принятом в теории тепломассообмена:

$$\lg K_{\text{выт}} = m \cdot \lg(N_c \cdot \bar{W}^n) + \lg C, \quad (1)$$

где C , m и n – некоторые константы.

При этом уравнение массопереноса при вытеснении нефти водой имеет вид:

$$K_{\text{выт}} = C \cdot (N_c \cdot \bar{W}^n)^m \quad (2)$$

На рис. 2 представлена экспериментальная зависимость $K_{\text{выт}}$ от $(N_c \cdot \bar{W}^{0,25})$ в логарифмических координатах при разных температурах.

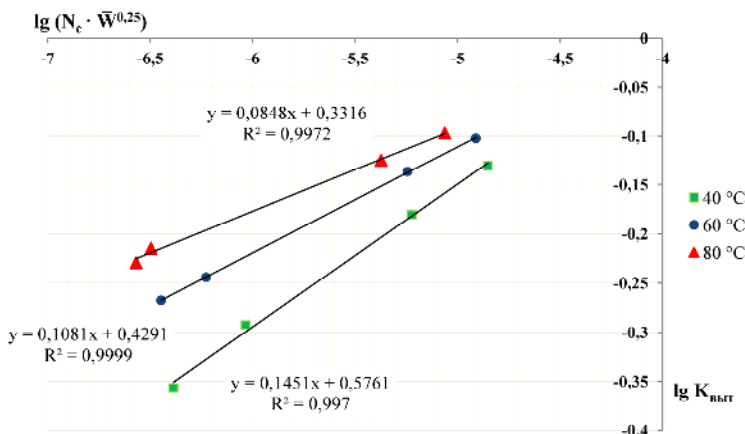


Рис. 2. Значение коэффициента вытеснения в зависимости от значения $(N_c \cdot \bar{W}^{0,25})$ в логарифмических координатах для температур 40, 60 и 80 °C

В выражении (2) эмпирические коэффициенты C и m как показывают экспериментальные исследования зависят от температуры. Критериальное уравнение будет иметь вид:

$$K_{\text{выт}} = C(\bar{T}) \cdot (N_c \cdot \bar{W}^n)^{m(\bar{T})}, \quad (3)$$

где $\bar{T}$ – температурный фактор, равный отношению температуры пласта t к нормальной температуре $t_0 = 20$ °C: $\bar{T} = \frac{t}{t_0}$.

На рис. 3 приведены графики зависимости коэффициентов C и m от температурного фактора. Эти зависимости аппроксимированы нами в исследованном диапазоне параметров в виде: $C(\bar{T}) = 6,606 \cdot \bar{T}^{-0,814}$; $m(\bar{T}) = 0,249 \cdot \bar{T}^{-0,772}$.

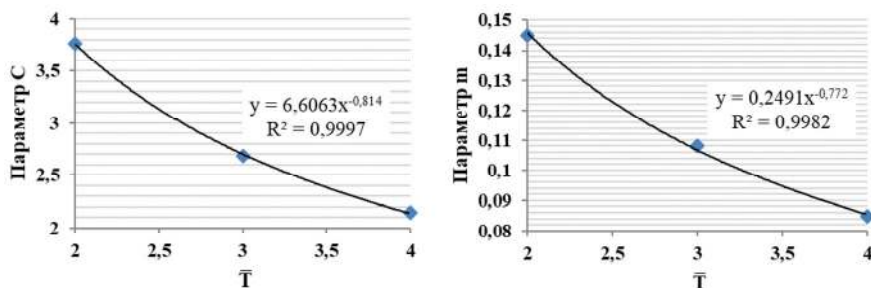


Рис. 3. Зависимости эмпирических параметров C и m от температурного фактора $\bar{T}$

Коэффициент вытеснения может быть аппроксимирован зависимостью от трех параметров: капиллярного числа, относительной работы адгезии нефти и температуры:

$$K_{\text{выт}} = 6,60 \cdot \bar{T}^{-0,814} \cdot (N_c \cdot \bar{W}^{0,25})^{0,2491 \cdot \bar{T}^{-0,772}}. \quad (4)$$

В таблице 2 приведены экспериментальные и расчетные по формуле (4) значения коэффициентов вытеснения для различных ПАВ и температур.

