ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«АЛЬМЕТЬЕВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ НЕФТЯНОЙ ИНСТИТУТ»

На правах рукописи

Шайхразиева Ляйсан Равилевна

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ОБОСНОВАНИЮ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ (НА ПРИМЕРЕ ВИШНЕВО-ПОЛЯНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Специальность 25.00.17 –
Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Диссертация на соискание ученой степени
кандидата технических наук

НАУЧНЫЙ РУКОВОДИТЕЛЬ –
доктор геолого-минералогических наук,
профессор
Хисамов Р.С.

Альметьевск – 2019

Оглавление

Введение 4

Глава 1. Анализ методов и технологий добычи трудноизвлекаемых запасов нефти 10

1.1 Проблемы добычи трудноизвлекаемых запасов нефти 10

1.2 Анализ физико-химических методов, применяемых для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти 17

Выводы и рекомендации по главе 1 32

Глава 2. Характеристика макро- и микронеоднородности коллектора объекта исследования 34

2.1 Краткая геолого-физическая характеристика Вишнево-Полянского месторождения 34

2.2. Анализ текущего состояния разработки объекта исследования 37

2.3. Анализ изменчивости основных геолого-физических характеристик объекта38

2.4 Томографические исследования и анализ структуры порового пространства объекта исследования 44

Выводы и рекомендации по главе 2 51

Глава 3. Экспериментальные исследования и анализ неоднородности состава и свойств нефти Вишнево-Полянского месторождения 53

3.1 Определение неоднородности состава нефти на основе хроматографических исследований 53

3.2 Исследования реологических свойств высоковязкой нефти 59

3.3 Экспериментальные исследования и анализ неоднородности оптическими методами..... 64

Выводы и рекомендации по главе 3 68

Глава 4. Обоснование применения ПАВ в технологиях ПАВ-полимерного воздействия для увеличения извлечения нефти в условиях высокой неоднородности пластовой системы..... 70

4.1 Экспериментальные исследования по оценке совместимости неионогенного и комплексного ПАВ с минерализованной водой Вишнево-Полянского месторождения 70

4.2 Экспериментальные исследования по обоснованию применения ПАВ для повышения эффективности добычи высоковязкой нефти в условиях высокой неоднородности коллектора..... 72

4.3 Определение термостабильности ПАВ 79

4.4 Результаты исследования физико-химических и технологических свойств полимеров 80

4.5 Реологические исследования полимерных растворов 82

4.6 Реологические исследования ПАВ-полимерных композиций 85

4.8 Исследование влияния ПАВ-полимерных композиций на коллоидную устойчивость нефти 91

4.9 Результаты фильтрационных исследований ПАВ-полимерных композиций .. 96

4.10 Опытно-промышленные испытания в условиях Вишнево-Полянского месторождения 97

Выводы и рекомендации по главе 4 98

Заключение 100

Список сокращений и условных обозначений 103

Список литературы 104

Приложение А 128

Приложение Б 129

Приложение В 154

Приложение Г 159

Введение

Актуальность темы исследования:

В настоящее время в структуре запасов нефти Республики Татарстан увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов: в заводненных или слабопроницаемых терригенных коллекторах, в водонефтяных зонах, высоковязких и тяжелых нефтей.

Несмотря на большое количество работ по разработке технологий, направленных на повышение выработки трудноизвлекаемых запасов нефти, актуальным направлением исследований является разработка адресных технологий, основанных на более широком изучении параметров пластовой системы.

Для добычи трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти был разработан ряд технологий, основанных на тепловом и физико-химическом воздействии. На основе ранее проведенных исследований по оценке влияния теплового воздействия на реологические характеристики высоковязкой нефти месторождений Республики Татарстан и Казахстана установлено, что применение теплового метода воздействия может привести к ухудшению структурно-механических свойств нефти. Поэтому вопросы совершенствования разработки технологии физико-химического воздействия являются актуальной задачей.

Экспериментальные исследования по разработке новых технологий ПАВ-полимерного воздействия для высоковязких нефтей, как правило, основаны на изучении изменения параметров растворов в условиях, определенных как средние значения основных физико-химических и геолого-технических характеристик объекта исследования. Однако проблема обоснования технологий воздействия с учетом локальных, частных значений геолого-физических характеристик и их изменчивости в пределах объекта требует увеличения сложности и методического разнообразия при проведении лабораторных исследований.

Проведение и анализ экспериментальных исследований с целью определения изменчивости по расширенному перечню геолого-физических характеристик

объекта и разработка на этой основе составов композиций является актуальной задачей.

Степень разработанности темы исследования:

Вопросами изучения проблем повышения выработки трудноизвлекаемых запасов нефти, а также разработкой технологий увеличения нефтеизвлечения высоковязкой нефти, в том числе в условиях карбонатных коллекторов, занимались отечественные и зарубежные ученые: Алтунина Л.К., Андреев В.Е., Бакиров И.М., Ганеева Ю.М., Гильманова Р.Х., Глумов И.Ф., Дубинский Г.С., Жданов С.А., Закиров С.Н., Зарипов А.Т., Зейгман Ю.В., Ибатуллин Р.Р., Кадыров Р.Р., Каневская Р.Д., Котенев Ю.А., Лорье Л. Шрамм, Магадова Л.А., Михайлов Н.Н., Мищенко И.Т., Мусабиров М.Х., Муслимов Р.Х., Мухаметшин В.Ш., Рогачев М.К., Романов Г.В., Султанов Ш.Х., Сургучев М.Л., Хисамов Р.С., Хисамутдинов Н.И., Юсупова Т.Н.

Цель диссертационной работы:

Увеличение эффективности вытеснения высоковязкой нефти на основе экспериментальных исследований по обоснованию применения адресных ПАВ-полимерных композиций.

Объект исследования:

Объектом исследования является бобриковско-радаевский горизонт Вишнево-Полянского месторождения.

Основные задачи исследования:

1. Охарактеризовать макро- и микронеоднородность коллектора бобриковско-радаевского горизонта Вишнево-Полянского месторождения.
2. Изучить геохимические характеристики нефти Вишнево-Полянского месторождения и определить их неоднородность в пределах объекта исследования.
3. На основе реологических исследований нефти определить возможность применения в условиях объекта исследования физико-химических методов воздействия.

4. Разработать методики и провести лабораторные исследования ПАВ и ПАВ-полимерных композиций, с учетом их влияния на коллоидную устойчивость нефти и вязкоупругие свойства композиций.

5. Оценить возможность применения разработанных ПАВ-полимерных композиций на основе определения коэффициента вытеснения нефти по результатам фильтрационных исследований.

Научная новизна работы:

1. На основе результатов томографических исследований структуры порового пространства образцов керна объекта установлена высокая микронеоднородность коллектора (коэффициент вариации распределения радиуса пор по размерам составляет 0,39-0,59).

2. На основе хроматографических исследований показана высокая неоднородность высоковязкой нефти по концентрации высокомолекулярных компонентов C_{21}-C_{40} (коэффициент вариации до 1,36) и существенно меньшая концентрация, по сравнению со слабоизменёнными нефтями, лёгких гомологов. На основе реологических исследований установлена высокая вариабельность структурно-механических свойств нефти (коэффициент вариации от 0,76 до 1,20) и определена устойчивость структурных образований нефти к внешнему сдвиговому и термическому воздействию.

3. Установленная кинетика снижения поверхностного натяжения (от 3,76 до 1,89 мН/м для неионогенного ПАВ в минерализованной воде, от 1,61 до 1,25 мН/м для катионсодержащего комплексного ПАВ в пресной воде) в диапазоне концентраций ПАВ от 0,1 до 0,4% показала существенное влияние на данный процесс не только типа ПАВ, но и свойств нефти. Диапазон изменения межфазного натяжения, который обеспечивается идентичным раствором ПАВ определенной концентрации, отличается в 1,5-2 раза. Выполненные комплексные исследования динамики межфазного натяжения, адсорбции различных составов ПАВ позволили научно обосновать комплексный параметр для экспресс-оценки ПАВ с целью повышения нефтеизвлечения в условиях конкретного объекта внедрения.

4. На основе комплекса экспериментальных исследований установлено, что добавление к раствору биополимера катионсодержащего комплексного ПАВ концентрацией 0,4% и бактерицида 0,1% в интервале скорости сдвига от 0 до 100 $с^{-1}$ обеспечивает сохранение вязкоупругих свойств композиции в диапазоне температур 20-30 ºС.

Теоретическая и практическая значимость работы:

1. На основании томографических исследований экспериментально показан характер микронеоднородности коллектора (радиусы пор коллектора от 10 до 700 мкм), на основе хроматографических исследований установлена неоднородность высоковязкой нефти по содержанию высокомолекулярных компонентов C_{21}-C_{40} (коэффициент вариации до 1,36), что позволило обосновать применение ПАВ-полимерных композиций в условиях Вишнево-Полянского месторождения.

2. В соавторстве разработаны методики и проведены экспериментальные исследования, на основании которых разработаны составы ПАВ-полимерных композиций, которые рекомендованы для опытно-промышленных испытаний в условиях Вишнево-Полянского месторождения.

3. Для сравнительной экспресс-оценки возможности применения ПАВ в условиях объекта (свойств нефти и типа коллектора) предложен комплексный параметр (*К*), характеризующий удельное снижение концентрации ПАВ в растворе вследствие адсорбции на поверхности дезинтегрированного керна на единицу снижения поверхностного натяжения в заданном диапазоне увеличения концентраций. Для Вишнево-Полянского месторождения рассчитано значение параметра *К*, которое для неионогенного ПАВ составляет 5,5, для катионсодержащего комплексного ПАВ – 1,1.

4. Предложен первичный скрининг условий применимости разработанных ПАВ-полимерных композиций для использования при проектировании разработки месторождений, характеризующихся схожими условиями.

5. Результаты экспериментальных исследований были использованы при составлении программы исследовательских испытаний технологического процесса применения ПАВ-полимерных композиций по проекту «Создание комплекса

технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть» в рамках Федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» по Соглашению о предоставлении субсидии №14.610.21.0019 от 23.10.17 (уникальный идентификатор работ RFMEFI61017X0019).

Методы исследований и решения задач:

Решение поставленных задач основано на результатах обобщения теоретических и экспериментальных исследований. Обработка результатов экспериментальных исследований проводилась с использованием методов математической статистики.

Основные защищаемые положения:

1. Результаты экспериментальных работ по определению характера неоднородности исследуемого объекта как по макро- и микронеоднородности и изменчивости порового пространства, так и по составу и свойствам добываемой высоковязкой нефти.

2. Результаты тензиометрических и оптических исследований ПАВ по обоснованию их применения в составе ПАВ-полимерных композиций.

3. Составы ПАВ-полимерных композиций для повышения коэффициента вытеснения трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти в условиях объекта исследования.

Степень достоверности результатов работы подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями, проведенными на современном лабораторном оборудовании, сходимостью расчетных параметров и воспроизводимостью результатов экспериментальных исследований.

Апробация работы:

Основные результаты работы докладывались и обсуждались на Международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых «Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса» (Нижневартовск, 2017г.), на Международной научно-практической

конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» в рамках Международного форума «Наука и Инновации» (Альметьевск, 2018г.), 73-ей Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ»-2019 (Москва, 2019г.), XVII Всероссийской конференции-конкурсе студентов и аспирантов горно-геологического, нефтегазового, энергетического, машиностроительного и металлургического профиля (Санкт-Петербург, 2019г.), Региональной студенческой научно-практической конференции «Молодые нефтяники» (Альметьевск, 2019г.).

Публикации:

По теме диссертации опубликовано 11 научных работ, из них 3 работы в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки Российской Федерации.

Личный вклад автора:

Заключается в постановке цели и задач теоретических и экспериментальных исследований, формулировке научных положений, непосредственном участии в проведении экспериментов, анализе и обобщении полученных результатов, разработке методик и обосновании комплексных составов для повышения эффективности добычи трудноизвлекаемых запасов.

Структура и объем диссертационной работы:

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, заключения, списка использованной литературы, включающего 177 наименований, и 4 приложений. Материал диссертации изложен на 160 страницах и содержит 39 таблиц, 13 формул и 92 рисунка.

Глава 1. Анализ методов и технологий добычи трудноизвлекаемых запасов нефти

1.1 Проблемы добычи трудноизвлекаемых запасов нефти

В структуре текущих разведанных запасов преобладают трудноизвлекаемые запасы. По мнению Р.С. Хисамова [125] под трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН) стоит понимать технически извлекаемые запасы месторождений, проекты разработки которых рентабельны при действующих ценах на углеводородное сырье, но являются убыточными при существующей системе налогообложения. Под категорию трудноизвлекаемых запасов попадают не только нефти в низкопроницаемых коллекторах, тяжелые и высоковязкие нефти, но и остаточные, обводненные запасы длительно разрабатываемых месторождений, запасы мелких, низкодебитных, сложнопостроенных, удаленных от инфраструктуры объектов, а также запасы залежей с аномальными температурами и величинами пластовых давлений.

