

На правах рукописи

Салех Ясин Хасан Абдо

**ИССЛЕДОВАНИЕ МИКРОПРОЦЕССОВ, СОПРОВОЖДАЮЩИХ
ВЫТЕСНЕНИЕ АНОМАЛЬНО-ВЯЗКОЙ НЕФТИ
ИЗ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ**

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

АВТОРЕФЕРАТ

диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

УФА 2002

Работа выполнена на кафедре разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Уфимского государственного нефтяного технического университета

Научный руководитель:

кандидат технических наук, доцент
Гафаров Шамиль Анатольевич

Официальные оппоненты:

доктор технических наук, старший научный сотрудник
Хазипов Рим Халитович

кандидат технических наук
Исламов Рустем Галимьянович

Ведущее предприятие: ООО Государственное унитарное предприятие
«Научно-исследовательский институт по повышению нефтеотдачи пластов» АН
РБ (ООО ГУП «НИИнефтеотдача» АН РБ)

Защита состоится «**10**» **октября 2002** г. в **15³⁰** на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при Уфимском государственном нефтяном техническом университете по адресу:
450062, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке УГНТУ.

Автореферат разослан « 6 » сентября 2002 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
доктор технических наук

Матвеев Ю.Г.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность проблемы

В последнее время стало очевидным, что поддержание добычи нефти в Республике Башкортостан на достигнутом уровне невозможно без углубленного изучения и освоения карбонатных коллекторов сложного строения. Несмотря на значительный объем запасов нефти в карбонатных отложениях, доля в годовом объеме добычи нефти остается невысокой. Низкие фильтрационные свойства известняков, отсутствие эффективных методов интенсификации добычи нефти не позволяют вывести карбонатные месторождения на экономически целесообразные объемы добычи. Важно подчеркнуть, что по мере выработки месторождений терригенного типа, т.е. месторождений с относительно высокими коэффициентами нефтеотдачи, поддержание высокого уровня добычи нефти во многом будет зависеть от того, насколько своевременно и рационально будут разрабатываться карбонатные месторождения нефти.

Одной из основных причин столь низкого извлечения нефти из пласта, наряду с геологической неоднородностью нефтеносного коллектора, является проявление аномалий вязкости нефтями, содержащими значительное количество смол, асфальтенов, парафинов, молекулярно-поверхностные явления на границах раздела “нефть – порода – погребенная вода”, влияющие в свою очередь на интенсивность проявления таких микропроцессов, как адсорбция активных компонентов нефти и образование гранично-связанной нефти, капиллярная пропитка, гравитационная сегрегация и др.

Значительный вклад в изучение вышеуказанных процессов внесли такие ученые, как Ш.К. Гиматудинов, В.В. Девликамов, Ф.И. Котяхов, А.П. Крылов, М.М. Кусаков, И.Л. Мархасин, А.Х. Мирзаджанзаде, М.Л. Сургучев, З.А. Хабибуллин, М.М. Кабиров, Ю.В. Желтов, Н.А. Еременко, А.А. Ханин, Н.С. Гудок, Г.А. Бабалян, А.Т. Горбунов, А.Г. Арье и др.

Ранее изученные и известные закономерности формирования граничных слоев на поверхности поровых каналов, фильтрации аномально – вязких нефтей, капиллярной пропитки применительно к терригенным коллекторам не могут быть адекватно перенесены на карбонатные породы в силу отличительных особенно-

стей последних петрофизическими, минералогическими характеристиками, многотипностью структуры порового пространства, смачиваемостью и т.д. Поэтому проводимые исследования в этой области способствуют дальнейшему расширению наших представлений о закономерностях фильтрации высокомолекулярных неньютоновских нефтей в карбонатных коллекторах.

Цель работы

Изучение влияния физико-химических свойств аномальных нефтей и типа подложки на фильтрационную структуру порового пространства, капиллярные и капиллярно-гравитационные процессы и пути их активизации.

Основные задачи исследования

1. Исследование зависимости фильтрационной структуры порового пространства от состава и неньютоновского характера фильтрации нефтей, а также минералогического состава пород. Влияние температуры и содержания ПАВ в нефти на изменение фильтрационного ресурса порового пространства нефтесодержащих пород.

2. Исследование капиллярного замещения аномально-вязких нефтей пластовой водой и растворами ПАВ в нефтесодержащих породах с различной поровой структурой и минералогическим составом.

3. Экспериментальное изучение влияния гравитационных полей на коэффициент вытеснения (всплывания) нефти в пористых средах и ее зависимость от различных факторов: порометрических характеристик и минералогического состава пород, состава и степени аномальности неньютоновских нефтей, температуры и содержания химреагентов (ПАВ) в нефти, вибровоздействия.

Методы исследования

Решение поставленных задач осуществлялось с помощью комплекса лабораторных методов исследований, включающих: модернизированную установку для изучения распределения пор по их размерам (известной под названием метод полупроницаемых мембран), разработанные методики для определения капиллярной пропитки водой в нефтесодержащих образцах пористых сред, капиллярно-гравитационное вытеснение нефти водой из образцов и различные методы для

определения физико-химических свойств пластовых жидкостей и фильтрационно-емкостных характеристик пористых сред.

Научная новизна

1. Разработана новая конструкция прибора для оценки распределения пор по их размерам (патент РФ № 2166747 от 10.05.2001).

2. Установлена степень влияния состава аномально-вязких нефтей на фильтрационную структуру порового пространства пород с различным минералогическим составом при различных температурах и добавлении ПАВ.

3. Получена зависимость капиллярной пропитки водой в карбонатных и песчаных образцах пород, насыщенных аномально-вязкой нефтью, от различных факторов, а также методы улучшения капиллярных процессов.

4. Выявлены пути активизации процессов капиллярно-гравитационного вытеснения аномально-вязкой нефти из образцов с различным минералогическим составом.

Практическая ценность

Выполненный комплекс экспериментальных исследований позволил установить влияние типа породы, состава и свойств аномально-вязких нефтей на фильтрационную структуру порового пространства, капиллярное и капиллярно-гравитационное замещение нефти водой. Результаты исследований капиллярных вытеснений нефти водой использованы при составлении проекта разработки Чегодайского месторождения высоковязких нефтей.

Разработанное устройство для определения распределения пор по размерам используется кафедрой разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений УГНТУ при проведении научно-исследовательских работ по изучению особенностей фильтрации аномально-вязких нефтей в пористых средах.

Апробация работы

Результаты диссертационной работы докладывались на 49...52-й научно-технических конференциях студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ (Уфа, 1999...2001); на 2^м Международном симпозиуме “Наука и технология углеводородных дисперсных систем” (Уфа, 2000); на III Конгрессе нефтегазопромышленников России. Секция “Проблемы нефти и газа” (Уфа, 2001).