Таблица 2

**Сравнение экспериментальных и расчетных значений
коэффициента нефтывытеснения**

Вытесняемый агент	t = 40 °C		t = 60 °C		t = 80 °C	
	$K_{\text{выт. экс.}}$	$K_{\text{выт. расч.}}$	$K_{\text{выт. экс.}}$	$K_{\text{выт. расч.}}$	$K_{\text{выт. экс.}}$	$K_{\text{выт. расч.}}$
Вода	0,44	0,44	0,54	0,55	0,59	0,59
Синтанол АЛМ -1	0,51	0,49	0,57	0,59	0,61	0,60
Неонол АФ 9-12	0,66	0,65	0,73	0,74	0,75	0,74
Лаурлсульфат натрия	0,74	0,74	0,79	0,81	0,80	0,79

Как видно из таблицы 2, расчетные значения в пределах погрешности измерений совпадают с экспериментальными данными, что подтверждает адекватность полученного критериального уравнения. Таким образом, подбирая нужные ПАВ, с применением изложенной выше методики, можно прогнозировать возможность довытеснения нефти водными растворами поверхностно-активных веществ.

Таким образом, выявлена зависимость интенсивности вытеснения от безразмерного параметра отношения работы адгезии нефти с применением ПАВ. Показано, что увеличение параметра влечет за собой увеличение коэффициента вытеснения. Безразмерный параметр относительной работы адгезии $\bar{W}$ и

формулу (4) можно использовать для оценки нефтewытеснения водными растворами ПАВ при различных капиллярных числах и различных температурах.

В четвертой главе разработан и обоснован расчетно-экспериментальный метод определения кривых ОФП при фильтрации смеси «нефть – водный раствор ПАВ», позволяющий прогнозировать влияние вида поверхностно-активных веществ, температуры раствора, капиллярного числа и водонасыщенности на ОФП.

В пункте 4.1 описана физико-математическая кластерная четочная модель и метод расчета течения двухфазной смеси «нефть – водный раствор ПАВ» в поровом пространстве горных пород, а также дана последовательность выполнения экспериментов и расчетов, которые представляют собой предложенный метод расчета ОФП.

Для разработки расчетно-экспериментального метода была выбрана кластерная сетевая четочная модель течения, предложенная и обоснованная в работах А.Б. Шабарова, С.В. Степанова, А.В. Шаталова и др. Методы гидродинамического расчета, применительные к течениям водонефтяных смесей, обеспечивают необходимую достоверность прогнозирования и направлены на повышение достоверности фильтрационных расчетов, однако требуют накопления и обобщения опытных данных для различных типов коллекторов. Эти методы включают в себя геометрическую и цифровую модель порового пространства, систему уравнений гидродинамики четочного течения в сети поровых каналов и эмпирические зависимости для учета потерь из-за межфазного взаимодействия при различной водонасыщенности.

Гидравлическую модель микротечений можно рассматривать в квазиодномерном приближении, базирующемся на двух группах алгебраических уравнений – обобщенном уравнении Бернулли и уравнениях баланса расходов. Первая группа основана на обобщенных уравнениях Бернулли вдоль каждого порового канала:

$$\frac{v_2^2}{2} + \frac{P_2}{\rho_2} = \frac{v_1^2}{2} + \frac{P_1}{\rho_1} - l_{TP} - l_M - l_{MФ}, \quad (5)$$

где l_{TP} – удельная работа сил трения в поровом канале; l_M – удельная работа вязких сил на местных сопротивлениях (извилистые каналы переменного сечения); $l_{MФ}$ – удельная работа сил межфазного взаимодействия (порода – нефть – вода). l_{TP} , l_{TP+M} , $l_{MФ}$ находятся по обобщенным опытным данным.

Вторая группа уравнений представляет собой уравнения баланса объемных расходов флюидов со своими знаками в узлах (i, j, k):

$$Q_i + Q_{i+1} + Q_j + Q_{j+1} + Q_k + Q_{k+1} = 0, \quad (6)$$

где $Q = v \cdot F_k$, F_k – площадь поперечного сечения порового канала;
 v – средняя скорость в сечении порового канала.