В соответствии с классификацией ВНИИнефть к месторождениям трудноизвлекаемых запасов нефти относятся месторождения с нефтенасыщенной толщиной менее 1,5 м, проницаемостью коллектора менее 0,05 мкм^2 и вязкостью нефти более 30 мПа·с.

По классификации Э.М. Халимова и Н.Н. Лисовского для отнесения запасов к категории трудноизвлекаемых помимо основных геолого-физических условий – вязкость более 30 мПа·с, проницаемость менее 0,03 мкм^2, пористость менее 8%, нефтенасыщенность менее 55%, нефтенасыщенная толщина для терригенных и карбонатных пластов не более 2 и 4 м соответственно – дополнительным критерием является показатель выработанности, величина которого составляет более 70% [107].

По оценке экспертов [68], потенциальный объем ТЗН составляет более одного триллиона тонн и во многих странах рассматривается как существенный

резерв. Запасы «тяжелой» и высоковязкой нефти (ВВН) примерно в пять раз превышают запасы «легкой» и маловязкой нефти, являются важной частью сырьевой базы нефтедобывающей отрасли, в том числе и в России.

Высоковязкие нефти относятся к трудноизвлекаемым запасам и характеризуются повышенной вязкостью нефти (более 30 мПа·с). В состав ВВН обычно входят нафтеновые кислоты, сульфокислоты, эфиры и редкие цветные металлы [47]. В соответствии с мнением авторов [37,8] вязкость нефти зависит от концентрации в ней газообразных, жидких и твердых веществ (механические примеси или высокомолекулярные вещества – смолистоасфальтеновые вещества (САВ), парафины, органические ПАВ и металлопорфириновые комплексы) и от степени дисперсности твердых частиц. Причиной аномальной вязкости нефти с большой концентрацией САВ является образование объемной структурной сетки из частиц асфальтенов, смол и парафинов. От величины вязкости зависят срок эксплуатации залежи, полнота выработки запасов и другие значимые показатели разработки месторождений нефти [31].

Авторы [118] отмечают, что парафинистые нефти представляют собой дисперсные системы неоднородного состава, склонные к структурообразованию при снижении температуры, что способствует отложению парафина на поверхности поровых каналов пласта и создает проблемы при добыче нефти.

В работе [134] отмечена возможность наноразмерных частиц металлов служить зародышевой фазой при формировании ассоциатов асфальтенов, что приводит к снижению фазовой устойчивости нефтяной дисперсной системы.

Причины изменения свойств нефти в процессе разработки залежи, можно условно разделить на две группы: изменения, определяемые природными различиями свойств в различных зонах залежи и изменения, вызванные техногенным влиянием процесса разработки залежи. На основе комплексных исследований состава и свойств остаточных нефтей, формирующихся при использовании гидродинамических методов [73,92], были определены основные закономерности их формирования. Ухудшение состава и свойств нефтей может происходить в результате:

– снижения пластового давления и выделения газа;

– хроматографического разделения нефти при ее движении по пласту;

– биодеградации под действием пластовой микрофлоры;

– растворения компонентов в закачиваемой воде, используемой для поддержания пластового давления;

– окисления кислородом, внесенным в пласт с закачиваемой водой.

Отличительной особенностью от обычной нефти является то, что высоковязкая нефть – высококонцентрированная ассоциированная дисперсная система. Это осложняет не только процесс добычи нефти, но и негативно отражается на ее транспортировке и подготовке. Отсутствие системного подхода к вопросам интенсификации высоковязкой нефти часто приводит к осложнениям на последующих стадиях разработки. Кроме того, применяемые реагенты зачастую несовместимы друг с другом [2].

Процесс извлечения высоковязкой нефти, приуроченной к карбонатным коллекторам, имеющим сложное строение, характеризуется низкими темпами отбора и значением коэффициента извлечения нефти (КИН). В настоящее время отсутствуют малозатратные технологии, обеспечивающие высокую эффективность выработки ВВН [73].

Доля трудноизвлекаемых запасов нефти в общей добыче нефти постоянно растет. Для эффективной выработки ТЗН и дальнейшего увеличения добычи необходимо создание и применение новых комплексных технологий. В настоящее время проблема поиска высокоэффективных методов увеличения нефтеизвлечения (МУН) трудноизвлекаемых запасов является актуальной [56,69]. При этом предлагаются сочетание различных методов с тепловыми, например использование системы многозабойных скважин совместно с подачей пара в верхние стволы [86].

Стоит отметить, что месторождения ТЗН отличаются неблагоприятными для добычи геолого-физическими условиями [41]: КИН, темп и экономическая эффективность их разработки значительно ниже, чем на месторождениях с обычной нефтью. Из этого следует, что ключевые риски освоения объектов,

приуроченных к ТЗН, выше: геологический риск – низкая степень изученности залежей данного типа, и, как следствие, возможность не подтверждения оценки суммарных извлекаемых запасов; технико-экономический риск – для вовлечения в разработку ТЗН с самого начала разработки требуется применение интенсивных методов воздействия; экологические риски – наличие попутных компонентов, значительный расход водных ресурсов, необходимость рекультивации земель; экономический и политический риск – являются внешними факторами, их влияние является более критическим из-за низкого порога рентабельности. Однако стоит отметить, что риски, характеризующие неоднородность состава нефти, в данной работе не рассматривались.

В статье [82] авторами оценивалась неоднородность влияния коллекторских свойств на процесс нефтеотдачи. Общепризнано, что для нефтенасыщенных пластов характерна неоднородность трех видов [108]:

- расчлененность пластов непроницаемыми пропластками;
- изменчивость проницаемости по разрезу монолитных пластов;
- неравномерность свойств пластов по простиранию.

Данные виды макронеоднородности вызывают неравномерность потоков жидкости, осложняя процесс извлечения нефти.

Часто месторождения трудноизвлекаемых запасов нефти характеризуются высокой степенью неоднородности и низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств, осложненными тектоническими нарушениями. Низкая выработанность запасов нефти, приуроченных к карбонатным коллекторам (КИН составляет 20-25%), объясняется сложным геолого-стратиграфическим строением разрабатываемого объекта, наличием двойной пористости, трещиноватости, кавернозности, микро- и макронеоднородности [41,169]. Однако в работе не рассматривалась неоднородность терригенных коллекторов.

Эффективное освоение месторождений ТЗН требует оперативного регулирования процесса разработки, которое невозможно без детального мониторинга ключевых геологических характеристик с последующим их регулированием и совершенствованием действующей системы разработки [106].

Авторы в своих работах рассматривали механизм образования остаточной нефтенасыщенности [67] и вопросы, связанные с проектированием технологий увеличения нефтеизвлечения [101,48,75,5], приуроченных к разработке трудноизвлекаемых запасов нефти на основе моделирования. В работе [170] приведены результаты моделирования полимерного и ПАВ-полимерного воздействия, которые показали эффективность комплексного воздействия и увеличение коэффициента нефтеизвлечения.

Основной проблемой для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти является вовлечение в разработку остаточной нефти. По мнению авторов [103] важнейшими геологическими факторами, определяющими блокировку углеводородов в процессе добычи, являются микро- и макронеоднородность разрабатываемых пластов. В результате неоднородности формируются различные типы остаточной нефти [172].

В своей работе авторы [131] рассматривали два типа остаточной нефти. Нефть первого типа характерна для промытых водой зон пласта и содержит большое количество тяжелых компонентов (смол, асфальтенов). Нахождение флюида в поровом пространстве определяется смачиваемостью породы-коллектора. Поверхность гидрофильной породы смачивается водой, а остаточная нефть вытесняется во внутреннюю часть пор в виде отдельных капель. В гидрофобной породе смачивающей жидкостью является нефть, и поэтому остаточная нефть содержится на поверхности в виде пленки. Причинами образования остаточной нефти первого типа является высокое межфазное натяжение на границе «вода-нефть-порода» и большая поверхность контакта нефти с породой. Объемы капиллярно-удержанной и пленочной нефти составляют около 30% от всей остаточной нефти.

Второй тип остаточной нефти в меньшей степени отличается от исходной нефти, так как ее образование связано с неполным вытеснением нефти из неоднородного коллектора. Причинами формирования остаточной нефти второго типа является неоднородность породы-коллектора (различие в проницаемости зон пласта) и различные скорости фильтрации вытесняемых флюидов и вытесняющего

агента. К нефти второго типа относятся нефть в слабопроницаемых пропластках и зонах, неохваченных воздействием (27% от остаточной нефти), нефть застойных зон однородных пластов (19% от остаточной нефти) и нефть, остающаяся в линзах и у непроницаемых экранов, которые не вскрыты скважинами (24% от остаточной нефти).

По мнению авторов [66] форма пор также оказывает влияние на распределение насыщающих фаз. В вогнутых порах и в порах выпуклой формы тонкие пленки воды выравнивают стенки самых крупных пор, поэтому данные поры становятся смешанно-смачиваемыми. В порах в форме неправильного треугольника целостность пленок нарушается и поры становятся нефтенасыщенными. Для пор форма которых напоминает асимметричную заведу характерна меньшая адсорбция нефти. У пор в форме симметричной звезды со скругленными углами стенки будут нефтенасыщенными.

Стоит отметить, что неоднородность пластов связана не только с проницаемостью, пористостью и структурными особенностями порового пространства, но и со свойствами внутрипоровой поверхности, к которым относится смачиваемость.

Смачиваемость является важным фактором, определяющим процесс расположения, течения и распределения жидкости в пласте [103]. В своей статье авторы рассматривали виды смачиваемости [65]. По их мнению, смачиваемость может быть от сильногидрофильной до сильногидрофобной. Когда порода не оказывает предпочтения ни одному из флюидов, то принято говорить о нейтральной или промежуточной смачиваемости поверхности породы. Кроме сильной и нейтральной смачиваемости существует третий вид смачиваемости – дробный (частичный). Дробная смачиваемость наблюдается, когда отдельные участки породы проявляют различную смачиваемость.

Условия формирования смачиваемости тесно связано с условиями формирования коллектора и могут быть изменены в результате воздействия технологических и техногенных факторов.

Основная часть поверхности порового пространства, которая гидрофобизирована в результате адсорбции смол и асфальтенов, представлена глинистыми минералами. Наличие на поверхности поры гидрофобных участков препятствует проникновению воды, в результате чего поровое пространство не подвергается воздействию заводнения. Из чего следует, что гидрофобизация пор полярными фрагментами нефти приводит к снижению полноты вытеснения нефти, снижению скорости фильтрации и формированию языков прорыва воды [58].

На основании экспериментальных исследований выявлено [38,172], что эффективность вытеснения нефти водой зависит от соотношения капиллярных и гидродинамических сил в зоне воздействия. Большое соотношение вязкости нефти и воды, характер смачиваемости поверхности породы-коллектора, микронеоднородность пространственной сети поровых каналов и трещин приводит к неравномерному вытеснению нефти водой, образованию промытых зон с низким фильтрационным сопротивлением [74]. Обладая большей подвижностью, вода блокирует микроглобулы нефти, препятствуя их движению. В.Д. Лысенко доказал, что нефтеотдача пластов из-за высокой вязкости нефти снижается в 3 раза.

Известно, что обводненность добываемой отечественной нефти составляет 84% (в среднем по миру это значение составляет 75%). Таким образом, из добывающих скважин на поверхность поступает в 5 раз больше воды, чем нефти. Это свидетельствует о необходимости привлечения средств, которые расходуются на электроэнергию, на отделение и очистку попутно добываемой воды [115].

По мнению автора [40] неформальное соблюдение критерия рациональности освоения запасов углеводородов становится актуальным с учетом вовлечения в разработку ТЗН, которые в настоящее время не удается извлекать без интеллектуальных, физических и материальных затрат.

Таким образом, мировой опыт разработки ТЗН свидетельствует о наличии нерешенных вопросов, характерных для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти. Применимость методов увеличения нефтеизвлечения во многом зависит от геологического строения и условий залегания объекта воздействия, физико-

химических свойств флюидов, состояния и запасов сырья, наличия инфраструктуры и др.

1.2 Анализ физико-химических методов, применяемых для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти

Способ разработки коллектора определяется его гидрофильностью и гидрофобностью: для гидрофильного коллектора эффективными являются методы, связанные с закачкой агента на водной основе; для гидрофобного коллектора закачка агентов на водной основе для вытеснения нефти из-за противодействия капиллярного давления депрессии является малоэффективной [36].

Наиболее распространенными физико-химическими методами, применяемыми при добыче трудноизвлекаемых запасов нефти, являются:

- потокоотклоняющие технологии;
- полимерное воздействие;
- закачка растворителей и эмульсий;
- закачка растворов ПАВ, щелочи;
- комбинированное воздействие, сочетающее две и более групп методов (ПАВ-полимерное воздействие, щелочь-ПАВ-полимерное воздействие).

Рассмотрим каждый из методов в отдельности.