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав и заключения; изложена на 137 страницах машинописного текста и содержит 51 рисунок, 30 таблиц, список литературы из 126 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении содержится общая характеристика работы, обоснована ее актуальность, определены общие задачи, поставлены цели и задачи исследований, представлена научная новизна и практическая значимость.

В первой главе проанализирована полнота извлечения нефти из карбонатных отложений месторождений Республики Башкортостан (РБ). Установлено, что начальные извлекаемые запасы нефти РБ в карбонатных коллекторах составляют 14,1 %. За период разработки залежей в результате опережающей выработки запасов в терригенных коллекторах изменилась структура остаточных запасов нефти. Доля текущих запасов нефти в карбонатных коллекторах возросла до 33,7 %. В 1998 году доля годовой добычи нефти из карбонатных отложений составила 20,8% от общего объема добываемой продукции. Наиболее распространенными типами коллекторов во всех стратиграфических горизонтах РБ являются поровокавернозный, трещиновато-поровый и смешанный, представленные известняками и доломитами с широким диапазоном изменения геолого-физических условий залегания. При этом открытая пористость коллекторов колеблется от долей процентов до 30%, проницаемость – от 0,006 до 1,1 мкм². Нефти карбонатных коллекторов характеризуются повышенной вязкостью (30...131,4 мПа.с), низкой газонасыщенностью (10...40 м³/т), имеют плотность 814...960 кг/м³. Содержание смол и асфальтенов в нефтях колеблется в пределах от 2 до 55,85%, и согласно работам Девликамова В.В., Хабибуллина З.А., Кабирова М.М. их можно квалифицировать как аномально-вязкие (неньютоновские).

Нефть, отличающаяся большим содержанием высокомолекулярных компонентов (асфальтенов, смол и парафинов), адсорбируется на поверхности нефтемещающих пород с образованием аномальных граничных слоев, толщина которых в зависимости от физико-химических свойств нефти и природы твердой подложки варьируется в пределах 0,1...3,0 мкм. Кроме того, эти нефти обладают

объемными структурно-механическими свойствами, это приводит к изменению эффективной структуры порового пространства.

С другой стороны, структурно-механические свойства нефти оказывают большое влияние на молекулярно-поверхностные явления на границах раздела “нефть – порода – погребенная вода”, влияющие, в свою очередь, на интенсивность таких микропроцессов, как капиллярная пропитка и капиллярно-гравитационная сегрегация.

Исходя из вышесказанного, можно утверждать, что карбонатные отложения относятся к залежам нефти с трудноизвлекаемыми запасами и при обычных методах разработки характеризуются низкой нефтеотдачей. Средние фактические коэффициенты нефтеотдачи составляют 15,6% (проектный 25,1%), при средней обводненности продукции – 64,8%, что значительно меньше коэффициента нефтеизвлечения в терригенных коллекторах (40,3%). Промысловые опыты заводнения карбонатных коллекторов показывают, что эффективность закачки воды в пласт не всегда достаточно высока и в отдельных случаях отсутствует. Применение различных методов повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов малоэффективно и кратковременно по сравнению с терригенными коллекторами. Поэтому для полного понимания и представления механизмов происходящих процессов в карбонатных коллекторах при вытеснении нефти водой, качественной и количественной оценки проявления микропроцессов появляется необходимость проведения исследований с использованием структурообразующих неньютоновских нефтей.

Во второй главе приводятся результаты лабораторных экспериментов по изучению влияния состава и физико-химических свойств нефтей, типа подложки на фильтрационную структуру порового пространства.

В исследованиях использовались естественные пористые среды из нефтесодержащих пород Арланского и Ишимбайского месторождений Башкортостана и искусственные, пористости и проницаемости которых приведены в табл. 1.

Использование искусственных карбонатных и песчаных образцов пород было вызвано необходимостью получения образцов пород а) с близкими порометрическими характеристиками при различных химических составах и б) одина-

ковых по минералогическому составу, но отличающихся по пористости и проницаемости.

Методика изготовления искусственных образцов позволяла получать однородные модельные керны с жесткой структурой порового пространства и с заданной пористостью и проницаемостью.

Подготовка образцов к исследованиям проводилась в соответствии с ОСТ-39-070-78. Нефтенасыщенные образцы естественных пород подвергались неоднократно горячей экстракции спиртобензольной смесью в аппарате Сокслета, после чего доводились до постоянной массы в термошкафу при температуре 70...75°C. Такие операции проводились с образцами перед началом каждого эксперимента.

В качестве исследуемых жидкостей использовались: неполярные очищенный керосин, масло МС-8 с плотностью 850 кг/м³, вязкостью 24,877 мПа.с, которые не содержали в своем составе асфальтенов, а также дегазированные нефти скважин № 1654 и 4772 тех же месторождений, плотности и вязкости которых были равны соответственно 881,1 и 890,2 кг/м³ и 26,96 и 42,90 мПа.с. Содержание асфальтенов и смол составило 2,28; 3,77 и 16,2; 14,9 %масс соответственно. Температура насыщения нефти парафином 17,4 и 19,7°C. Перед опытами нефти центрифугировались и подвергались термообработке при температуре 50-60°C в течение четырех часов и хранились при температуре, соответствующей опытной.

Образование объемных структур, ухудшающих фильтрацию, характерно для неньютоновских аномально-вязких нефтей. Поэтому нефти были подвергнуты экспериментальному изучению на проявление ими аномальности. Сравнение полученных свойств нефтей позволяет отметить, что напряжение сдвига предельного разрушения структуры (НСПРС) и предельно-динамическое напряжение сдвига (ПДНС) для нефти скважины № 4772 (12,2 и 6,8 мПа) значительно выше по сравнению с аналогичными значениями для скважины № 1654 (8,7 и 5,4 мПа). Об этом свидетельствует и индекс аномалии вязкости, который составляет для нефти скв. № 4772 – 5,1, а для нефти скв. 1654 – 3,9. Влияние парафина на процессы структурообразования не сказывается, так как опыты проводились при температуре выше температуры кристаллизации парафинов. Все это доказывает, что ис-

следуемые нефти обладают аномально-вязкими свойствами в отличие от неполярных керосина и масла МС-8.