Система гидродинамических уравнений (5) и (6) с замыкающими соотношениями для потерь давления из-за трения, местных сопротивлений и потерь из-за межфазного взаимодействия образует замкнутую алгебраическую систему, определяющую давление в узлах и расходы в каналах сетевой модели.

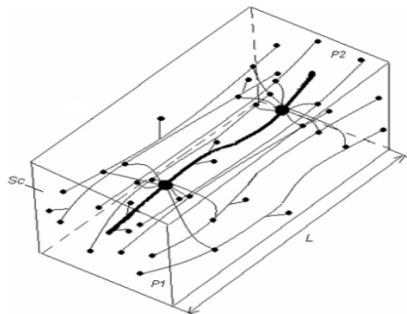


Рис. 4. Схема капиллярного кластера

Схема капиллярного кластера (рис. 4), предложенная в работах А.Б. Шабарова и др., представляет собой систему поровых каналов, состоящих из $\beta = 4 - 12$ малых извилистых каналов диаметром $d = (\frac{1}{N_M} \sum_{j=1}^{N_M} N_j d_j^4)^{0,25}$ и одного крупного извилистого канала диаметром $D = (\frac{1}{N_B} \sum_{j=1}^{N_M} N_j D_j)^{0,25}$, соединенного перемычками диаметром d с «малыми» каналами, $\sum_{j=1}^{N_M} N_j \leq N_M \leq \beta \cdot \sum_{j=1}^{N_M} N_j$. Число кластеров в образце равно $Z_c = \frac{F_k}{F_c}$, где F_k , F_c – площади поперечного сечения зерна и кластера. В пределах кластера влиянием поперечного градиента давления, по сравнению с продольным, пренебрегают. Распределение N_j пор по диаметрам d_j , D_j определяется по гистограммам, построенным по кривым капиллярного давления.

На основе данного распределения строится геометрическая модель порового пространства. При этом вычисляются геометрические параметры кластера. Диаметр «большого» канала составил $D = 1,64 \cdot 10^{-5}$ м, диаметр «малого» канала $d = 1,27 \cdot 10^{-6}$ м.

По найденным диаметрам «больших» и «малых» каналов D и d , принятых коэффициентах извилистости $K_{изв}$ и параметре β , пористости m при длине и диаметре зерна L и D_k определяются:

- Характерные объемы в пределах кластера:

$$\begin{aligned} \tilde{V}_B &= \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot K_{извB} \cdot L, \\ \tilde{V}_M &= \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot K_{извM} \cdot L \cdot \beta \approx \tilde{V}_{PER}, \end{aligned} \quad (7)$$

где $\tilde{V}_B$, $\tilde{V}_M$, $\tilde{V}_{PER}$ – объемы «больших», «малых» каналов и перемычек, по которым движутся флюиды.

- Остаточные насыщенности водным раствором ПАВ S_* и нефтью $(1 - S^*)$ определяются по известным обобщенным опытным данным или находятся в специальных модельных, с однофазными флюидами, экспериментах 1 и 2. Тогда

$$\begin{aligned} V_B &= \tilde{V}_B + V_{POR} \cdot (1 - S^*) + V_B \cdot S_*; \\ V_M &= V_{PER} = \tilde{V}_M \cdot (1 + S_*); \\ V_{POR} &= V_B + V_M + V_{PER}; \quad V_c = \frac{V_{POR}}{m}; \\ \tilde{V}_{BW} &= V_{POR} \cdot S - V_M - V_{PER} - V_B \cdot S_*, \end{aligned}$$

где V_B , V_M , V_{POR} , V_c , $\tilde{V}_{BW}$, m^3 – объемы соответственно «больших», «малых» каналов с учетом остаточных флюидов, пор, кластера и движущегося объема водного раствора ПАВ в кластере.

- Доля водного раствора ПАВ в движущемся объеме в «большом» канале $\tilde{S} = \frac{q_{BWS}}{q_B}$ определяется отношением найденных по формулам (7) и (8) величин:

$$\tilde{S} = \frac{\tilde{V}_{BW}}{\tilde{V}_B}. \quad (9)$$

Вычисляются площадь сечения кластера и число кластеров в керне:

$$\begin{aligned} F_c &= \frac{V_c}{L}, \\ Z_c &= \frac{F_{\text{керна}}}{F_c}. \end{aligned} \quad (10)$$

Будем полагать в данной работе, что в «больших» каналах происходит четочное квазиодномерное стационарное течение нефти и водного раствора ПАВ, а в «малых» каналах и перемычках движется водный раствор ПАВ. По уравнениям гидродинамики вычисляются потери трения и потери местные в поровых каналах.