Потокоотклоняющие технологии в настоящее время становятся основным методом воздействия на месторождениях, разрабатываемых с применением заводнения. Принцип действия технологии основан на частичном либо полном блокировании обводненных участков пласта в результате закачки реагентов (сшитые полимерные системы, осадкообразующие реагенты, дисперсные материалы), способствующих перераспределению фильтрационных потоков и

вовлечению в разработку слабо задействованных зон нефтенасыщенной части пласта.

К потокоотклоняющим технологиям относятся: закачка в пласт полимеров, полимеров со сшивателями, полимердисперсных систем (ПДС), волокнисто-дисперсных систем (ВДС), коллоидно-дисперсионных систем (КДС), вязкоупругих систем (ВУС) и других осадкогелеобразующих композиций.

В работах авторов [135,141,142] в качестве реагентов-потокоотклонителей применяются сшитые полимерные системы. Также с целью повышения прочностных характеристик блокирующих составов дополнительно добавляют неорганический дисперсный материал [145,149,152,54].

Сшитые полимерные системы представляют собой раствор полимера, в который вводят сшиватель для получения структурной системы. Наиболее часто применяемым сшивателем является ацетат хрома. В составе [164,160] в качестве сшивателя используется смесь хромовых и сульфитных солей щелочных металлов. В составе [147] предложены новые циркониевые сшивающие композиции, которые являются эффективными в интервале pH от 3 до 12. Стоит отметить, что действие циркониевого сшивателя уменьшается со временем.

Состав [166] состоит из полимерного реагента, сшивающего агента и воды. В качестве полимерного реагента был использован реагент AC-CSE марки A, в качестве сшивателя – соляная кислота.

По мнению авторов [59] наиболее перспективными и широко применяемыми являются составы на основе силиката натрия и гидролизованного полиакрилонитрила. Однако для составов характерен ряд недостатков: многостадийность процесса, невысокая температурная устойчивость и др. С учетом данных характеристик разработаны новые силикатно-полимерные реагенты, обладающие синергетическими свойствами. Эффективность реагентов подтверждена результатами ОПИ на месторождении Кумколь [29].

В своей работе [1] авторы рассматривали состав «КАС» на основе даухкальциевого силиката (2КС), обладающего более высокой технологичностью по сравнению с ранее применяемой композицией «Сиенит». Состав «КАС»

обладает высокой прочностью, низкой стоимостью и доступностью компонентов, а также регулируемым временем гелеобразования.

Для повышения нефтеотдачи пластов применяются дисперсные материалы [149]. Технология осуществляется закачкой в пласт состава, содержащего малоглинистый раствор с добавлением сульфата магния.

В своей работе авторы [4] рассматривали эффективность применения гелеобразующих композиций серии ГАЛКА. Данные композиции в пластовых условиях способны создавать подвижные экраны с регулируемой вязкостью. Однако обязательным условием применение данных композиций является наличие теплового воздействия для генерации углекислого газа и аммиака.

Технология увеличения нефтеотдачи пластов на основе полимерной композиции РИТИН [45,57] основана на закачке в пласт через нагнетательную скважину водного раствора РИТИНА, который представляет собой порошкообразную композицию, состоящую из сшитого ПАА и водорастворимого компонента. В результате в обводненной промытой части пласта образуется полимер-гелевая система, создающая условия для возникновения фильтрационного сопротивления. Применение реагента позволяет снять ограничения по минерализации и термостабильности, однако вопрос о проблемах, возникающих в процессе подготовки остается нерешенным.

Также для изменения фильтрационных потоков авторами [137] разработан реагент на основе омыленных щелочью кубовых остатков производства жирных кислот.

Известно применение КДС для увеличения охвата пласта воздействием. В работах [157, 163] для получения коллоидно-дисперсной системы применяются соли алюминия и щелочь.

Авторами [154] рассмотрен способ, основанный на применении двух типов агентов-потокоотклонителей. Первый представляет собой термотропный состав ВИС – глубокопроникающий в пласт агент и селективно образующий осадок в водонасыщенной части пласта. Второй – водный раствор высокомолекулярного ПАА. Процесс осадкообразовния состава ВИС основан на реакции гидролиза солей

алюминия и карбамида. Данная реакция является основой для большинства составов [146,159, 9], применимых для повышения нефтеотдачи пластов.

Для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин авторами разработан состав [138] с использованием тяжелой асфальтосмолистой нефти, неионогенного ПАВ и сивушного масла – побочный продукт спиртового брожения.

Стоит отметить, что накоплен большой опыт применения полимер-дисперсных систем (ПДС), характеризующийся положительными результатами [20,117].

В качестве эффективных потокоотклоняющих композиций широко применяются составы на основе силикатов щелочных металлов и кремниевой кислоты и их модификации совместно с другими реагентами [81,21,41,22,23].

Известны потокотклоняющие составы на основе отходов полиакрилонитрильного волокна с добавлением модифицированных добавок: «ОВП-1» [63] и состав с добавкой гидрофобизатора [158]. Следует отметить, что реагент «ОВП-1» успешно зарекомендовал себя при проведении опытно-промышленных работ на белорусских месторождениях, но не был протестирован на месторождениях России.

Для увеличения нефтеотдачи пластов авторы [22] рекомендуют применение композиции на основе латекса. При попадании состава в пласт и смешении с минерализованной водой образуется нерастворимый массив в обводившихся частях пласта, что способствует перераспределению фильтрационных потоков. Однако данные технологии необратимо изменяют структуру порового пространства и приводят к блокированию запасов нефти в отдельных зонах пласта. Данные технологии рекомендуется применять на выработанных участках залежи.

При вытеснении нефти водой гидродинамический фронт вытеснения зависит не только от физических свойств коллектора. Он также зависит и от начального градиента давления вытесняемой нефти [50]. Распространение фронта вытеснения ВВН происходит медленнее по сравнению с маловязкой нефтью.

Полимерное воздействие основано на выравнивании фронта вытеснения и предотвращения преждевременного прорыва воды в добывающие скважины в

результате увеличения вязкости вытесняющего агента. Это, в свою очередь, приводит к увеличению коэффициента нефтеизвлечения. Увеличение вязкости вытесняющего агента происходит за счет добавления к воде высокомолекулярных водорастворимых полимеров (ПАА, эфиров целлюлозы, полисахаридов и др.).

Полимерное воздействие получило широкое развитие в 70-80-х годах пошлого века. Данный метод до настоящего времени продолжает быть актуальным [92,120,90,10,110]. Продолжаются лабораторные и опытно-промышленные испытания по усовершенствованию метода полимерного воздействия и внедрения новых разработанных проектов [122,14,49], направленных на увеличение добычи нефти.

Наиболее применяемым полимером в нефтедобывающей промышленности является полиакриламид (ПАА) – синтетический высокомолекулярный полимер (рис. 1.1.1). Известны способы применения сополимеров акриламида и суспензии ПАА [61] для процессов увеличения добычи нефти.

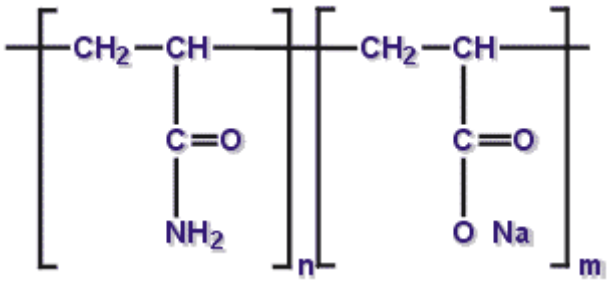


Рисунок 1.1.1 – Гидролизованный полиакриламид [93]

Авторы [18] отмечают, что уникальной особенностью полиакриламида является его способность снижать подвижность в пористой среде в большей степени по сравнению со стандартными условиями. Данный процесс связан с возникновением эластичной турбулентности при потере устойчивости течению в пористой среде с увеличением фильтрационного сопротивления. Стоит отметить, что переход полимерного раствора из порового канала в пору сопровождается пульсацией и приводит к более полному извлечению нефти.

В работе авторов [130] рассматривался механизм адсорбции ПАА. При движении полимерной оторочки происходит адсорбция ПАА породой. Полимер поступает в высокопроницаемые каналы и сужает их, что способствует снижению

проницаемости по воде и выравниванию динамической неоднородности фильтрационных потоков. Стоит отметить, что полимер должен обладать минимальной адсорбцией, так как может произойти утрата регулирования подвижности и образование нефтяного вала.

Известен способ повышения нефтеотдачи пластов, включающий закачку в нагнетательную скважину оторочки водного раствора полимера [152,153]. Концентрация полимера в растворе, обеспечивающая условия возникновения эластической турбулентности, определяется на основании экспериментально найденной зависимости времени релаксации от концентрации полимера в растворе, что эквивалентно определению условия реализации режима вытеснения со снижением остаточной нефтенасыщенности.

В последнее время в технологиях увеличения нефтеизвлечения часто вместо традиционно применяемых водорастворимых синтетических полимеров применяются биополимеры. По мнению автора [18] биополимеры обладают рядом существенных преимуществ: устойчивы к температурному воздействию (до 100-150ºС), устойчивы как в кислой, так и в щелочной среде, являются экологически безопасными. Разработана композиция для повышения охвата пластов заводнением на основе ксантановых биополимеров (рисунок 1.1.2) – технология «Ксантан», которая успешно прошла промысловые испытания на месторождениях ПАО «Татнефть».

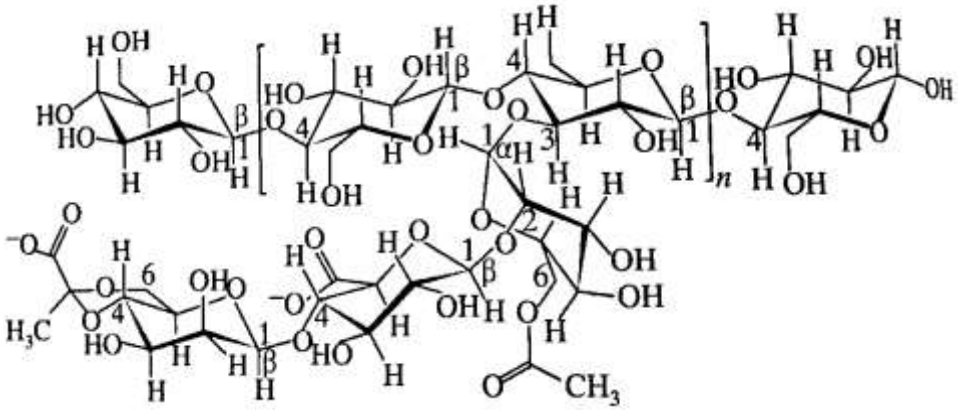


Рисунок 1.1.2 – Структурная формула ксантана [93]

Ксантан представляет собой экзополисахарид бактерии Xanthomonas campestris. Основная цепь ксантана состоит из 1-4-глюкопиранозы. Особенностью данного полимера является высокая вязкость при малых концентрациях реагента, которая также сохраняется при высокой минерализации. Раствор полимера обладает устойчивостью к механической деструкции, воздействию кислот и высоким температурам [93].

Авторами [152] рассмотрен способ загущения крепких водных рассолов для выравнивания фронта вытеснения. Применяемая композиция включает катионный полисахарид, полученный в результате взаимодействия гуаровой смолы с четвертичным аммониевым соединением.

С учетом индивидуальных особенностей полимеров вопрос дальнейших исследований является актуальным.

Применение растворителей позволяет разрабатывать запасы ВВН за счет снижения ее вязкости и увеличения подвижности нефти [74]. Одним из методов добычи высоковязкой нефти является применение углеводородных растворителей [168]. Преимущество данных растворителей заключается в возможности их преобразования в нефти с малой вязкостью, что не оказывает негативного влияния на дальнейшую подготовку, транспортировку и переработку традиционными методами. Еще одним положительным эффектом является то, что снижаются негативные экологические последствия по сравнению с применением таких тепловых методов как внутрипластовое горение или закачка пара [86].

Углеводородные растворители можно разделить на следующие группы: ароматические (концентрация ароматических углеводородов более 50%), изопарафиновые (концентрация изопарафиновых углеводородов более 50%), нафтеновые (концентрация нафтеновых углеводородов более 50%), парафиновые (концентрация нормальных парафиновых углеводородов более 50%) и смешанные (концентрация углеводородов каждой из групп не более 50%) [73].

Из-за высокой концентрации асфальтенов и смол в высоковязкой нефти рекомендуется закачка в пласт растворителей на ароматической основе. Выделяют критерии по отношению к растворителям, применяемым в процессах добычи

высоковязкой нефти: реагент должен быть общеизвестен и изучен, экологичен, обладать эффективностью действия, технологическими свойствами, не оказывать отрицательного влияния на конечную продукцию добывающих скважин и обладать низкими затратами на использование [97].

В совей работе авторы [155] рассматривали способ извлечения ВВН, при котором в скважину осуществляется закачка растворителя в виде смеси алифатических и ароматических углеводородов.