Эксперименты по изучению влияния состава и физико-химических свойств нефтей, типа подложки на фильтрационную структуру порового пространства проводились на модернизированной установке по изучению распределения пор по их размерам, известной под названием “метод полупроницаемых мембран”. Данный метод обладает рядом преимуществ перед другими известными методами. К ним относятся: возможность моделирования пластовых условий (горного и пластового давления, использование пластовых проб нефтей); возможность оценки изменения структуры порового пространства при фильтрации различных по составу нефтей и использовании реагентов, взаимодействующих с породой; надежность конструкции прибора с полупроницаемой мембраной по обеспечению герметичности узлов; неограниченность по использованию вида вытесняющего агента.

Результаты экспериментов обработаны и представлены в виде дифференциальных кривых распределения пор по их размерам:

$$F(R) = \Delta V / \Delta R = f(\Delta R),$$

где ΔV – объем выделившейся жидкости при заданном перепаде давления (Δp) в интервале изменения радиусов поровых каналов (ΔR).

В качестве примера: для карбонатного образца № К-1 (рис.1), характеристики которого приведены в табл. 1, работающий диапазон абсолютных радиусов пор при насыщении образца неполярным керосином равен 4,1...24,4 мкм и 3,3...22,4 мкм для масла, для нефти скв. № 1654 эффективные радиусы составили 1,9...8,1 мкм, а для нефти скв. № 4772 – 1,3...2,3 мкм. При этом необходимо заметить, что если наиболее распространенным средним радиусом пор (R_{cp}) по керосину, на долю которого приходится большая часть работающего порового пространства образца, является $R_{пор}=8,1$ мкм, то для нефти скв. № 1654 $R_{пор}=4,17$ мкм, а для нефти скв. № 4772 $R_{пор}=1,7$ мкм, т. е. средний радиус пор образца при фильтрации нефти скв. № 1654 уменьшается в 1,7 раза, а для нефти скв. № 4772 – в 4,8 раза по сравнению с керосином при температуре 25°C, следовательно, как видно из рис.1, для условий насыщения образца различными нефтями кривые зависимостей

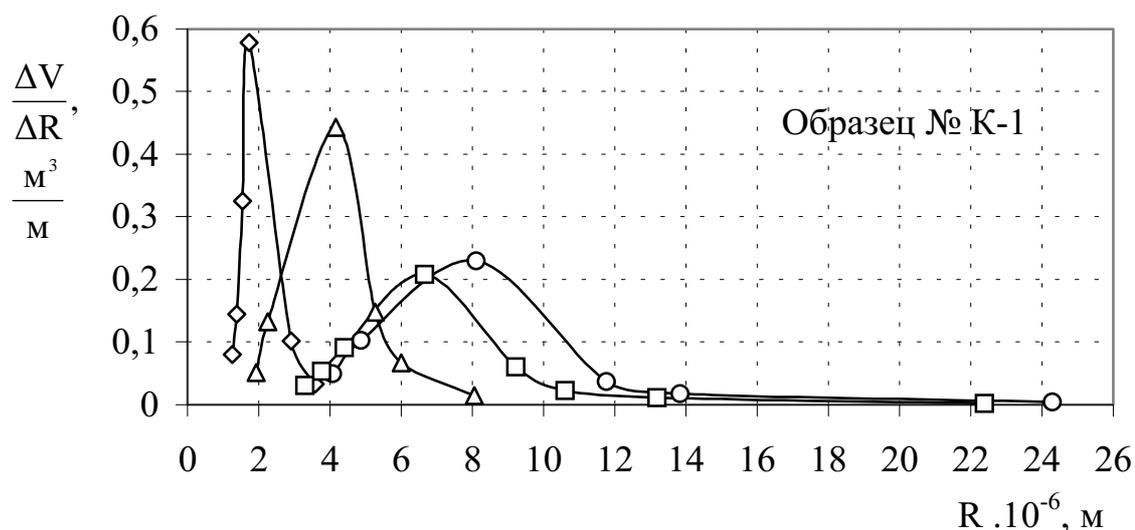


Рис.1. Кривые распределения пор по размерам при насыщении образца породы различными углеводородными жидкостями:

—○— керосин; —△— нефть скв. 1654; —◇— нефть скв. 4772; —□— масло

Таблица 1

Зависимость эффективного среднего радиуса пор в структуре пород от типа породы, проницаемости и состава нефти

Номер образца	Пористость, %	Керосинопроницаемость, мкм ²	Средние радиусы пор (R_{cp}), мкм			Относительный объем пор, приходящихся на долю R_{cp} , %	
			керосин	нефть скв. 1654	нефть скв. 4772	нефть скв. 1654	нефть скв. 4772
Карбонаты							
К-1	15,8	0,626	8,101	4,170	1,730	35,3	30,0
К-2	15,8	0,285	6,101	3,389	1,538	31,0	24,1
К-3	13,5	0,183	4,881	2,711	1,538	30,0	22,6
К-4	34,2	0,097	4,067	1,936	1,258	15,8	13,9
К-5	30,2	0,048	4,067	2,259	-	30,3	-
К-6 И	27,8	0,214	8,135	3,089	1,977	33,3	24,7
К-7 И	26,7	0,115	6,101	2,711	1,730	24,8	22,6
Песчаники							
П-1	21,8	0,269	8,233	6,062	3,235	38,1	30,5
П-2	18,4	0,145	8,233	4,849	2,876	31,7	22,6
П-3	15,3	0,048	6,175	4,849	-	30,0	-
П-4 И	25,6	0,216	8,233	6,062	4,313	34,2	27,4
П-5 И	22,6	0,118	6,175	4,849	3,235	25,0	27,5

смешаются влево, и работает более узкий диапазон размеров пор по сравнению с неполярными углеводородными жидкостями – керосином и маслом. Подобные же зависимости получены и для других образцов (табл. 1). В целом для всех карбонатов средний радиус пор образца при фильтрации нефти скв. № 1654 уменьшается в 2 раза, а для нефти скв. № 4772 – в 3,4. В то время как для песчаников он составляет 1,4 и 2,3 соответственно.

Повышение температуры и добавление ПАВ в нефти в основном увеличивают диапазон участвующих в фильтрации радиусов пор. Для различных образцов пород с разными значениями порометрических характеристик и составов нефти это увеличение различно и составляет в среднем в два раза при повышении температуры от 25 до 45°С и в 1,5 раза при добавление ПАВ АФ₉-12. При этом на карбонатных образцах это увеличение несколько меньше чем в песчаниках и сильно зависит от состава нефти. О включении в процесс фильтрации большего количества пор свидетельствует и смещение вправо кривых распределения пор по их размерам (рис.2).