При четочном течении нефти и водного раствора ПАВ в извилистых «больших» каналах переменного сечения, при наличии массообмена через перемычки с «малыми» каналами, потери давления включают в себя следующие виды потерь: $\Delta P_{\text{тро}}$, $\Delta P_{\text{трws}}$ – потери из-за вязкого трения нефти и водного раствора ПАВ о стенки поровых каналов; $\Delta P_{\text{мо}}$ и ΔP_{mws} – потери из-за местных сопротивлений (расширения и сужения каналов, резкие повороты, вихревые области) в поровых каналах по нефти и водным растворам ПАВ, а также потери из-за межфазного взаимодействия $\Delta P_{\text{мф}}$ вследствие деформации капель, уменьшения проходных сечений из-за образования пленок, диссипации энергии при дроблении и объединении капель, образования и взаимодействия между ганглиями, смешения потоков из перемычек с флюидами в каналах и т.д.:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{тро}} + \Delta P_{\text{мо}} + \Delta P_{\text{трws}} + \Delta P_{\text{mws}} + \Delta P_{\text{мф}}. \quad (11)$$

При течении водного раствора ПАВ в «малых» каналах потери давления складываются из потерь трения и местных сопротивлений:

$$\Delta P = \Delta P_{\text{трws}} + \Delta P_{\text{mws}}. \quad (12)$$

Следует отметить, что потери давления в пределах керна в «больших» и «малых» каналах, рассчитанные из формул (11) и (12) совпадают $|\Delta P_{\text{в}}| = |\Delta P_{\text{м}}| = P_1 - P_2$, где P_1 и P_2 давления при входе и выходе из керна.

Далее последовательно рассматриваются расчетные модели определения потерь давления из-за трения местных сопротивлений и межфазного взаимодействия.

В настоящей работе предложены формулы расчета потерь от межфазного взаимодействия с учетом влияния вида ПАВ и температуры пласта. Получены зависимости относительной амплитуды потерь давления при межфазном взаимодействии и положения максимума потерь «колоколообразной» кривой от вида ПАВ, температуры пласта и работы адгезии.

Для вычисления межфазных потерь давления $\Delta P_{\text{мф}}$ используется аппроксимационная зависимость, параметры которой зависят от состава и температуры водного раствора ПАВ:

$$\Delta \bar{P}_{\text{мф}}(\bar{S}) = \begin{cases} A \cdot \left[1 - \frac{1}{\bar{S}_m^4} \cdot (\bar{S} - \bar{S}_m)^4 \right] & \text{при } \bar{S} < \bar{S}_m \\ A \cdot \left[1 - \frac{1}{(1 - \bar{S}_m)^4} \cdot (\bar{S} - \bar{S}_m)^4 \right] & \text{при } \bar{S} \geq \bar{S}_m \end{cases}. \quad (13)$$

где $\Delta \bar{P}_{\text{мф}} = \frac{\Delta P_{\text{мф}}}{\Delta P}$ – относительные потери от межфазного взаимодействия; ΔP – перепад давления на керне; A – максимальное в области $S_* \leq S < S^*$ для данного керна и параметров флюидов значение относительных потерь давления на межфазное взаимодействие $\Delta \bar{P}_{\text{мф}}$; $\bar{S} = \frac{S - S_*}{S^* - S_*}$ – относительная водонасыщенность; $\bar{S}_m = \frac{S_m - S_*}{S^* - S_*}$ – значение $\bar{S}$, соответствующее максимальному значению $\Delta \bar{P}_{\text{мф}}(\bar{S}_m)$.

Анализ результатов расчетов показал, что при применении водного раствора поверхностно-активных веществ основным фактором различия в расчете межфазных потерь давления, по сравнению с водой, является отличие относительной амплитуды межфазного взаимодействия A и значение водонасыщенности S_m , соответствующее максимуму функции $\Delta \bar{P}_{\text{мф}}(\bar{S}_m)$. На эти параметры влияет вид ПАВ и температура. В соответствии с этим было исследовано совместное влияние капиллярного числа и относительной работы адгезии $\bar{W}$ на параметры A и S_m (рис. 5; 6).