Одной из эффективных технологий, основанной на закачке растворителя является технология Vapour Extraction Process (VAPEX). Для реализации технологии VAPEX необходимо наличие пары горизонтальных скважин, расположенных одна над другой. В верхнюю скважину для снижения вязкости нефти закачивается растворитель, под действием которого нефть мигрирует в нижнюю скважину. Данная технология обладает следующими преимуществами: достаточно низкая стоимость реализации процесса (по сравнению с тепловыми методами), слабая чувствительность к наличию подошвенной воды и газовой шапки, высокое значение потенциально достигаемого КИН при добычи высоковязкой нефти. Несмотря на существующие недостатки: необходимость очистки нефтепродуктов, низкие дебиты из-за необходимости выработки нефти при низкой депрессии потока, технология VAPEX является потенциально перспективной [33].

Промысловые исследования эффективности применения растворителей для увеличения нефтеизвлечения проведены на Ярегском месторождении высоковязкой нефти, Усинском месторождении (вязкость нефти 700 мПа·с), месторождениях Самарской области. Промышленный эксперимент подтвердил целесообразность применения растворителей совместно с тепловыми методами (закачка пара), так и без применения тепловых методов (закачка растворителя в виде оторочки) [98].

Стоит отметить, что растворители применяются для создания высоковязких инвертных эмульсий, которые являются эффективными агентами-потокоотклонителями и гидрофобизаторами порового пространства породы-

коллектора. Для уменьшения расхода растворителя, его закачка осуществляется совместно с эмульсией. Для улучшения свойств получаемых эмульсий и микроэмульсий с использованием ПАВ дополнительно в состав вводятся наноразмерные частицы. Авторами рассмотрен состав гидрофобной эмульсии для увеличения охвата пласта воздействием [142], в который входит углеводородный растворитель, эмульгатор и минерализованная вода.

Разработан состав на основе смеси рапсового и пальмового масел, который в качестве моющего агента содержит ксилол [160]. Основным преимуществом перед другими составами является то, что данный состав обладает высокими нефтевытесняющими свойствами и является безопасным в получении и применении.

Свойства растворителя зависят от его компонентного состава. Растворитель на основе многоатомных спиртов, апротонных полярных растворителей и ПАВ позволяет снизить поверхностное натяжение водных растворов на границе с углеводородами, обеспечивает создание гомогенной системы при смешении закачиваемых и пластовых флюидов, препятствует образованию эмульсий и сохраняет стабильность при высоких температурах [106].

Следует отметить, что для применения растворителя необходимо регулирование его состава с учетом совместимости с вытесняемой нефтью, т.к. в результате смешения легких компонентов с тяжелой нефтью может происходить выпадение асфальтено-смолистых компонентов, что приводит к их осаждению в пласте, препятствуя вытеснению нефти [32].

Для извлечения трудноизвлекаемых запасов нефти применяется растворитель на углеводородной основе, в состав которого дополнительно входят анионные и неионогенные ПАВ [139] для исключения осадкообразования при хранении состава.

Авторами [100] отмечается возможность использования ПАВ как в качестве вспомогательного, так и основного соединения. Добавка различных комбинаций ПАВ к закачиваемому в пласт агенту снижает величину капиллярных сил, которые удерживают нефть в поровом пространстве коллектора.

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) в настоящее время широко применяются для повышения выработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Отличительной особенностью ПАВ является их способность концентрироваться на поверхности раздела фаз и образовывать мицеллы - структурные системы - внутри растворов [175].

Применяемые ПАВ должны соответствовать ряду требований, основными из которых являются [70]:

- повышенная поверхностная активность на границе «нефть-вода»;
- низкая адсорбция на поверхности породы пласта.

Помимо вышеуказанных требований, необходим учет минералогического и химического составов породы пласта, нагнетаемого агента, физических свойств породы-коллектора. Для увеличения эффективности ПАВ и снижении адсорбции в работах [135,112] предлагается применять щелочные растворы ПАВ.

В работе [167] рассмотрены способы и составы с использованием амфотерных ПАВ. Данный тип ПАВ рекомендуется для месторождений, характеризующихся высокоминерализованной пластовой водой. ПАВ способствует снижению межфазного натяжения и загущению высокоминерализованной воды с образованием вязкоупругих гелей. Однако стоит отметить, что амфотерные ПАВ получают из натурального сырья, что существенно увеличивает их стоимость.

Для извлечения трудноизвлекаемых запасов предложено применение водных растворов многофункциональных высокомолекулярных ПАВ, биоПАВ [136] и сочетание различных классов ПАВ: катионный, анионный, амфотерный и полимерные ПАВ, которые в зависимости от выбранной функциональной группы могут относится к катионному, анионному, амфотерному или неионогенному классу.

Широко известны ПАВ, полученные алкилоксилированием, которые применимы в условиях повышенной температуры и минерализации пластовой воды [150,160].

Сотрудниками Института химии нефти СО РАН развивается концепция воздействия на залежи ВВН композициями на основе ПАВ, которые после закачки в пласт под действием теплоносителя образуют углекислый газ (растворение углекислого газа в нефти способствует уменьшению ее вязкости) и аммиачную буферную систему (аммиак в паровой фазе увеличивает эффективность процесса и способствует сохранению начальной проницаемости породы-коллектора). Благодаря щелочности (pH=9-10) и присутствию ПАВ аммиачная буферная система способствует интенсификации противоточной пропитки и дополнительному вытеснению нефти, снижению величины межфазного натяжения и деструктированию высоковязких слоев и пленок на границе «нефть-вода-порода», что способствует улучшению фильтрации жидкости в пасте [2]. Однако реализация данной технологии не возможна без теплового воздействия.

В работе авторов [3] рассмотрена технология увеличения нефтеотдачи залежей ВВН в результате применения реагентоциклики. Оторочка композиции ПАВ закачивается в добывающую скважину с последующей закачкой воды и выдерживанием в течение 7-14 суток. Добываемая продукция представляет собой маловязкую прямую эмульсию. Цикл повторяется. В результате наблюдается увеличение добычи нефти как из высокопроницаемых, так и из низкопроницемых пропластков. Стоит отметить, что наличие эмульсий осложняет подготовку нефти.

Одним из методов увеличения нефтеизвлечения является использование мицеллярных растворов и микроэмульсий [35,123,7,5]. Основными компонентами являются ПАВ, углеводородный растворитель, спирт и вода. Опыт применения данных методов показал [2], что нефтевытеснение составляет 50-95%. Однако стоит отметить, что для изготовления эмульсий требуется применение специальных диспергирующих устройств.

При применении щелочных растворов в результате их контакта с тяжелой нефтью (содержащей большое количество нафтеновых кислот) происходит химическая реакция и образуются анионактивные ПАВ, способствующие более полному вовлечению нефти в разработку. В технологиях нефтеизвлечения также используются водные растворы щелочных реагентов и щелочных композиций.

Кроме растворов щелочных реагентов применяют промышленные щелочные отходы, что одновременно решает задачу их утилизации и способствует повышению нефтеотдачи пластов при минимальных экономических затратах [11]. Стоит отметить, что в процессе нагнетания щелочного раствора в нефтенасыщенную пористую среду концентрация щелочи на фронте со временем вытеснения снижается, что приводит к снижению эффективности реализуемого воздействия.

Теоретическое и практическое изучение механизма вытеснения нефти водой, проведенного авторами [14,4] показало, что низкое значение КИН связано с неустойчивым продвижением водонефтяного фронта. Устойчивого и равномерного продвижения водонефтяного контакта можно достичь за счет снижения разницы вязкостей нефти и закачиваемого агента путем увеличения вязкости закачиваемой воды загущением полимерными добавками. Однако применение полимерных растворов даже в условиях высокой пористости и проницаемости коллектора не всегда обеспечивает высокое значения коэффициента заводнения.

С целью разработки месторождений высоковязкой нефти в последнее время активизируются исследования по применению комбинированного воздействия, основанного на сочетании синергетического эффекта закачки ПАВ и полимеров [126] с добавлением щелочей [18, 126].

В статье авторов [113] приведены результаты фильтрационных исследований ПАВ-полимерных композиций на основе ПАА с добавлением неионогенных ПАВ, позволяющих значительно активизировать вытеснение нефти (прирост коэффициента вытеснения нефти составляет 52,3%).

В статье [62] авторами для условий месторождения Вьетнама «Белый тигр» разработана ПАВ-полимерная композиция, основными компонентами которой являются сульфированный полиакриламид марки AN125 SH и полиэфирсульфонат натрия (ПС). Также эффективность показала ПАВ-полимерная композиция, состоящая из анионного ПАА FP-307 и комплексного ПАВ «Нефтенол ВВД», способствующая наиболее полному извлечению остаточной нефти в условиях

Речицкого месторождения (Республика Беларусь), характеризующегося повышенными пластовыми температурами и минерализацией пластовых вод [87].

По мнению авторов [121,101] применение последовательных оторочек, содержащих щелочь, ПАВ и полимер позволяют решить ряд вопросов: увеличение охвата пласта воздействием, создание равномерного фронта вытеснения [173] и снижение адсорбции ПАВ и др. Данные комплексные методы имеют потенциал для нетермической добычи трудноизвлекаемых запасов нефти, которые не приводят к ухудшению структурно-механических свойств нефти [31] в результате теплового воздействия.

Для месторождений ВВН характерна высокая обводненность добываемой продукции при небольшой выработке. Строение карбонатного коллектора приводит к раннему обводнению пластов по наиболее проницаемым пропласткам в процессе разработки залежи [90, 79]. Для выработки запасов высоковязкой нефти рекомендуется применять комплекс совместно с потокоотклоняющими технологиями (полимеры, гелеобразующие технологии и др.).

Авторами [143,160] разработаны полимерные гелеобразующие композиции для ограничения водопритока в добывающие скважины в результате создания высокопрочных полимерных систем, пригодных для различных условий освоения месторождений.

В условиях высокой обводненности продукции скважин, значительной неоднородности залежи и низких значениях выработки извлекаемых запасов авторами [70,18] рекомендуется применение водоизолирующих композиций на основе полимеров в сочетании со сшивающими агентами. В результате применения композиций в пластовых условиях образуются гели, которые значительно превосходят по реологическим свойствам растворы полимеров.

Процесс водоограничения сводится к снижению проницаемости коллектора путем создания малоподвижной эмульсии высокой вязкости или солеотложения в поровом пространстве коллектора, закачки в поровое пространство породы пласта мелкодисперсной суспензии, отключения части порового пространства коллектора за счет гелеобразования. Каждый метод обладает как достоинствами, так и

определёнными недостатками, и поэтому необходим индивидуальный подход для выбора метода воздействия [86].

Авторы [100] отмечают, что для повышения эффективности технологии комплексного воздействия в последнее время ведутся исследования и испытания комбинированных технологии: сочетание тепловых механизмов извлечения нефти за счет теплоносителя с химическими добавками (углеводородный растворитель, неконденсирующий газ, щелочи, ПАВ).

В своей работе авторами [2] рассмотрена технология МЕТКА ®, которая предусматривает закачку маловязкого водного раствора, который в пластовых условиях при температуре 30-120ºС образовывает гели. При закачке композиции в нагнетательные скважины происходит выравнивание профиля приемистости, снижение обводненности добываемой продукции и увеличение дебитов добывающих скважин по нефти.

Полимерный водоизоляционный состав ГПС-1 состоящий из водно-щелочного гидролизованного акрилсодержащего полимерного раствора с добавлением ПАВ может применятся в низкопроницаемых неоднородных коллекторах с целью регулирования фильтрационных потоков. Реологические исследования состава ГПС-1 показали [92], что добавление ПАВ позволяет снизить критическое напряжение сдвига, что приведет к повышению проникающей способности полимерного состава.

Еще одним положительным качеством для изоляционных составов является их селективность. Разработанный состав [52] на основе смеси нефти, жидкофазной полимерной основе и высших спиртов при взаимодействии с водой образует гелеобразную систему и блокирует водонасыщенные гидрофильные коллекторы, а с нефтью не взаимодействует и выносится из гидрофобных нефтенасыщенных коллекторов при освоении скважин. Проведение опытно-промышленных работ (ОПР) на объектах ПАО «Татнефть» и ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» показали эффективность технологии. Так при проведении работ эффект на скважину составляет 700-1700 тонн при снижении обводненности на 30-70%. При закачке состава в нагнетательные скважины дополнительная добыча составила 8000 тонн в

год. Стоит отметить, что в работе не приведены результаты экспериментальных исследований, обосновывающих применение изоляционного состава в условиях месторождений.

По результатам ряда экспериментов авторами [53] рекомендован водорастворимый полимер DSGA к использованию в качестве селективного состава для изоляции водопритока и повышения нефтеотдачи. Данный вид полимера благодаря гелеобразующим свойствам может быть использован как для ремонтно-изоляционных работ, так и для изменения профиля приемистости нагнетательных скважин. Он устойчив к температурному воздействию, повышенной минерализации и наличию сероводорода в пластовых флюидах. Время гелеобразования при наличии сшивателей (бихромат натрия и тиосульфат натрия) составляет 24-36 часов. Однако в работе эффективность применения полимера приведена на примере объекта Эндрюс кантра (Техас), но отсутствует информация о результатах испытания на месторождениях России.