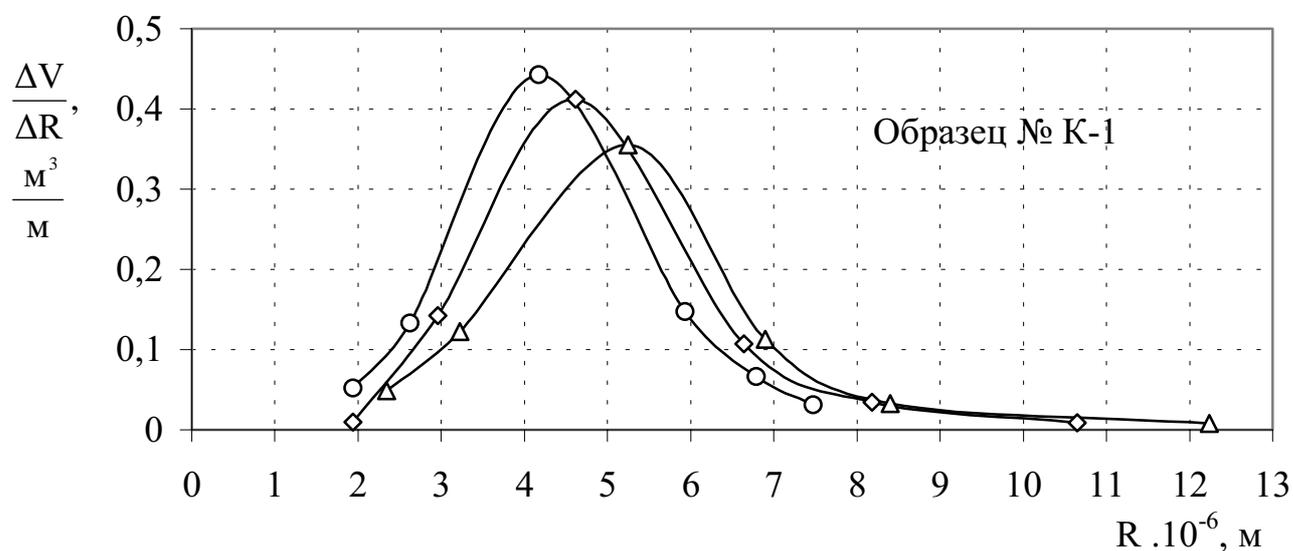


Рис.2. Кривые распределения пор по размерам при насыщении образца породы нефтью скв. № 1654 при различных температурах и содержании ПАВ в нефти:

—○— нефть скв. 1654 (t=25 C); —△— нефть скв. 1654 (t=45 C); —◇— нефть скв. 1654+ПАВ (t=25 C)

Величина среднего радиуса пор, диапазон работающих пор определяются не только составом нефти, температурой, но и пористостью и проницаемостью по-

роды. Это подтверждается данными, приведенными в табл.1. Видно, что средний радиус пор и объем пустотного пространства, приходящегося на его долю, уменьшаются со снижением проницаемости образца породы. Так, если для карбонатного образца К-1 с абсолютной проницаемостью $0,626 \text{ мкм}^2$ при насыщении его нефтью скв. № 1654 $R_{\text{cp}}=4,17 \text{ мкм}$, а объем пор, приходящихся на его долю, составил 35,3% от объема пор образца ($V_{\text{пор}}$), то для керна К-4 с проницаемостью $0,097 \text{ мкм}^2$ при тех же самых условиях $R_{\text{cp}}=1,94 \text{ мкм}$, $V_{\text{пор}}=15,8\%$, т.е. меньше соответственно на 18 и 45%.

Рассмотренные закономерности отмечаются также при насыщении одних и тех же образцов различными нефтями. Для активных нефтей, нефтей с более жесткими проявлениями аномалий вязкости эффективные средние радиусы пор образцов и объем пустот, приходящиеся на их долю, имеют меньшие значения, чем для нефтей с менее ярко выраженной активностью и неньютоновским характером фильтрации.

Различия минералогического и химического состава пород также вызывают изменения в структуре порового пространства нефтенасыщенных пород. В частности, в карбонатных коллекторах и эффективные средние радиусы, и интервалы работающих пор меньше, чем в песчаных образцах.

Изменения в фильтрационных структурах пор нефтесодержащих пород сопровождаются улучшением либо ухудшением вытесняемости нефти. Анализируя остаточную нефтенасыщенность в образцах пород, необходимо отметить, что она зависит от температуры, состава нефти, содержания синтетических ПАВ в нефти. Так, если для карбонатного образца № К-1 при температуре эксперимента 25°C (рис.3) остаточная нефтенасыщенность составила для нефти скв. № 1654 26,5%, то при температуре 45°C и содержании ПАВ этот показатель равен соответственно 17,7 и 23,6%, т.е. вытесняемость нефти улучшилась на 8,8 и 2,9%.

Нефть с более ярко выраженным неньютоновским характером фильтрации, с большим содержанием высокомолекулярных компонентов (асфальтенов, парафинов), при прочих равных условиях, имеет худшие показатели вытеснения. На примере того же самого образца № К-1 коэффициент остаточной нефтенасыщен-

ности для нефти скв. № 1654 при температуре 25°C составил 26,5%, в то время как для нефти с большей аномалией вязкости – 38,3% (на 12% выше). То же самое отмечается и для всех остальных образцов. При этом температура также оказывает большее влияние на вытеснение нефти, чем действие синтетических ПАВ.

Уменьшение остаточной нефтенасыщенности с увеличением температуры, на наш взгляд, объясняется ослаблением межмолекулярных и разрушением межагрегатных взаимодействий асфальтенов как в гранично-связанных с подложкой породы слоях, так и в объеме структурированных нефтей.

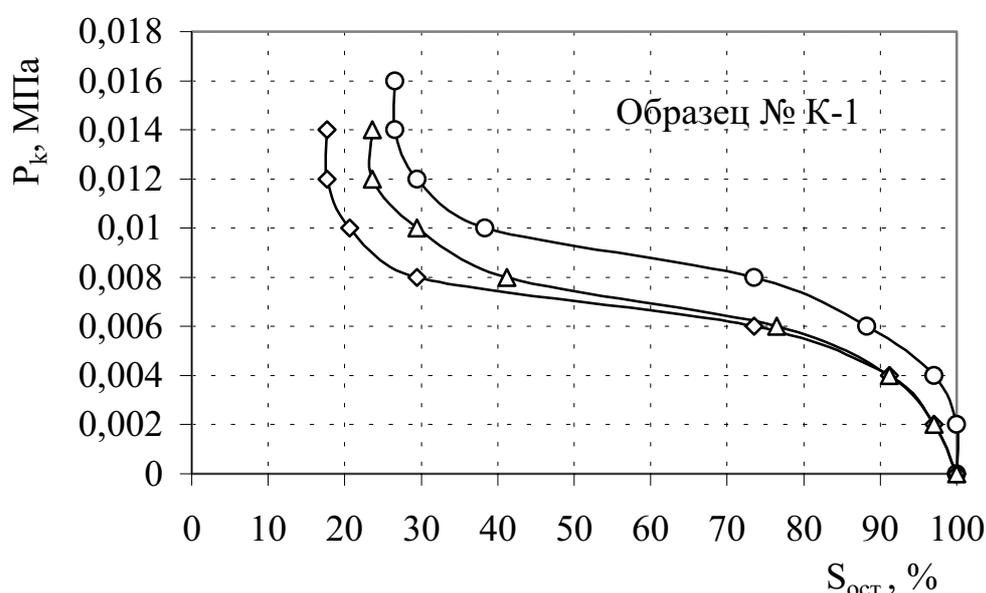


Рис.3. Кривые капиллярного давления при насыщении образца породы нефтью скв. № 1654 при различных температурах и содержании ПАВ в нефти:

- нефть скв. 1654 ($t=25^\circ\text{C}$);
- ◇— нефть скв. 1654 ($t=45^\circ\text{C}$);
- △— нефть скв. 1654+ПАВ ($t=25^\circ\text{C}$)

Рассматриваемые закономерности, как оказалось, находятся в тесной зависимости от типа (состава) исследуемых пород. Так, для карбонатных пород средние значения остаточной нефтенасыщенности выше, чем для песчаных образцов (табл.2), что объясняется более прочными адсорбционными взаимодействиями активных компонентов нефти со стенками поровых каналов с образованием утолщенных граничных слоев, а через их влияние и упроченных объемных структур в нефти. Об этом свидетельствуют и более высокие начальные и конечные значения перепадов давлений, обеспечивающих фильтрацию нефтей (табл. 2).

Так как вышерассмотренные опыты моделировали гидрофобные участки пласта, а в естественных условиях коллектора нефти и газа содержат связанную (остаточную) воду, были проведены эксперименты, в том числе и с моделированием остаточной воды. Связанную воду в пористых средах создавали методом капиллярной вытяжки. В качестве воды использовали модели пластовых вод. Содержание связанной воды в пористых средах варьировало в количестве 8,2...12,5% от объема пор.

Таблица 2

Средние значения остаточной нефтенасыщенности
в зависимости от различных факторов

Действующий Фактор	Средние значения остаточной нефтенасыщенности, %			Средние значения перепадов давлений фильтрации, МПа					
	керосин	нефть скв. 1654	нефть скв. 4772	керосин		нефть скв. 1654		нефть скв. 4772	
				нач.	кон.	нач.	кон.	нач.	кон.
Карбонаты									
25°С	25,6	36,1	46,9	0,003	0,014	0,006	0,017	0,013	0,023
45°С	---	26,6	38,6	---	---	0,003	0,014	0,010	0,020
ПАВ	---	29,4	41,6	---	---	0,004	0,014	0,012	0,022
Песчаники									
25°С	21,8	30,9	40,1	0,002	0,012	0,004	0,015	0,010	0,022
45°С	---	23,8	34,9	---	---	0,002	0,014	0,008	0,021
ПАВ	---	26,9	37,8	---	---	0,003	0,015	0,010	0,022

Анализ результатов показал, что содержание связанной воды практически не изменило диапазон вовлеченных в процесс фильтрации размеров пор. Но во всех случаях отмечается уменьшение объемной доли пор, охваченных процессом вытеснения. Наблюдаемое явление может быть объяснено выходом из фильтрации части пор за счет возникновения в них более высоких капиллярных давлений на границе вода-нефть, нежели газ-нефть ($R_{cp} < R_{cp}$).

Уменьшение объемной доли пор в фильтрации для рассматриваемых условий эксперимента, при наличии связанной воды, снижает коэффициент вытеснения нефти, увеличивая тем самым остаточную нефтенасыщенность в карбонатных и песчаных образцах соответственно в 1,5 и 1,3 раза.

В третьей главе изложены результаты экспериментальных исследований по изучению влияния физико-химических свойств нефтей и состава породы на полноту капиллярного и капиллярно-гравитационного замещения нефти водой. Здесь исследования проводились в два этапа. На первом этапе мы попытались смоделировать «чисто» капиллярную пропитку.

Изучение капиллярного замещения нефти водой производили на естественных и искусственных карбонатных и песчаных образцах при одних и тех же условиях, пористость и воздухопроницаемость для карбонатных и песчаных образцов представлены в табл. 3. Одновременно были изготовлены искусственные образцы и подобраны попарно карбонатные и песчаные с примерно одинаковыми характеристиками.

Перед использованием в экспериментах образцы подготавливались по методике, описанной во второй главе. Для приближения процесса капиллярного замещения нефти водой к реальным пластовым условиям перед насыщением образцов нефтью в них моделировалась связанная (остаточная) вода методом капиллярной вытяжки. Содержание остаточной воды в рассматриваемых образцах колебалось в пределах от 6,1 до 12,9%. Для моделирования остаточной водонасыщенности и капиллярного замещения нефти водой использовалась модель пластовой воды с плотностью $\rho = 1143 \text{ кг/м}^3$. Капиллярное замещение углеводородной жидкости водой осуществлялось с использованием нефтей скв. № 1654 и 4772. Насыщенные нефтью образцы пород (карбонатные и песчаные) укладывались в специальный сосуд (эксикатор) вертикально, один к одному, плотными рядами, а пустоты между ними заполнялись карбонатным (для карбонатов) и кварцевым (для песчаных) песком узкой фракции, проницаемость насыпного песка на порядок превышала самую большую проницаемость образца породы. Насыпной песок, с одной стороны, обеспечивал сплошность (непрерывистость) пористой среды, что позволяло смоделировать нефтесодержащую породу с объемной неоднородностью, с другой стороны – достаточно высокая проницаемость насыпного песка и наличие образцов с меньшей проницаемостью создавали сложнопостроенную породу с матрицами и трещинами, подводящими воду для замещения нефти.

После установки всей этой системы в эксикатор в нижнюю часть подавалась модель пластовой воды, которая по трещинам доставлялась к образцам пород. Для исключения влияния разности плотностей нефти и воды на процесс замещения нефти водой в матрицах уровень воды не превышал нижние торцы образцов более, чем на 1-3 мм. Затем эксикатор закрывался плотно крышкой, и воздух замещался газом (азотом) для исключения системы от контакта с воздухом. Эксикатор помещался в темный термошкаф, в котором моделировалась пластовая температура. Фиксировалось время начала эксперимента. По истечении заданного времени образцы извлекались из эксикатора и помещались в прибор Закса для оценки внедрившегося объема воды, которая в последующем и принималась за объем вытесненной нефти. Для оценки динамики и полноты замещения нефти водой опыты прерывались через 3, 7, 20, 30, 60 суток.