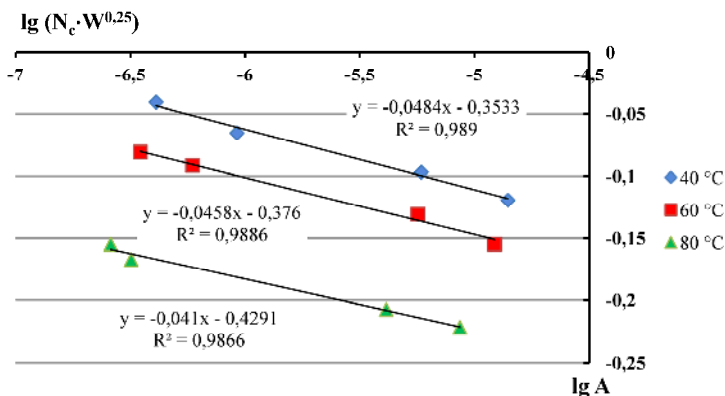


Рис. 5. Зависимость амплитуды A от значения $(N_c \cdot \bar{W}^{0.25})$ в логарифмических координатах при температурах 40, 60, 80 °C

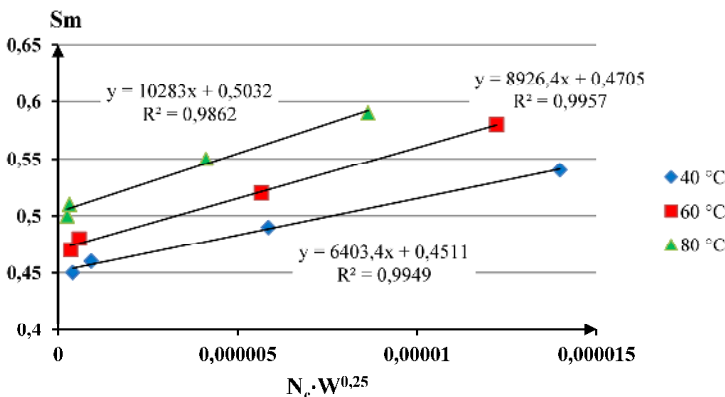


Рис. 6. Зависимость положения максимума функции $\Delta \bar{P}_{mf}(\bar{S}_m)$ от значения $(N_c \cdot \bar{W}^{0.25})$ при температурах 40, 60, 80 °C

На рис. 5-6 приведены графики зависимости амплитуды межфазного взаимодействия и положения максимума от произведения параметров капиллярного числа и величины относительной работы адгезии нефти. Как видно из рис. 6, существует логарифмическая зависимость амплитуды от совместного влияния капиллярного числа и относительной работы адгезии, и также наблюдается связь с температурой. Чем лучше отмывающие характеристики ПАВ и выше температура, тем ниже амплитуда межфазного взаимодействия, а положение максимума колоколообразной кривой смещается вправо. Однако

положение максимума слабо зависит от применяемых добавок и изменяется в пределах 0,45-0,60.

Таким образом, из приведенных выше графиков (рис. 5, 6) получены параметры A и S_m как эмпирические функции, с учетом влияния исследованных ПАВ, описываемые следующими формулами:

$$A = a_0 \cdot (N_c \cdot \bar{W}^{0.25})^m, S_m = k \cdot (N_c \cdot \bar{W}^{0.25}) + b, \quad (14)$$

где $a_0 = -0,0355 \cdot \bar{T} + 0,5186$; $m = 0,0037 \cdot \bar{T} - 0,0562$; $k = 1939,8 \cdot \bar{T} + 2718,2$; $b = 0,0261 \cdot \bar{T} + 0,3968$.

Следует отметить, что зависимости для A и S_m могут уточняться по мере накопления опытных данных.