Таким образом, проведен анализ основных физико-химических методов (табл. 1.2.1), используемых для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти.

Таблица 1.2.1 – Физико-химические методы, применяемые для добычи трудноизвлекаемых запасов нефти

Метод	Принцип действия	Виды
1	2	3
Потокоотклоняющие технологии	Частичное либо полное блокировании обводненных участков пласта в результате закачки реагентов (сшитые полимерные системы, осадкообразующие реагенты, дисперсные материалы), способствующих перераспределению фильтрационных потоков и вовлечению в разработку слабо задействованных зон нефтенасыщенной части пласта.	Закачка полимердисперсных систем (ПДС), волокнисто-дисперсных систем (ВДС), коллоидно-дисперсионных систем (КДС), вязкоупругих систем (ВУС) и других осадкогелеобразующих композиций, РИТИНа.
Полимерное воздействие	Выравнивание фронта вытеснения и предотвращение преждевременного прорыва воды в добывающие скважины в результате увеличения вязкости вытесняющего агента.	Применение органических полимеров природного и синтетического происхождения (ксантан, эфиры целлюлозы, полисахаридов, гуаровая смола, ПАА и др.)

Продолжение таблицы 1.2.1

1	2	3
Закачка растворителя	Снижение вязкости и увеличение подвижности нефти.	Применение углеводородных растворителей, растворителей на основе многоатомных спиртов, апротонных полярных растворителей
Закачка растворов ПАВ	Повышение нефтевытесняющих свойств закачиваемого агента и активация капиллярных и диффузионных процессов вытеснения за счет снижения межфазного натяжения нефти на контакте с закачиваемой водой.	Применение растворов многофункциональных высокомолекулярных ПАВ, биоПАВ, неионогенных ПАВ и сочетание различных классов ПАВ: катионного, анионного, амфотерного.
Закачка щелочи	В результате взаимодействия щелочных растворов с нефтью (содержащей большое количество органических кислот) происходит химическая реакция с образованием поверхностно-активных веществ, способствующих более полному вовлечению нефти в разработку.	Использование водных растворов щелочных реагентов и композиций, применение промышленных щелочных отходов.
Комбинированное воздействия	Синергетический эффект в результате применения комплексных составов.	ПАВ-полимерное воздействие, щелочь-ПАВ-полимерное воздействие и др.

Стоит отметить, что в настоящее время существует большое количество реагентов и физико-химических методов, направленных на увеличение коэффициента извлечения нефти.

Выводы и рекомендации по главе 1

1. Актуальным направлением повышения выработки трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти являются технологии на основе полимерного воздействия, основными критериями при проектировании и применении которых являются плотность и вязкость нефти, текущая нефте- и водонасыщенность, тип коллектора, его глубина залегания, проницаемость и температура. Применение данных технологий не приводит к ухудшению структурно-механических свойств нефти, характерных для теплового воздействия.

2. Экспериментальные исследования для разработки новых технологий ПАВ-полимерного воздействия как правило, основаны на изучении изменения параметров растворов в условиях, определенных как средние значения основных физико-химических и геолого-технических характеристик объекта исследования. При этом локальные, частные значения геолого-физических характеристик и их изменчивость в пределах объекта исследования практически не учитываются.

3. Для разработки и совершенствования физико-химического воздействия с использованием ПАВ-полимерных композиций актуальным является проведение экспериментальных исследований с целью определения изменчивости по расширенному перечню геолого-физических характеристик объекта.

Глава 2. Характеристика макро- и микронеоднородности коллектора объекта исследования

2.1 Краткая геолого-физическая характеристика Вишнево-Полянского месторождения

Месторождение приурочено к восточному бортовому склону Мелекесской депрессии и введено в разработку в 1988 году (рис. 2.1.1).

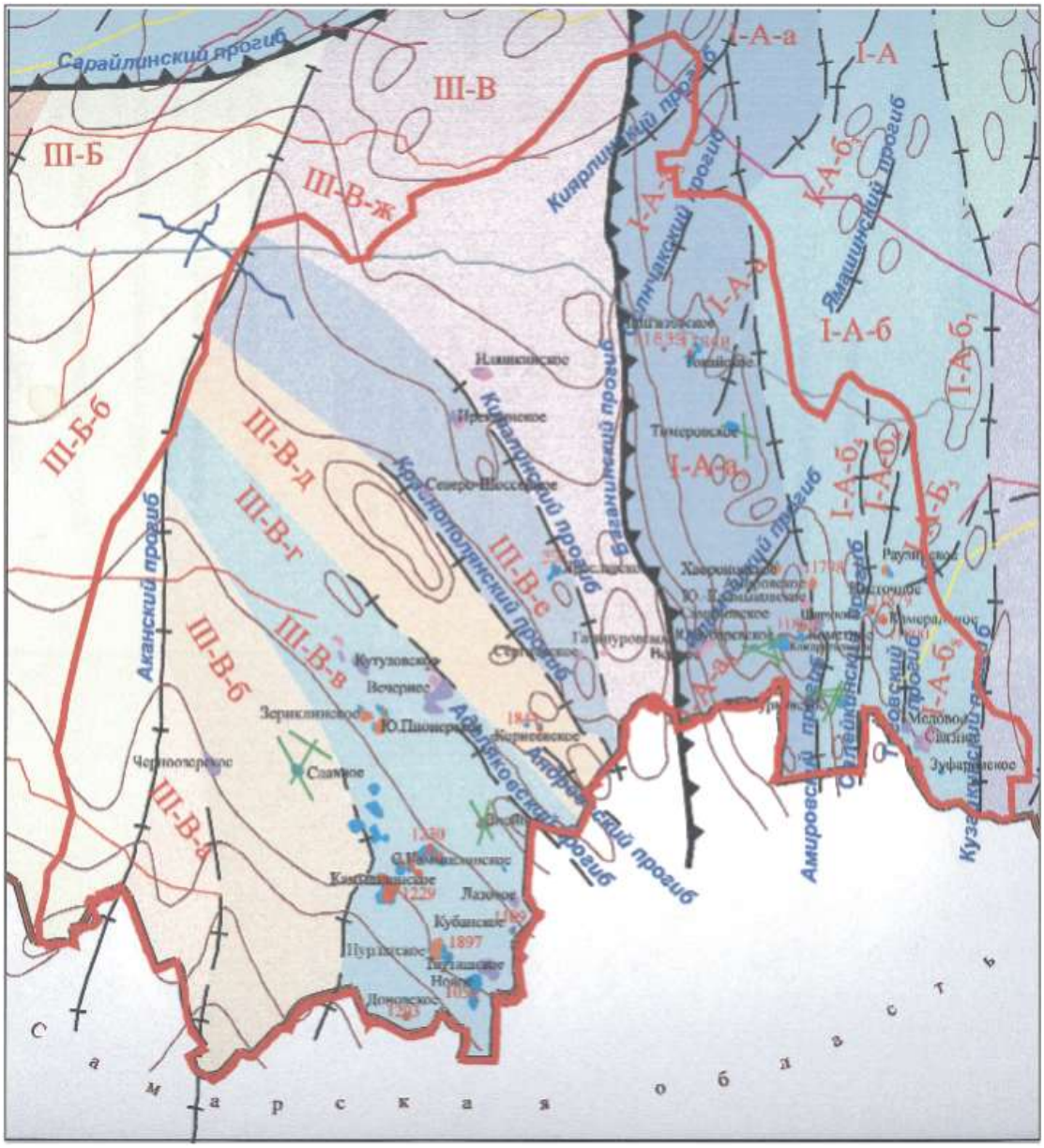


Рисунок 2.1.1 - Структурно-тектоническая схема Вишнево-Полянского месторождения

Восточно-Полянская структура второго порядка объединяет пять структур третьего порядка – Каргаринское, Вишнево-Полянское, Сульчинское, Урнякское и Караульное локальные поднятия. В северо-западной части Вишнево-Полянской структуры расположено Вишнево-Полянское месторождение [72].

Разрез месторождения сложен толщей осадочных пород, покрывающих поверхность кристаллического фундамента, принадлежащего по возрасту к докембрийским образованиям. Для пород кристаллического фундамента характерны элювиальные образования мощностью 2-6 метров.

При анализе литологического состава осадочной толщи установлено, что породы представлены терригенно-карбонатными отложениями, относящимися по возрасту к девонским, каменноугольными, пермскими, неогеновыми и четвертичными образованиям.

В целом можно отметить, что разрез Вишнево-Полянского месторождения представлен ярусами и горизонтами, характерными для территории Республики Татарстан, без каких-либо аномалий.

Продуктивными объектами являются пласты-коллекторы, приуроченные к карбонатным отложениям каширского и верейского горизонтов и башкирского яруса среднего карбона, а также к терригенным отложениям тульского, бобриковского горизонтов и турнейского яруса нижнего карбона.

Все продуктивные отложения отличаются неоднородностью по площади и разрезу (таблица А.1 приложения А). Залежи относятся к пластово-сводовому и массивному типам (рис. 2.1.2).

Основной интерес для разработки представляют отложения бобриковского горизонта, зональный интервал которых представлен прослаиванием песчаных пропластков с разделяющими их неколлекторами. Продуктивные отложения связаны с неоднородной толщей мелкозернистых кварцевых песчаников, с прослоями сильно глинистых, алевритистых, с тонкими прослойками углисто-глинистых аргиллитов. Пласт залегает в виде набора литологических ограниченных залежей.

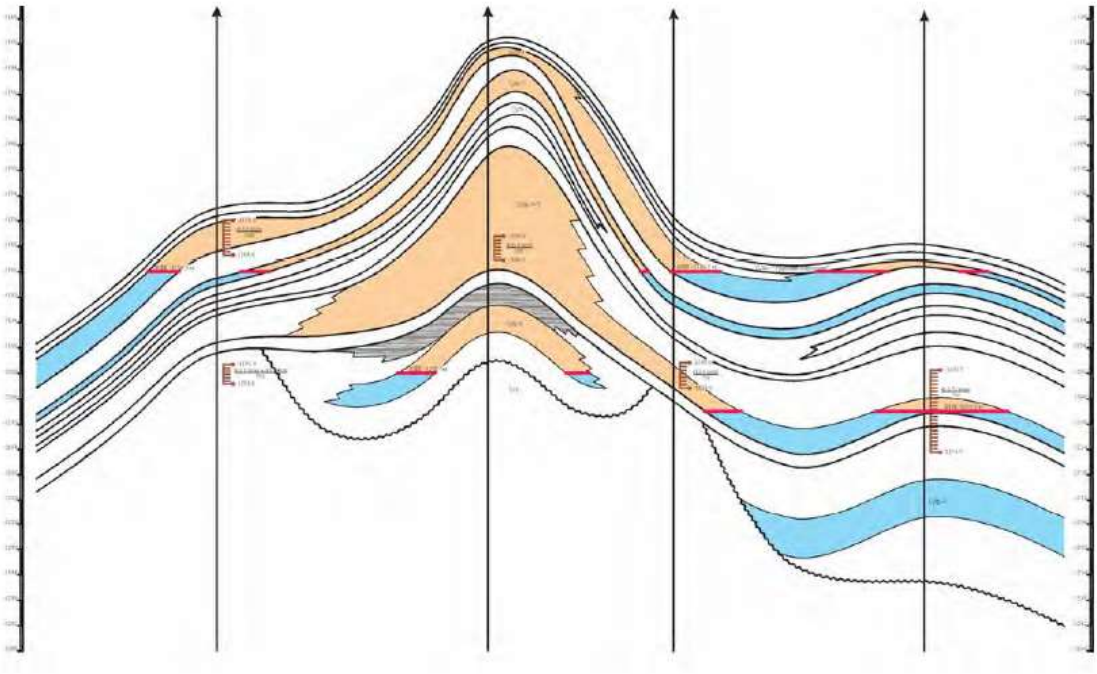


Рисунок 2.1.2 – Схематический геологический профиль продуктивных отложений нижнего карбона Вишнево-Полянского месторождения [72]

В терригенном разрезе бобриковского горизонта выделяют три пласта, индексируемые снизу-вверх C_1бр-1, C_1бр-2 и C_1бр-3. В кровельной части пласт представлен крупнозернистыми алевролитами кварцевого состава, слабоглинистыми (размер зерен 0,06-0,08 мм). Упаковка зерен плотная, средней плотности. Структура порового пространства характеризуется как межзерновая. Поры размером 0,01-0,15 мм, преимущественно тонкие.

Далее по разрезу залегают песчаники кварцевого состава (размер зерен 0,1-0,2 мм полуокатанной формы), мелкозернистые, алевритистые, хорошо отсортированные, с прослоями глинистых аргиллитов. Структура порового пространства межзерновая. На основании результатов обработки кернового материала пористость песчаников в среднем составляет 24-25%, пористость алевролитов – в среднем 15%.

Таким образом, Вишнево-Полянское месторождение можно охарактеризовать как многопластовое, со сложным геологическим строением, с залежами нефти, сосредоточенными в терригенных и карбонатных отложениях.