Определение капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенные пористые среды оценивали по коэффициенту вытеснения (коэффициенту капиллярного замещения), который вычислялся отношением капиллярно вытесненной нефти к объему пор образца.

Результаты проведенных исследований представлены в табл. 3, анализ которой показывает, что значительное влияние на капиллярное впитывание оказывает состав нефти. Высокомолекулярные нефти, нефти с большим проявлением аномально-вязких свойств хуже вытесняются под действием капиллярных сил в статических условиях. Так, средние коэффициенты замещения нефти водой для естественных карбонатных образцов при использовании нефти скв. № 4772 на 4,5% ниже, чем при насыщении их нефтью скв. № 1654, в песчаных породах – на 3,5%. При этом, как видно, в карбонатах эта разница несколько больше, чем в песчаниках.

Анализ табл. 3 показывает, что коэффициенты капиллярного вытеснения нефти водой в песчаниках выше. Особенно это хорошо просматривается для искусственных образцов, обладающих примерно близкими порометрическими характеристиками. Так, если коэффициенты вытеснения ($K_{\text{выт.}}$) нефти скв. № 1654 водой для карбонатных образцов № К-12И, К-13И, К-14И составили соответст-

венно 9,3, 8,0, 5,8%, то для песчаных образцов № П-10И, П-11И, П-12И соответственно – 13,6, 10,7, 8,1%. Та же тенденция наблюдается для естественных карбонатных и песчаных образцов. При этом сопоставление средних $K_{\text{выт.}}$ для отдельных образцов позволяет сделать вывод об их уменьшении со снижением проницаемости.

Таблица 3

Результаты капиллярной пропитки нефтенасыщенных образцов водой

Номер образца	Пористость, %	Проницаемость по воздуху, мкм ²	Конечный коэффициент вытеснения, %					
			нефть скв.1654			нефть скв.4772		
			при $t = 25^{\circ}\text{C}$	с добавлением ПАВ	при $t = 45^{\circ}\text{C}$	при $t = 25^{\circ}\text{C}$	с добавлением ПАВ	при $t = 45^{\circ}\text{C}$
Карбонаты								
К-8	15,76	1,330	13,2	16,4	22,1	8,0	12,5	17,4
К-9	15,71	1,082	10,5	12,6	14,7	7,1	9,3	12,8
К-10	11,76	0,440	6,8	8,7	12,4	3,3	5,8	9,3
К-11	13,42	0,156	4,9	6,8	8,8	2,6	4,0	5,6
К-12 И	29,71	0,754	9,3	11,9	15,7	6,0	8,2	13,2
К-13 И	28,80	0,461	8,0	10,2	13,0	4,3	6,1	8,9
К-14 И	27,81	0,289	5,8	7,4	9,5	3,1	4,5	7,5
Песчаники								
П-6	27,70	1,309	20,3	23,0	26,6	12,2	16,2	21,3
П-7	26,20	0,799	12,6	14,2	17,3	8,5	11,0	16,7
П-8	22,75	0,497	9,0	11,3	13,0	4,4	6,8	10,8
П-9	21,29	0,226	6,5	8,2	10,2	3,1	5,3	8,2
П-10 И	30,51	0,754	13,6	14,0	16,9	9,2	11,8	15,0
П-11 И	29,23	0,461	10,7	12,9	13,0	6,3	8,6	11,5
П-12 И	28,46	0,289	8,1	9,0	10,8	5,0	7,7	9,4

Увеличение температуры опыта приводит к интенсификации процесса капиллярного замещения нефти водой (табл. 3). Так, для искусственных карбонатных и песчаных образцов среднее повышение коэффициента капиллярного вытеснения нефти скв. 1654 при изменении температуры с 25 до 45°С составило 5 и 3,1%. Аналогичные изменения отмечаются в естественных карбонатных и песчаных образцах. При этом в карбонатах реагирование на изменение температуры более чувствительное, чем в песчаниках. Уменьшение проницаемости вызывает несколько лучшее реагирование на воздействие температурой для карбонатных пород.

Растворы ПАВ, также как воздействие повышенными температурами, способствуют увеличению капиллярного вытеснения нефти из пористых сред. Так, средние $K_{\text{выт.}}$ для карбонатных и песчаных образцов составили соответственно 2,1 и 1,2%.

На втором этапе исследовалось капиллярно-гравитационное замещение нефти водой, так как на поздних стадиях разработки продукция скважин резко обводняется, хотя запасы нефти остаются достаточно высокими. В этих условиях, как отмечал Крылов А.П., будет происходить переформирование залежи нефти, в том числе и за счет разности плотностей нефти и воды. Для оценки интенсивности переформирования в проводимых опытах исследовалось капиллярно-гравитационное замещение аномально-вязкой нефти.

Для сравнения $K_{\text{выт.}}$, полученный в опытах, моделирующих процесс «чистой» капиллярной пропитки и капиллярно-гравитационной сегрегации, выбор пометрических и физических параметров образцов осуществлялись таким образом, чтобы они были близки между собой, пористость и воздухопроницаемость образцов приведены в табл. 4, при этом использовались те же нефти и вытесняющий агент.

Для создания процесса капиллярно-гравитационной сегрегации были изготовлены приборы, позволяющие моделировать градиент давления, обусловленный разницей плотностей нефти и вытесняющего агента, которые представляли собой стеклянную колбу, куда помещался исследуемый образец породы. К притертой крышке колбы подсоединялась стеклянная трубка, на конце которой размещалась градуированная ловушка для замера объема вытесняемой нефти. Подготовленные нефтенасыщенные образцы пород закладывались в прибор, куда затем подавалась модель пластовой воды. Высота столба воды в приборе равнялась 2,7 м. Опыты считались завершенными по истечении одного месяца со дня прекращения поступления нефти в ловушку.

Были проведены две серии экспериментов: без создания в пористых средах остаточной водонасыщенности и с содержанием остаточной водонасыщенности,

что позволило оценить влияние связанной воды на капиллярно-гравитационную сегрегацию нефти в пласте.

Результаты исследований представлены в табл. 4, из которой видно, что процесс замещения нефти водой в пористых средах за счет гравитационно-капиллярной сегрегации происходит и зависит от различных факторов. Вытеснение нефти в карбонатных коллекторах менее активно, чем в песчаных. Уменьшение проницаемости образцов вызывает снижение объема вытесняемой нефти особенно для карбонатных пористых сред.