Принятая в данной работе геометрическая модель порового пространства, полученные обобщенные опытные данные о межфазных потерях, зависимости, связывающие потери давления расходами фаз при ламинарном течении позволили получить из обобщенной формулы Дарси расчетные формулы для определения относительных фазовых проницаемостей по нефти и водному раствору ПАВ в зависимости от водонасыщенности:

$$\bar{f}_o(\tilde{S}) = \frac{\pi \cdot D^4}{128 \cdot K_o \cdot F_c} \cdot \frac{\mu_o \cdot (1 - \tilde{S}) \cdot (1 - \Delta \bar{P}_{\text{мф}})}{K_B \cdot [\mu_o \cdot (1 - \tilde{S}) + \mu_{ws} \cdot \tilde{S}]}, \quad (15)$$

$$\bar{f}_{ws}(\tilde{S}) = \frac{\pi}{128 \cdot K_o \cdot F_c} \cdot \left[\frac{(1 - \Delta \bar{P}_{\text{мф}}) \cdot D^4 \cdot \tilde{S}}{K_B \cdot \left(\frac{\mu_o}{\mu_{ws}} (1 - \tilde{S}) + \tilde{S} \right)} + \frac{\beta \cdot d^4}{K_M} \right]. \quad (16)$$

где D , d – диаметры «большого» и «малого» извилистых каналов, м; μ_o , μ_{ws} – динамические вязкости нефти и водного раствора ПАВ, Па·с; K_o – абсолютная проницаемость керна по газу, м²; F_c – площадь сечения кластера, м²; $\Delta \bar{P}_{\text{мф}}(\tilde{S})$ – относительные межфазные потери давления, б/р; K_B , K_M – коэффициенты потерь трения и местных сопротивлений в «больших» и «малых» каналах, б/р; β – число «малых» каналов в кластере; $\tilde{S}$ – доля движущегося объема водного раствора ПАВ в «больших» каналах.

Основные этапы предложенного и реализованного метода определения ОФП сводятся к следующему:

1. Экспериментальное определение пористости, вязкости, поверхностного натяжения, абсолютной проницаемости и краевых углов смачивания и кривых капиллярного давления.
2. Построение геометрической модели сетевой структуры поровых каналов с использованием кривых капиллярного давления.
3. Экспериментальное определение параметров проницаемости в граничных точках при однофазной фильтрации с учетом загромождения каналов нефтью и водными растворами ПАВ.

4. Расчет потерь давления на трения и местные сопротивления при течении флюидов в «больших» и «малых» поровых каналах.

5. Расчет потерь от межфазного взаимодействия $\Delta \bar{P}_{\text{мф}}$ по формулам (13) и (14).

6. Расчет кривых ОФП по нефти и водному раствору ПАВ по предложенным в данной работе зависимостям (15) и (16).

В пункте 4.2 приведено сопоставление результатов расчетного и экспериментального исследования по влиянию ПАВ и температуры на ОФП при различных насыщенностях. Разработанный метод был применен для расчетов ОФП на составном керне песчаного типа с использованием трех рассмотренных ПАВ.

На рис. 7-9 представлены три графика функций ОФП нефти и водных растворов ПАВ для различных температур, на каждом из которых даны экспериментальные (точки) и расчетные (линии) зависимости. Видно, что расчетные и экспериментальные данные соответствуют друг другу в пределах погрешности, которая для ОФП составила 6,7 %, для водонасыщенности – 5 %.

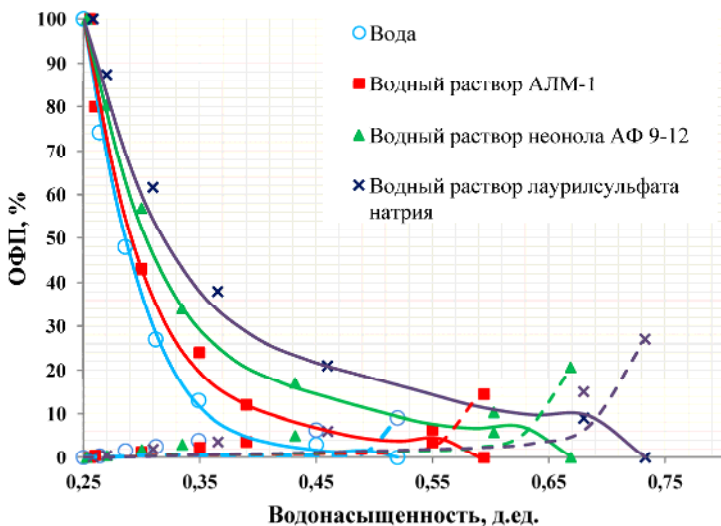


Рис. 7. Сравнение экспериментальных (точки) и расчетных (линии) зависимостей фазовых проницаемостей нефти (—) и водных растворов ПАВ (---) от водонасыщенности, нормированных на абсолютную проницаемость нефти, при температуре 40 °C