2.2. Анализ текущего состояния разработки объекта исследования

Основным объектом разработки Вишнево-Полянского месторождения является бобриковский горизонт, который содержит около 43% от НИЗ). Разбуривание объекта осуществлялось по равномерной треугольной сетке с расстоянием между скважинами 400 метров [72].

На 01.01.2016г. добывающий фонд по бобриковскому объекту составляет 74 действующие скважины, 3 бездействующие и две пьезометрические скважины, в нагнетательном фонде – 13 действующих скважин. Отобрано около 9900 тыс. тонн жидкости и 3500 тыс. тонн нефти (около 60% от НИЗ), текущий КИН составил 0,217. Обводненность добываемой продукции около 83%.

За 2015 год добыто в среднем 600 тыс. тонн жидкости и 105 тыс. тонн нефти. Темп отбора от НИЗ составляет около 2%. Средний дебит добывающей скважины по нефти – 3,9 т/сут, по жидкости – 24,1 т/сут.

Поддержание пластового давления осуществляется с применением внутриконтурного, приконтурного и законтурного заводнения на Сульчинском, Вишнево-Полянском и Каргалинском поднятиях. Применение заводнения в условиях бобриковского объекта привело к незначительному росту либо замедлению темпа падения дебита нефти.

Из группы физико-химических методов на месторождении основными применяемыми являются методы потокоотклонения. Наибольшее количество мероприятий приходится на технологию закачки сшитых полимерных систем (СПС). В результате проведения 13 скважино-операций текущая средняя дополнительная добыча нефти составила около 4300 тонн на одну скважино-обработку.

Также было проведено 8 обработок с применением технологии закачки щелочно-полимерной композиции (ЩПК), средний удельный эффект от применения которых составил 4800 тонн.

В последние годы активно применяется закачка биополимера «Ксантан». В результате проведения 7 обработок было получено более 30 тыс. тонн нефти.

По остальным группам технологий в результате их применения (1-4 скважино-обработки) в сумме добыто менее 41% от объема дополнительной добычи нефти в результате обработок нагнетательных скважин.

Учитывая достаточно низкий коэффициент нефтеизвлечения, Вишнево-Полянское месторождение может рассматриваться как первоочередной объект для МУН. Поэтому актуальной задачей является исследования неоднородности геолого-физических характеристик, состава и свойств насыщающих коллектор флюидов, которые в значительной степени определяет течение микропроцессов, происходящих в пласте.

2.3. Анализ изменчивости основных геолого-физических характеристик объекта

Перспективы поддержания стабильного уровня и увеличения добычи нефти в значительной степени определяются технологиями, направленными на повышение эффективности выработки трудноизвлекемых запасов, в том числе высоковязкой нефти.

Важнейшая роль при проектировании новых технологий, направленных на повышение эффективности нефтеизвлечения, принадлежит анализу и оценке взаимосвязанных факторов, оказывающих на него наиболее существенное влияние. Вопрос об изучении структуры пористой среды, физических и физико-химических свойств пластовых жидкостей, а также их изменчивости в пределах залежи является одним из ключевых для принятия решений, связанных с оптимальным проектированием и проведением операций по воздействию на пласт. Полнота исходной информации, в качестве которой необходимо использовать не только

средние значения параметров, но и знать тип их изменчивости, а также понимать природу явлений, управляющих этими изменениями, в значительной степени определяет надежность решения.

Анализ изменчивости основных геолого-физических характеристик объекта выполнен на основе ранее проведенных исследований ГИС, образцов керна, ГДИ и других методов [83]. Определены величины коэффициентов пористости, проницаемости, нефтенасыщенности, песчанистости, расчлененности и других параметров (таблица 2.3.1).

В качестве меры изменчивости параметров залежей Вишнево-Полянского месторождения (бобриковский горизонт) использовались коэффициент осцилляции (относительный размах вариации) и коэффициент вариации [64]. Коэффициент вариации позволяет судит об однородности выборки данных. При значении коэффициента вариации менее 0,33 совокупность данных считалась однородной, более 0,33 – неоднородной.

Коэффициент осцилляции представляет собой отношение размаха вариации к средней величине и отражает относительную колеблемость крайних значений параметра вокруг средней величины.

Таблица 2.3.1 – Анализ неоднородности основных коллекторских характеристик Вишнево-Полянского месторождения (бобриковский горизонт)

№ п/п	Параметр	Минимальное значением	Максимальное значение	Среднее значение	Коэффициент осцилляции	Коэффициент вариации
1	2	3	4	5	6	7
По результатам интерпретации ГИС						
1.	Общая толщина, м	51,4	86,2	62,6	0,56	-
2.	Эффективная толщина, м	7,9	47,8	13,4	2,98	-
3.	Эффективная нефтенасыщенная толщина, м	0,8	18,6	10,6	1,68	-

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5	6	7
4.	Глубина залегания кровли продуктивного горизонта, м	1358,2	0,37	-	-	-
5.	Глубина залегания подошвы продуктивного горизонта, м	1369,7	0,31	-	-	-
6.	Коэффициент песчанистости, д. ед.	0,136	0,382	0,214	1,15	-
7.	Коэффициент расчлененности, д. ед.	2,0	6,0	4,0	1	-
8.	Коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм^2	17	2681	869	3,07	-
9.	Коэффициент пористости, д.ед.	0,096	0,290	0,240	0,81	-
10.	Коэффициент начальной нефтенасыщенности д.ед.	0,427	0,967	0,910	0,59	-
По данным исследований образцов керна						
11.	Коэффициент пористости, д.ед.	0,088	0,365	0,233	1,19	0,25
12.	Коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм^2	8,8	3320	459	7,21	1,22
13.	Коэффициент начальной нефтенасыщенности д.ед.	0,337	0,975	0,889	0,72	-
14.	Коэффициент остаточной водонасыщенности, д.ед.	0,025	0,663	0,111	0,06	0,72
По данным характеристик вытеснения нефти рабочим агентом (водой, газом)						
15.	Содержание связанной воды, д.ед.	0,027	0,530	0,133	3,78	1,16
16.	Коэффициент пористости, д.ед.	0,149	0,295	0,248	0,59	0,2
17.	Коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм^2	74	3611	1625	2,18	0,68

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5	6	7
18.	Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д.ед.	0,470	0,973	0,867	0,58	0,18
19.	Коэффициент остаточной нефтенасыщенности, д.ед.	0,065	0,594	0,311	1,7	0,55
20.	Коэффициент вытеснения, д.ед.	0,289	0,926	0,621	1,03	0,36
По данным нормированных кривых капиллярного давления						
21.	Водонасыщенность, д. ед.	0,170	0,740	0,455	1,25	0,39
22.	Относительная фазовая проницаемость по нефти , д.ед.	0	0,1618	0,0523	3,09	1,02
23.	Относительная фазовая проницаемость по воде, д.ед.	0	0,0067	0,0013	5,35	1,56
24.	Капиллярное давление в системе “нефть-вода”, 10^{-1}МПа	0,085	0,729	0,242	2,66	0,74
По данным ГДИ добывающих скважин						
25.	Дебит жидкости, $м^3$/сут	1,8	57,0	23,5	2,35	0,6
26.	$Р_{пл}$, МПа	4,53	13,4	11,10	0,8	0,17
27.	$Р_{заб}$, МПа	1,97	12,8	8,87	1,22	0,33
28.	Обводненность, %	0,8	99,0	69,1	1,42	0,41
29.	Коэффициент продуктивности, $м^3$/(сут·МПа)	0,57	108,16	18,82	5,72	1,02
30.	Удельный коэффициент продуктивности, $м^2$/(сут·МПа)	1,4	18,0	5,6	2,99	0,75
31.	Гидропроводность, (мкм^2·м)/ (Па·с)	1	726,0	117,5	6,17	1,14

Продолжение таблицы 2.3.1

1	2	3	4	5	6	7
32.	Коэффициент проницаемости, мкм^2	0,006	1,358	0,441	3,06	0,8
По данным ГДИ нагнетательных скважин						
33.	Приемистость, м^3/сут	6	635	107	5,86	1,14
34.	$P_{пл}$, МПа	11,76	19,20	15,07	0,49	0,11
35.	$P_{заб}$, МПа	16,83	27,30	21,29	0,49	0,15
36.	Коэффициент приемистости, м^3/(сут·МПа)	0,66	121,88	25,48	4,76	1,25
37.	Удельный коэффициент приемистости, м^2/(сут·МПа)	0,075	29,212	3,335	8,74	1,4
38.	Гидропроводность, (мкм^2·м)/ (Па·с)	1,8	1621,2	248,8	6,51	1,86
39.	Коэффициент проницаемости, мкм^2	0,001	0,321	0,041	7,77	1,72

Анализ таблицы 2.3.1 показывает, что среднее значение коэффициентов песчанистости и расчлененности составляет 0,214 и 4,0 соответственно. Сами показатели изменяются в широких пределах: коэффициент песчанистости от 0,136 до 0,382; коэффициент расчлененности от 2,0 до 6,0. Коэффициент осцилляции составляет 1,15 и 1 соответственно.

Коэффициент проницаемости по результатам интерпретации ГИС составляет в среднем 0,869 мкм^2 (коэффициент осцилляции 3,07), по результатам исследований образцов керна – 0,459 мкм^2 (коэффициент осцилляции 7,21), по результатам ГДИ – 0,262 мкм^2 (коэффициент осцилляции 1,15). Таким образом, наибольший коэффициент осцилляции характерен для исследований образцов керна.

Коэффициент пористости по результатам интерпретации ГИС составляет в среднем 0,240 (коэффициент осцилляции 0,81), по результатам исследований

образцов керна – 0,233 (коэффициент осцилляции 1,19). Средние величины коэффициента пористости по результатам геофизических исследований скважин и исследований образцов керна отличаются незначительно.

Коэффициент нефтенасыщенности по результатам интерпретации ГИС составляет в среднем 0,910 (коэффициент осцилляции 0,59), по результатам исследований образцов керна – 0,889 (коэффициент осцилляции 0,72). Средние величины коэффициента нефтенасыщенности по результатам ГИС и исследований образцов керна отличаются незначительно.

Для эффективной разработки физико-химических технологий повышения выработки трудноизвлекаемых запасов нефти необходим учет макронеоднородности и анализ изменчивости основных геолого-физических характеристик, определяющих течение физико-химических микропроцессов. Анализ изменчивости основных геолого-физических параметров продуктивных отложений бобриковского горизонта Вишнево-Полянского месторождения представлен в таблице 2.3.2.

Таблица 2.3.2 – Результаты сравнения фильтрационно-емкостных свойств (керн, ГИС, ГДИ)

№ п/п	Параметр	Метод определения			Минимальное значением	Максимальное значение	Среднее значение	Коэффициент осцилляции	Коэффициент вариации
		Керн	ГИС	ГДИ					
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
1.	Коэффициент пористости, д.ед.								
1.1	минимальное значение, д.ед.	0,088	0,096	-	0,088	0,096	0,092	0,09	0,06
1.2	максимальное значение, д.ед.	0,365	0,290	-	0,29	0,365	0,328	0,23	0,16
1.3	среднее значение, д.ед.	0,233	0,240	-	0,233	0,24	0,237	0,03	0,02
2.	Коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм^2								

Продолжение таблицы 2.3.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
2.1	минимальное значение, 10^{-3} мкм^2	8,8	17	28	8,8	28	17,9	1,07	0,54
2.2	максимальное значение, 10^{-3} мкм^2	3320	2681	866	866	3320	2289	1,07	0,56
2.3	среднее значение, 10^{-3} мкм^2	459	869	2620	262	869	530	1,15	0,58
3.	Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.								
3.1	минимальное значение, д.ед.	0,337	0,427	-	0,337	0,427	0,382	0,24	0,17
3.2	максимальное значение, д.ед.	0,975	0,967	-	0,967	0,975	0,971	0,01	0,01
3.3	среднее значение, д.ед.	0,889	0,910	-	0,889	0,91	0,8995	0,02	0,02

Как видно из таблицы, максимальное значение коэффициента осцилляции 1,15 отмечено для коэффициента проницаемости. Высокая изменчивость данного параметра, определяющего фильтрационные процессы, обусловлена различными размерами зерен породы, размерами и формами пор между зернами. Поэтому дальнейшее изучение структуры порового пространства коллектора с использованием современных методов исследований является актуальной задачей.

2.4 Томографические исследования и анализ структуры порового пространства объекта исследования

Информация о характеристиках пор является необходимым условием понимания микропроцессов, влияющих на эффективность технологий

нефтеизвлечения. Наблюдения, основанные на исследовании шлифов и применении электронной микроскопии, позволяют выделить несколько параметров, которые могут использоваться для характеристики системы пор [51]:

- Размер пор. Этот параметр определяет среднюю величину пор, выражаемую в микрометрах.
- Форма пор. Этот параметр качественно описывает преобладающую форму пор, которая может быть треугольной, многогранной, неправильной.
- Размер поровых каналов. Это контролирующий фактор с точки зрения общей проводимости поровой сети. Он выражается в микронах.
- Соотношение размеров. Соотношение размеров поры и ее каналов. Не имеет специальной единицы измерения.
- Координационное число. Этот параметр определяет среднее количество каналов, которые пересекают пору.