Таблица 4

Результаты капиллярно-гравитационного вытеснения нефти из пористых сред при различных условиях

Номер образца	Пористость, %	Проницаемость по воздуху, мкм ²	Конечный коэффициент вытеснения, %						
			нефть скв. № 1654			нефть скв. № 4772			
			при t = 25°C	при добавлении ПАВ	при t = 45°C	при t = 25°C	при добавлении ПАВ	при t = 45°C	при вибродействии
С моделированием остаточной водонасыщенности									
Карбонаты									
К-15	17,10	0,523	---	---	---	9,9	12,4	16,9	21,3
К-16	12,50	0,386	---	---	---	7,4	9,4	13,4	15,9
К-17 И	28,80	0,461	14,0	17,6	20,2	10,1	13,1	15,9	24,5
К-18 И	27,81	0,298	10,2	12,9	15,4	7,2	9,9	12,2	15,4
Песчаники									
П-13	28,60	0,580	---	---	---	10,5	14,5	18,8	24,6
П-14	19,60	0,344	---	---	---	9,4	10,4	15,5	20,6
П-15 И	29,23	0,461	15,1	18,5	20,8	12,6	15,4	17,5	30,6
П-16 И	28,46	0,298	11,4	14,5	16,8	9,2	10,3	13,5	20,1
Без моделирования остаточной водонасыщенности									
Карбонаты									
К-15	17,10	0,523	3,7	4,8	7,4	3,0	3,9	6,2	---
К-16	12,50	0,386	2,9	3,6	6,0	1,9	2,8	4,1	---
К-17 И	28,80	0,461	6,1	8,4	12,8	---	---	---	---
К-18 И	27,81	0,298	4,8	7,2	9,7	---	---	---	---
Песчаники									
П-13	28,60	0,580	4,3	7,1	8,6	3,8	5,9	8,1	---
П-14	19,60	0,344	3,8	5,3	8,1	3,0	4,3	6,7	---
П-15 И	29,23	0,461	6,8	10,5	14,4	---	---	---	---
П-16 И	28,46	0,298	5,3	8,2	11,6	---	---	---	---

Как и в предыдущих исследованиях, на коэффициент замещения нефти водой влияют составы и свойства нефтей. Более тяжелые неньютоновские нефти, нефти с большими аномалиями вязкости хуже поддаются всплыванию. Так, если $K_{\text{выт.}}$ для карбонатных образцов № К-17И и К-18И при насыщении нефтью скв. № 1654 (со связанной водой) составили 14 и 10,2% ($t=25^{\circ}\text{C}$), то для нефти скв. № 4772 – 10,1 и 7,2%. При этом $K_{\text{выт.}}$ из пористых карбонатных сред ниже, чем из песчаных.

Повышение температуры в опыте, при прочих равных условиях, приводит к увеличению $K_{\text{выт.}}$. При этом карбонатные породы относительно лучше реагируют на повышение температуры по сравнению с песчаными образцами. Так, если для нефти скв. № 1654 относительное увеличение $K_{\text{выт.}}$ для карбонатных искусственных образцов № К-17И и К-18И при увеличении температуры примерно в 2 раза составило 44,6 и 51%, то для песчаных образцов № П-15И и П-16И с подобными же характеристиками соответственно 38,4 и 48,2%.

Влияние температурного фактора на $K_{\text{выт.}}$ исследованных образцов лучше сказывается при насыщении пористых сред аномально-вязкими высокомолекулярными нефтями. Анализ данных показывает, что относительный $K_{\text{выт.}}$ для нефти скв. № 4772 для искусственных карбонатных пород при условии моделирования в них остаточной водонасыщенности в 1,3 раза выше по сравнению с $K_{\text{выт.}}$ при насыщении их нефтью скв. № 1654.

Менее проницаемые породы лучше реагируют на рост температуры по сравнению с более высокопроницаемыми.

Сравнение результатов исследований с моделированием и без остаточной водонасыщенности показало, что $K_{\text{выт.}}$ без моделирования остаточной водонасыщенности сравнительно ниже, чем с моделированием связанной воды, $K_{\text{выт.}}$ без моделирования связанной воды в пористых песчаных средах выше, чем для карбонатных образцов, и температура более существенно влияет на него в условиях отсутствия связанной воды. Так, если при повышении температуры средние $K_{\text{выт.}}$ для карбонатных образцов № К-15, К-16 (нефть скв. № 4772) со связанной водой увеличиваются в 1,8 раза, то для тех же условий без связанной воды – в 2,2 раза. Те же результаты наблюдаются и для песчаных образцов породы.

Были также выполнены эксперименты, в которых вытесняющими агентами являлись водные растворы ПАВ.

Обобщение результатов исследований позволяет сделать следующие заключения: процесс замещения нефти водными растворами реагента существенно возрастает в пористых средах, содержащих связанную воду. Карбонатные образцы пород, насыщенные более полярными по составу нефтями, имеют более высокие относительные $K_{\text{выт.}}$ растворами ПАВ как с моделированием, так и без моделирования остаточной воды. Так, если средний $K_{\text{выт.}}$ по нефти скв. № 1654 для образцов № К-17И и К-18И с остаточной водонасыщенностью составил 26,7%, то для нефти скв. № 4772 – 35,0%, а в песчаных образцах чем более полярна нефть, тем меньше относительные коэффициенты нефтеизвлечения.

Нами было также изучено влияние вибровоздействия на процессы капиллярно-гравитационного вытеснения нефти скв. № 4772 из образцов. Для этого, после полного прекращения вытеснения нефти из образцов моделью пластовой воды при капиллярно-гравитационной сегрегации (при $t=25$ °С), они были подвергнуты периодическому вибровоздействию ежедневно по 30 минут в течение двух недель при той же температуре.

Результаты исследований показывают, что под действием упругих колебаний создаваемых вибраторам, прирост $K_{\text{выт.}}$ для карбонатных образцов в зависимости от проницаемости колеблется от 8,2 до 14,4%, а для песчаных – от 10,9 до 18,1%, т.е. прирост $K_{\text{выт.}}$ в среднем для карбонатных образцов под действием упругих колебаний в 4,1 раза больше по сравнению с действием ПАВ и в 1,8 раза по сравнению с температурным фактором. Для песчаных образцов прирост составил 6,0 и 2,3 раза соответственно.

Также был проведен ряд исследований, имеющих своей целью оценку довытеснения остаточной нефти за счет капиллярно-гравитационной сегрегации из пористых сред с различным минералогическим составом после гидродинамического вытеснения.