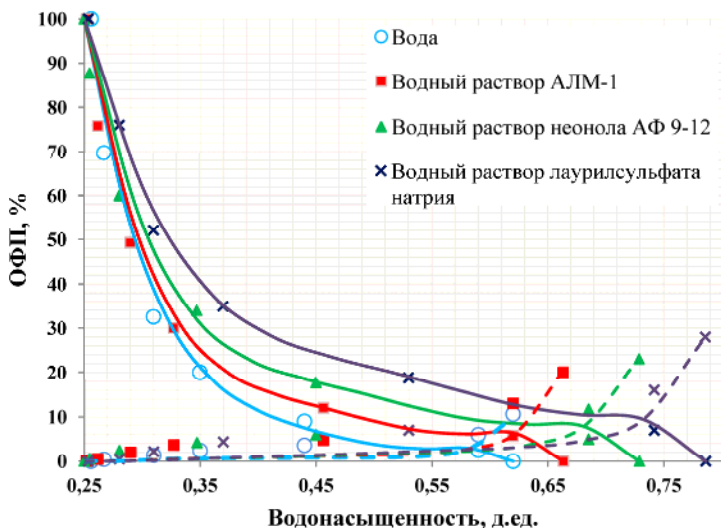


Рис. 8. Сравнение экспериментальных (точки) и расчетных (линии) зависимостей фазовых проницаемостей нефти (—) и водных растворов ПАВ (---) от водонасыщенности, нормированных на абсолютную проницаемость нефти, при температуре 60 °С

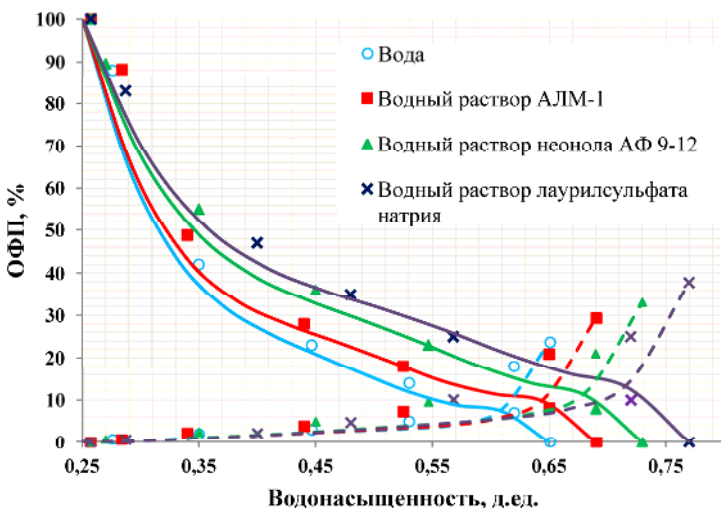


Рис. 9. Сравнение экспериментальных (точки) и расчетных (линии) зависимостей фазовых проницаемостей нефти (—) и водных растворов ПАВ (---) от водонасыщенности, нормированных на абсолютную проницаемость нефти, при температуре 80 °С

Таким образом, разработанный расчетно-экспериментальный метод обоснован удовлетворительным соответствием расчетных и опытных значений фазовых проницаемостей нефти и водных растворов ПАВ во всем диапазоне относительных водонасыщенностей $0 \leq \bar{S} \leq 1$.

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Проведены экспериментальные исследования по нахождению ОФП методом стационарной фильтрации при вытеснении нефти водой и тремя водными растворами ПАВ при температурах $t = 40, 60$ и 80°C .

2. Экспериментально выявлено влияние на коэффициент нефтевытеснения капиллярного числа и относительной работы адгезии, равной отношению работ адгезии при вытеснении нефти водой и водным раствором ПАВ.