Объектом исследования является керн, отобранный из двух интервалов (1444,0 – 1449,0 и 1496,0 – 1502,0), Вишнево-Полянского месторождения.

Томографическая съемка проводится с использованием микрофокусной системы рентгеновского контроля с функцией компьютерной томографии Nicon Metrology XT H 225 и программного обеспечения Avizo 9.4.0 (интерпретация и определение основных петрофизических характеристик) в соответствии с методикой 04-12-ФЦП 0019-13 МПП, разработанной в рамках проекта «Создание комплекса технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть» уникальный идентификатор работ RFMEFI61017X0019 [83].

Для формирования объемного изображения в процессе съемки образец керна вращается относительно вертикальной оси с определенным шагом. В результате формируется пакет из 2000 (или менее) сечений, представляющих собой полутоновые изображения. Их яркость характеризует степень поглощения рентгеновского излучения (более плотные участки более светлые; пустоты, флюиды и рыхлый материал – более темные). Реконструкция трехмерной цифровой модели образца проводится в соответствии с математическими

алгоритмами с использованием специализированного программного обеспечения. Итоговым результатом съемки выступает трехмерное распределение плотности образца в исследуемом объеме, что позволяет оценить структуру матрицы горной породы и характер распределения пор и включений.

Исследование структуры пустотного пространства проводилось по восьми полноразмерным (100 мм) образцам керна, отобранных с двух скважин Вишнево-Полянского месторождения. Интервал отбора 1444,0-1449,0 и 1496,0-1502,0 м [129].

В первой скважине (4 образца керна) исследуемый материал отбирался в интервале 1444,0 – 1449,0 м. Объем плотных включений изменяется в среднем от 0,0001 до 3,08 мм^3 (рис. 2.4.1).

Рисунок 2.4.1 - Проекция плотных включений на плоскость ХУ

Исследование кернового материала на разрыв сплошности показал отсутствие трещин (сечения по осям образца 2 представлены на рисунке 2.4.2).

а б в г

Рисунок 2.4.2 – Сечения образца керна по осям: а) поперечное сечение верхней трети образца 2, б) поперечное сечение середины образца 2, в) поперечное сечение нижней трети образца 2, г) продольное сечение вдоль оси Х

Во второй скважине (4 образца керна) исследуемый материал отбирался в интервале 1496,0-1502,0 м. Анализ образцов полноразмерного керна на наличие плотных включений представлен на рисунке 2.4.3.

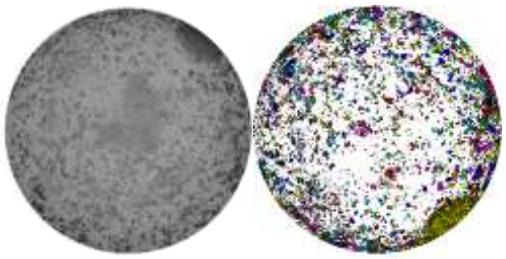


Рисунок 2.4.3 – Проекция плотных включений (выделены темным цветом) образца 5 на плоскость ХУ

При исследовании в образце 5 обнаружено включение объемом 1421,8 мм^3. В образце 6 объем отдельного крупного включения составил 232,87 мм^3. Средний объем включений составляет 0,003 - 0,01 мм^3. Общая доля включений не превышает 1,6% от объема образцов.

Необходимо отметить практическое отсутствие трещин в образцах. Небольшая трещина обнаружена в образце 6. Она имеет небольшие размеры (рис. 2.5.4) и искусственное происхождение.

Рисунок 2.3.4 – Искусственная трещина нижней трети образца 6

Результаты, полученные при интерпретации томографических исследований с применением программного обеспечения Avizo 9.4.0 представлены в таблице 2.4.1.

Таблица 2.4.1 – Числовые характеристики коэффициента пористости и объема плотных включений

№	Параметр	Образец							
		Скважина 1				Скважина 2			
		1	2	3	4	5	6	7	8
1	Коэффициент пористость, %	7,43	6,73	7,61	8,61	21,77	24,65	13	17,54
2	Объем плотных включений, мм^3	0,009	0,004	0,0038	0,005	0,01	0,012	0,002	0,0035

При совместной фильтрации воды и нефти соотношение скоростей их движения определяется распределением пор, водонасыщенностью, объемом нефти, блокированной в крупных порах заводненной части среды, распределением пор, объемом нефти и связанной воды в нефтенасыщенной части среды [108]. Известно, что капиллярное давление (Рк), которое контролирует процесс движения нефти и воды в пористой среде, зависит от размеров пор, смачиваемости коллектора, и межфазного натяжения и определяется по формуле

$$P_к = \frac{2\sigma \cos\theta}{r} \qquad (2.4.1)$$

где σ – межфазное натяжение между нефтью и водой;

θ – контактный угол смачивания поверхности пор смачивающей жидкостью;

r – средний радиус порового канала.

Для вытеснения нефти из канала переменного сечения необходимо преодолеть капиллярное давления

$$P_к = 2\sigma \cos\theta \left(\frac{1}{r_2} - \frac{1}{r_1}\right) \qquad (2.4.2)$$

где r_1, r_2 – большой и малый радиус порового канала.

На основании результатов экспериментальных исследований получен минимальный, максимальный и средний радиус пор (до 1 мм^3). Построены гистограммы распределений пор в соответствии с размером (рисунки 2.4.5 - 2.4.7).

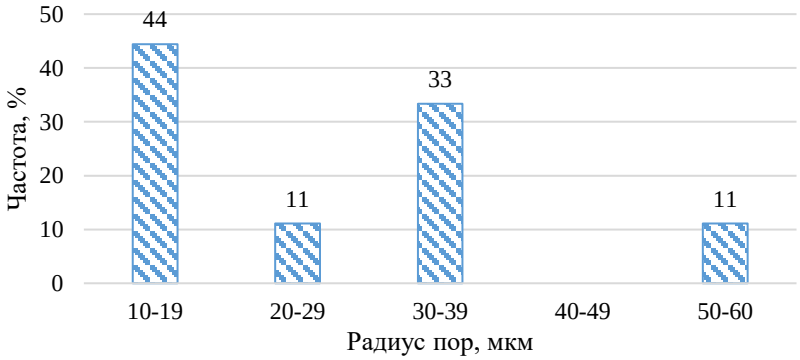


Рисунок 2.4.5 – Гистограмма распределения пор в зависимости от величины минимального радиуса по исследуемым образцам

Значение минимального радиуса пор изменяется от 10 мкм до 60 мкм. Наибольшее количество характерно для интервала 10-19 мкм – 44%.

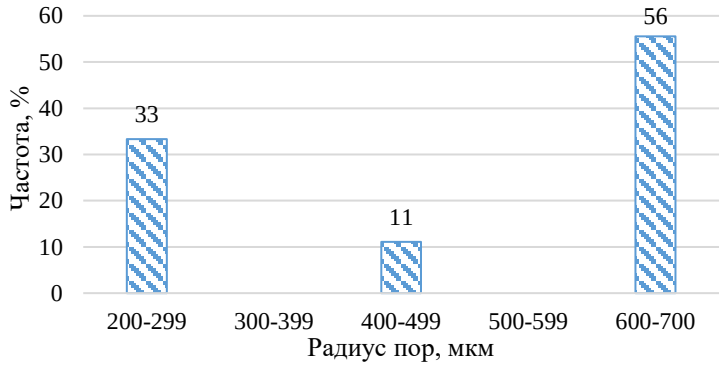


Рисунок 2.4.6 – Гистограмма распределения пор в зависимости от величины максимального радиуса по исследуемым образцам

Значение максимального радиуса пор изменяется от 200 мкм до 700 мкм. Наибольшее количество характерно для интервала 600-700 мкм – 56%. В исследуемых образцах отсутствуют поры радиусом 300-399 мкм и 500-599 мкм.

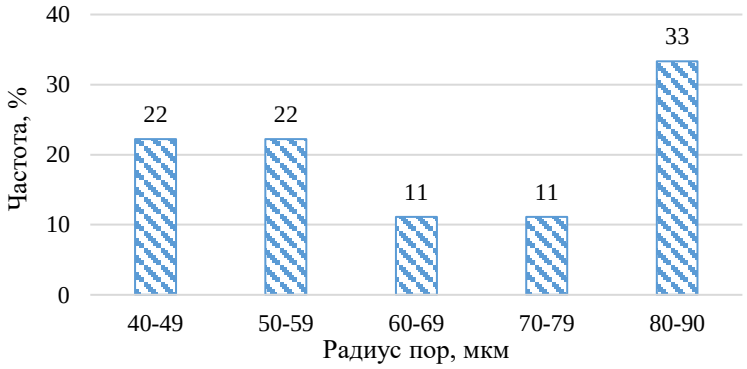


Рисунок 2.4.7 – Гистограмма распределения пор в зависимости от величины среднего радиуса по исследуемым образцам

Значение среднего радиуса пор изменяется от 40 мкм до 90 мкм. Наибольшее количество характерно для интервала 80-90 мкм – 33%.

Проведен статистический анализ однородности радиуса поровых каналов породы-коллектора Вишнево-Полянского месторождения (таблица 2.4.2) по данным 9 образцов керна. В качестве меры изменчивости использовалось стандартное (среднеквадратичное) отклонение и коэффициент вариации [64], характеризующий отношение стандартного отклонения к среднему значению. При

значении коэффициента вариации менее 0,33 совокупность данных считалась однородной, более 0,33 – неоднородной.

Таблица 2.4.2 – Результаты статистического анализа радиуса поровых каналов

Параметр	Минимум	Максимум	Разброс	Среднее значение	Стандартное отклонение	Коэффициент вариации	Результат выборки
Минимальный радиус пор	13	58	45	26	15	0,59	Неоднороден
Максимальный радиус пор	208	620	412	469	183	0,39	Неоднороден
Средний радиус пор	40	84	44	65	17	0,26	Однороден

Для оценки возможности повышения эффективности вытеснения нефти в условиях высокой микронеоднородности структуры порового пространства керна Вишнево-Полянского месторождения были определены значения возможного снижения капиллярного давления за счет уменьшения поверхностного натяжения с 20 мН/м до 0,6 мН/м в результате применения катионсодержащего комплексного ПАВ.

Результаты оценки снижения капиллярного давления, которое необходимо преодолеть при вытеснении нефти из канала переменного сечения водой ($Рк_{вода}$) и раствором КПАВ ($Рк_{ПАВ}$), представлен в таблице 2.3.3.

Таблица 2.4.3 – Изменения капиллярного давления в результате применения ПАВ

Образец керна	Минимальный радиус пор (до 1 мм^3), мкм	Максимальный радиус пор (до 1 мм^3), мкм	Средний радиус пор (до 1 мм^3) по исследуемому образцу керна, мкм	Рквода, Па (при σ=20 мН/м)	РкПАВ, Па (при σ=0,6 мН/м)	Изменение капиллярного давления (Рк), Па
1С	26	288	65	293	9	284
2С	13	422	59	595	18	577
3С	58	611	83	129	4	125
4С	36	620	58	213	6	207
5С	30	620	83	263	8	255
6С	13	605	75	601	18	583
7С	13	228	40	578	17	561
8С	13	208	42	575	17	558
9С	30	617	84	263	8	255
Среднее значение	26	469	65	390	12	378

В соответствии с таблицей 2.4.3 применение ПАВ влияет на величину капиллярного давления, уменьшая его более чем в 33 раза. Для раствора неионогенного ПАВ расчеты проведены аналогично: изменение капиллярного давления составляет 219 Па до 1017 Па, в среднем 660 Па.

Применение раствора ПАВ способствует снижению разности капиллярных давлений ниже гидродинамического градиента давления, в результате чего происходит деформация и свободное движение рассеянной нефти по узким поровым каналам. В результате происходит увеличение коэффициента вытеснения нефти и, следовательно, коэффициента извлечения нефти.

Таким образом, наблюдается неоднородность выборки данных по значениям минимального и максимального радиуса пор. С учетом высокой вариабельности размеров пор и необходимости снижения капиллярного давления не только в крупных, но и мелких порах, в технологиях увеличения нефтеизвлечения предложено проведение исследований в направлении изучения свойств ПАВ.

Выводы и рекомендации по главе 2

1. Вишнево-Полянское месторождение можно охарактеризовать как многопластовое, со сложным геологическим строением, с залежами нефти, сосредоточенными в терригенных и карбонатных отложениях.
2. Анализ текущего состояния разработки объекта исследования показал, что, учитывая достаточно низкий коэффициент нефтеизвлечения, Вишнево-Полянское месторождение может рассматриваться как первоочередной объект для МУН. Поэтому актуальной задачей являются исследования неоднородности геолого-физических характеристик, состава и свойств насыщающих коллектор флюидов, которые в значительной степени определяет течение микропроцессов, происходящих в пласте.

3. На основе анализа основных геолого-физических параметров, определяющих течение физико-химических микропроцессов и эффективность использования физико-химических технологий повышения выработки трудноизвлекаемых запасов нефти, охарактеризована макро- и микронеоднородность коллектора объекта исследования.