Анализ результатов исследований показал, что довытеснение остаточной нефти за счет капиллярно-гравитационной сегрегации происходит из песчаников

более активно, чем из карбонатов. Повышение температуры и вибровоздействие способствуют активизации довытеснения остаточной нефти, и наилучший результат получается при вибровоздействии. При этом прирост коэффициента вытеснения в среднем для карбонатных и песчаных образцов соответственно в 1,7 и 2 раза больше по сравнению с воздействием температурой.

Для оценки влияния доли гравитационного градиента давления на полноту замещения нефти водой в пористых средах сопоставили результаты коэффициентов вытеснения для образцов, имеющих примерно одинаковые характеристики при чисто капиллярном замещении нефти водой, и при капиллярно-гравитационном (табл. 3 и 4). Как и следовало ожидать, $K_{\text{выт.}}$ в образцах, участвовавших в экспериментах по гравитационно-капиллярной сегрегации, существенно выше.

Так, в опытах по “чисто” капиллярной пропитке средние $K_{\text{выт.}}$ для нефтей скв. № 1654 и 4772 в карбонатных образцах составили соответственно 6,9 и 3,6%, в то же время при гравитационно-капиллярном вытеснении при тех же условиях они равны 12,1 и 8,2%, т.е. в 1,8 и 2,3 раза больше. То же самое можно сказать про песчаные образцы с той лишь разницей, что указанные параметры в них несколько выше, чем в карбонатах. Более весомые результаты вытеснения при капиллярно-гравитационной сегрегации, безусловно, объясняются наличием градиента давления, обусловленного разницей плотностей нефти и модели пластовой воды.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ

1. Установлено, что при фильтрации аномальных нефтей уменьшаются диапазон работающих пор и средний эффективный радиус поровых каналов пористых сред. Причем это уменьшение зависит от состава нефти и породы и составляет, в среднем, для карбонатов при фильтрации нефти с меньшим проявлением аномалий вязкости в два раза, а для нефти с большим проявлением аномалий вязкости – в 3,4 раза, а для песчаников – в 1,4 и 2,3 раза соответственно.

2. Выявлено, что повышение температуры и содержание ПАВ в нефти при прочих равных условиях увеличивает диапазон радиусов пор, участвующих в фильтрации, соответственно в два раза и в 1,5 раза. При этом в карбонатах увели-

чение несколько меньше и сильно зависит от состава нефти. Это, в свою очередь, отражается на количестве остаточной нефти в образцах пористых сред.

3. Присутствие остаточной воды в породе уменьшает объемные доли пор, охваченных процессом фильтрации, что в свою очередь, увеличивает остаточную нефтенасыщенность в карбонатах и песчаниках в 1,5 и 2,3 раза соответственно.

4. На капиллярное вытеснение аномально-вязкой нефти водой большое влияние оказывают составы нефти и породы. Так, при использовании нефти с большим проявлением аномалий вязкости средний коэффициент вытеснения для карбонатов на 4,5% ниже, чем при насыщении нефтью с меньшим проявлением аномалий вязкости, а в песчаниках на 3,5%.

5. Повышение температуры с 25 до 45°C приводит к интенсификации процесса капиллярного замещения аномально-вязкой нефти водой. Увеличение среднего коэффициента вытеснения для карбонатов и песчаников составляют 5 и 3,1% соответственно. Добавление ПАВ также способствует его росту, но в меньшей степени (на 2,1 и 1,2 %).

6. Вытеснение аномально-вязкой нефти за счет капиллярно-гравитационных процессов в карбонатах менее активно, чем в песчаниках. Уменьшение проницаемости образцов вызывает снижение объема вытесняемой нефти, особенно для пористых карбонатных сред. Более тяжелые неньютоновские нефти, нефти с большими проявлениями аномалий вязкости хуже поддаются вытеснению, а в присутствии остаточной воды процесс более активен.

7. Активизацию процесса капиллярно-гравитационного замещения аномально-вязкой нефти водой можно достичь путем повышения температуры, добавления ПАВ и вибровоздействия. Результаты экспериментов показывают, что наибольший прирост коэффициента вытеснения получается под действием вибрации, и составляет в среднем для карбонатов в 4,1 раза больше по сравнению с добавлением ПАВ и в 1,8 раза по сравнению с повышением температуры, а для песчаников в 6 и 2,3 раза соответственно.

8. Довытеснение остаточной нефти за счет капиллярно-гравитационной сегрегации происходит в песчаниках более активно, чем в карбонатах. Повышение температуры и вибровоздействие способствуют довытеснению остаточной нефти. При этом прирост коэффициента вытеснения в среднем для карбонатных и песчаных образцов соответственно в 1,7 и 2 раза больше по сравнению с воздействием температуры.

По теме диссертации опубликованы следующие работы:

1. Пат. 2166747 Россия, RU 2166747 С1 Устройство для определения распределения пор по размерам / Ш.А. Гафаров, О.И. Целиковский, Я.Х. Салех. Заявлено 13.04.2000. Опубликовано 10.05.2001. Бюл. № 13.

2. Салех Я.Х., Гафаров Ш.А. О влиянии структуры порового пространства и минералогического состава пород на остаточную нефтенасыщенность// Наука и технология углеводородных дисперсных систем.: Труды 2^{го} Международного симпозиума. – Т. 1. – Уфа: Реактив, 2000. – С. 215 – 216.

3. Гафаров Ш.А., Салех Я.Х. Влияние состава нефти и типа пород на капиллярное впитывание воды в пористые среды// Проблемы нефти и газа.: Тез. докл. III Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: Реактив, 2001. – С.130 – 131.

4. Гафаров Ш.А., Салех Я.Х. Исследование гравитационно-капиллярной сегрегации в различных типах пористых сред// Проблемы нефти и газа.: Тез. докл. III Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: Реактив, 2001. – С.131 – 132.

5. Гафаров Ш.А., Целиковский О.И., Салех Я.Х. Прибор для изучения распределения пор по размерам// Проблемы нефти и газа.: Тез. докл. III Конгресса нефтегазопромышленников России. – Уфа: Реактив, 2001. – С.133.

6. Гафаров Ш.А., Салех Я.Х. Исследование некоторых микропроцессов при замещении нефти водой в пористых средах// Актуальные проблемы волгоуральской нефтегазоносной провинции.: Тез. докл. VI межвузовской научно-методической конференции. – Уфа: УГНТУ, 2001. – С.17 – 18.

7. Салех Я.Х. Состав нефти и его влияние на структуру порового пространства// Проблемы геологии и освоения недр.: Труды 5^{го} Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов, аспирантов и молодых ученых, посвященного 100-летию горно-геологического образования в Сибири. – Томск: ТПИ, 2001. – С. 383 – 384.