3. На основе проведенных экспериментов с тремя ПАВ получена эмпирическая зависимость коэффициента вытеснения нефти от безразмерных параметров: капиллярного числа и относительной работы адгезии, и температуры: $K_{\text{выт}} = C \cdot (N_c \cdot \bar{W}^n)^m$, где параметры C и m являются функциями температуры. Уравнение позволяет прогнозировать влияние вида ПАВ, температуры пласта и отношения сил давления к силам поверхностного натяжения на остаточную нефтенасыщенность.

4. Показано, что с увеличением температуры падает эффективность вытеснения поверхностно-активными веществами, что может служить объяснением отсутствия эффектов от применения ПАВ при высоких пластовых температурах. Данный вывод справедлив для легких нефтей с высоким коэффициентом вытеснения водой.

5. Предложены аппроксимационные зависимости максимума функции межфазного взаимодействия A и водонасыщенности в точке максимума $\bar{S}_m$ от капиллярного числа, работы адгезии и температуры.

6. Впервые на основе проведенного исследования получены приближенные аналитические зависимости ОФП нефти и водных растворов ПАВ от водонасыщенности.

7. На основе выполненных исследований разработан и обоснован расчетно-экспериментальный метод определения кривых ОФП при фильтрации двухфазной смеси «нефть – водный раствор ПАВ», позволяющий прогнозировать влияние поверхностно-активных веществ и температуры раствора на кривые ОФП.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в изданиях, входящих в международную базу данных Scopus:

1. Zemenkova M. Yu. Oil displacement by aqueous solutions of surfactants at various temperatures / M. Yu. Zemenkova, O. A. Kuzina, A. B. Shabarov // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. 2019. Vol. 663. № 1. Article № 012003.

Публикации в рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ:

2. 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. Т. 5. № 2. С. 27-42.
3. Кузина О.А. Фильтрация флюидов на насыщенном керне водными растворами поверхностно-активных веществ / О.А. Кузина, Д.А. Важенин // Вестник Казанского государственного технического университета им. А.Н. Туполева. 2019. № 3. С. 16-21.
4. Кузина О. А. Расчетно-экспериментальный метод определения параметров фильтрации смеси «нефть — водный раствор поверхностно-активных веществ» / О. А. Кузина, А. Б. Шабаров // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6. № 1 (21). С. 41-64.
5. Пульдас Л.А. Исследование реологических свойств и вытеснение высокопарафинистой нефти / Л.А. Пульдас, И.Р. Поточняк, О.А. Кузина, Д.А. Важенин, Б.В. Григорьев // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2020. Т. 6. № 2 (22). С. 81-95.

Публикации в других изданиях:

6. Кузина О.А. Плоскорадиальная фильтрация жидкости в модели тонкого горизонтального пласта / О.А. Кузина, В.И. Семихин // Научная дискуссия: вопросы технических наук. 2015. № 7-8 (27). С. 21-27.
7. 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. Т. 2. № 3. С. 35-48.

8. Григорьев Б. В. Исследование влияния раствора аммиачной селитры на проницаемость карбонатных пород / Б.В. Григорьев, О.А. Кузина, В.А. Морев // Нефтегазовое дело. Разработка нефтяных и газовых месторождений. Т. 15. № 4. 2017. С. 77-83.
9. Подорожников С. Ю. Теплофизические свойства нефти и водных растворов поверхностно-активных веществ. Нефтегазовый терминал / С.Ю. Подорожников, Л.А. Пульдас, О.А. Кузина // Материалы Международной научно-технической конференции «Транспорт и хранение углеводородного сырья». под. общ. ред. С. Ю. Подорожникова. Тюмень. 2019. С. 272-276.
10. Шабаров А. Б. Двухфазная фильтрация жидкости в системе «нефть – водный раствор поверхностно-активных веществ» / А.Б. Шабаров, О.А. Кузина // XII Всероссийский съезд по фундаментальным проблемам теоретической и прикладной механики: сборник трудов: в 4 т. Уфа. 2019. С. 1283-1285.

Подписано в печать 19.02.2021. Тираж 120 экз.
Объем 1,0 уч.-изд. л. Формат 60×84/16. Заказ 47.

Издательство Тюменского государственного университета
625003, г. Тюмень, ул. Семакова, 10.
Тел./факс (3452) 59-74-81, 59-74-68
E-mail: izdatelstvo@utmn.ru