4. На основе результатов томографических исследований структуры порового пространства образцов керна объекта, определены размеры пор коллектора (радиус от 10 до 700 мкм). Для условий высокой неоднородности пор коллектора (коэффициент вариации 0,39-0,59) обоснована необходимость разработки ПАВ-полимерных композиций, применение которых обеспечит снижение капиллярного давления (в 20-30 раз) в зависимости от используемого раствора ПАВ.

5. Для повышения эффективности нефтеизвлечения с учетом высокой макронеоднородности и вариабельности размеров пор, учитывая необходимость снижения капиллярного давления не только в крупных, но и мелких порах предложено проведение исследований в направлении обоснования составов ПАВ-полимерных композиций.

Глава 3. Экспериментальные исследования и анализ неоднородности состава и свойств нефти Вишнево-Полянского месторождения

3.1 Определение неоднородности состава нефти на основе хроматографических исследований

Результаты ранее проведенных исследований свойств нефти бобриковско-радаевского горизонта Вишнево-Полянского месторождения по 44 поверхностным и 71 пластовым пробам, отобранным из 6 скважин представлены в таблице 3.1.1 [82,83].

Таблица 3.1.1 – Свойства нефти бобриковско-радаевского горизонта Вишнево-Полянского месторождения

Параметр	Среднее значение
Давление насыщение нефти газом, МПа	13,6
Газосодержание нефти, $м^3$/т	6,9
Объемный коэффициент нефти, ед.	1,026
Динамическая вязкость пластовой нефти, мПа·с	155
Плотность пластовой нефти, кг/$м^3$	918
Вязкость дегазированной нефти, мПа·с - при 20 ^{0}С - при 50 ^{0}С	 186 67
Плотность дегазированной нефти, кг/$м^3$	932
Температура застывания дегазированной нефти, ^{0}С	-26
Массовое содержание, % - серы - смол силикагелевых - асфальтенов - парафинов	 3,8 4,8 3,5 3,0

По данным анализа поверхностных и пластовых проб нефть относится к тяжелым, высокосернистым, парафинистым и высоковязким.

Учитывая, что в процессе разработки залежи возможно изменение свойств нефти, которое может оказать существенное влияние на эффективность применения технологий увеличения нефтеизвлечения, были проведены исследования молекулярно-массового распределения алканов проб нефти бобриковско-радаевского горизонта Вишнево-Полянского месторождения [124].

Для оценки характера изменчивости компонентного состава был проведен хроматографический анализ 55 проб высоковязкой нефти, отобранных из двадцати добывающих скважин с периодичностью 7 дней (таблицы Б.2 – Б.7 приложения Б), результаты проанализированы с использованием методов математической статистики (таблица Б.8 приложения Б).

Хроматографические исследования проводились в соответствии с методикой 04-12-ФЦП 0019-01 МХ [82]. Подготовленная проба нефти (0,05г) смешивалась с растворителем (толуол) в соотношении 1:10 до полного растворения нефти в растворителе. Микрошприцем отбирался 1 мкл смеси и вводился в испарительную камеру хроматографа Shimadzu GC 2010 Plus.

Таблица 3.1.2 – Технические характеристики газожидкостного хроматографа Shimadzu GC 2010 Plus

Показатель	Значение
1	2
Пламенно-ионизационный детектор	
Температура, °С	до +450
Предел детектирования, пг С/с	1,5
Термостат колонок	
Диапазон рабочих температур, °С	от +4 до +450
Температурная программа	До 20 ступеней
Объем термостата, л	13,7
Значение максимальной скорости нагревания, °С/мин	250
Контроль потока газа	
Диапазон давления газа-носителя на входе в колонку, кПа	от 0,5 до 970
Количество ступеней программирования	до 7
Расход газа-носителя через инжектор, мл/мин	0-1200

Продолжение таблицы 3.1.2

1	2
Коэффициент деления потока	0-9999,9
Габаритные размеры, мм	515x440x530
Вес, кг	30

В результате проведенных измерений получали хроматограмму. Примеры полученных хроматограмм по скважине 193 приведены на рисунках 3.1.1-3.1.3. Хроматограммы по остальным скважинам представлены на рисунках Б.1 – Б.52 приложения Б.

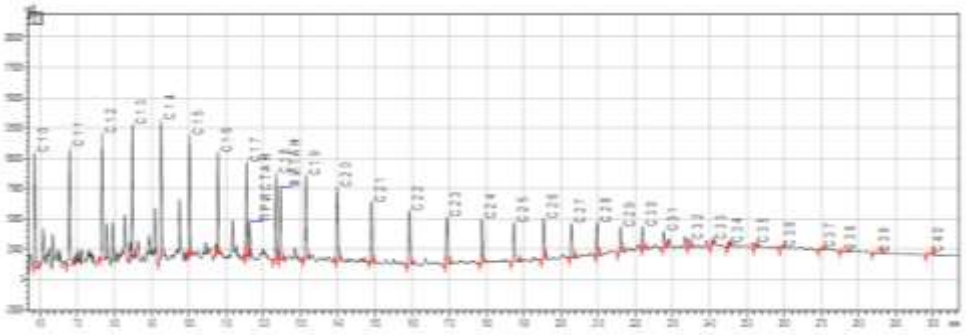


Рисунок 3.1.1 - Хроматограмма высоковязкой нефти (дата отбора 01 ноября)

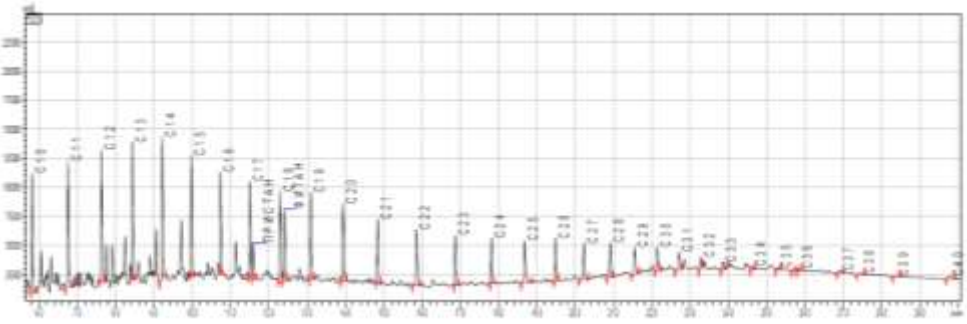


Рисунок 3.1.2 - Хроматограмма высоковязкой нефти (дата отбора 07 ноября)

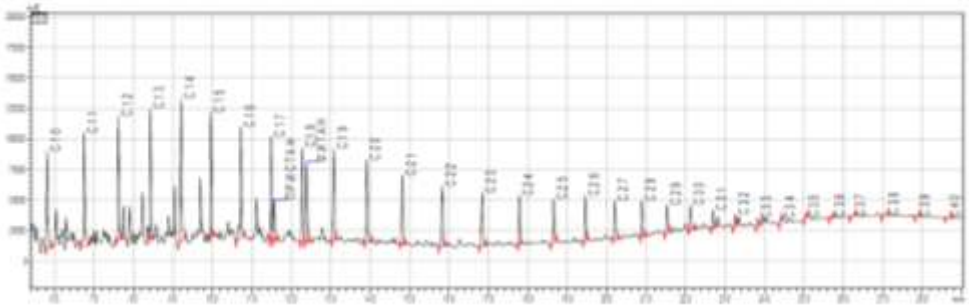


Рисунок 3.1.3 -Хроматограмма высоковязкой нефти (дата отбора 14 ноября)

Как видно из рисунков 3.1.1 – 3.1.3, хроматограммы имеют идентичный одномодальный тип молекулярно-массового распределения н-алканов с максимумом в низкомолекулярной области н-C_{14}, значения отношения П\Ф меньше единицы. Анализ динамики компонентного состава нефти скважины 193 показал незначительные изменения концентраций алканов, в пределах от 0,1% до 7,9%, при этом отмечено, что наиболее существенно (до 6,4%) изменение компонента н-C_{16}, что может быть свидетельством выпадения парафинов в данной части пласта.

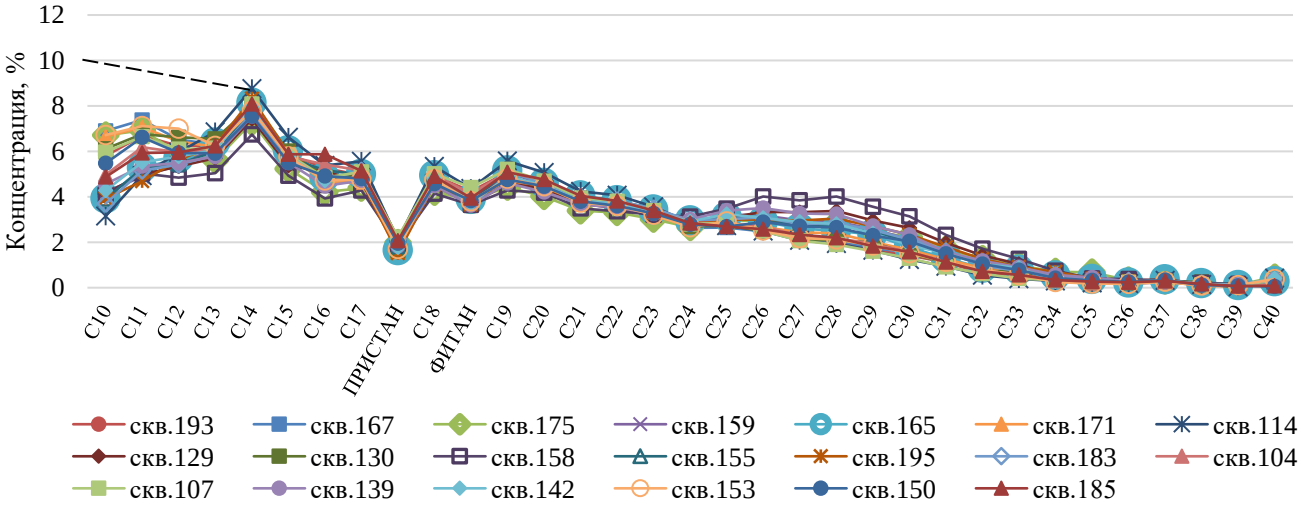


Рисунок 3.1.4 - Молекулярно-массовое распределение н-алканов проб нефти Вишнево-Полянского месторождения

В целом, нефть, по группе исследованных скважин, характеризуется близкими кривыми молекулярно-массового распределения н-алканов C_{10}-C_{40} (рис.3.1.4).

Сравнение значений параметров химического состава исследованных проб и базовых характеристик слабоизмененных нефтей [73,86,102] позволило установить, что хотя характер молекулярно-массового распределения алканов характеризуется монотонным снижением концентрации углеводородов от н-C_{14} до н-C_{34}, в исследованных пробах нефти по сравнению со слабоизменёнными нефтями в углеводородном составе заметно меньше лёгких гомологов.

В соответствии с [79] рассчитывались показатели углеводородного состава нефти – отношение пристана к фитану (П/Ф), отношение C_{11}-C_{14} к C_{15}-C_{18}, отношение C_{16}-C_{22} к C_{23}-C_{29}. Результаты представлены в таблице 3.1.3.

Таблица 3.1.3 – Хроматографические показатели нефти Вишнево-Полянского месторождения

Объект	П/Ф	C_{11}-C_{14}/C_{15}-C_{18}	C_{16}-C_{22}/C_{23}-C_{29}
Скважина 193	0,45	1,28	1,89
Скважина 167	0,50	1,38	1,83
Скважина 175	0,51	1,43	1,43
Скважина 159	0,43	1,20	1,51
Скважина 165	0,42	1,22	1,63
Скважина 171	0,42	1,42	1,66
Скважина 114	0,49	1,16	2,04
Скважина 129	0,51	1,19	1,38
Скважина 130	0,45	1,36	1,81
Скважина 158	0,52	1,25	1,10
Скважина 155	0,48	1,19	1,60
Скважина 195	0,41	1,25	1,48
Скважина 183	0,54	1,17	1,56
Скважина 104	0,54	1,23	1,82
Скважина 107	0,50	1,30	1,91
Скважина 139	0,50	1,12	1,33
Скважина 142	0,48	1,26	1,51
Скважина 153	0,45	1,41	1,77
Скважина 150	0,51	1,31	1,61
Скважина 185	0,53	1,20	1,88
Исследуемый участок месторождения	0,49	1,27	1,61

В качестве меры изменчивости компонентного состава использовалось стандартное (среднеквадратичное) отклонение и коэффициент вариации, характеризующий отношение стандартного отклонения к среднему значению анализируемых показателей нефти [64]. При значении коэффициента вариации менее 0,33 совокупность данных считалась однородной, более 0,33 – неоднородной. Результаты приведены в таблице 3.1.4. и на рисунке 3.1.5.

Таблица 3.1.4 - Результаты статистического анализа хроматографических показателей высоковязкой нефти со скважин Вишнево-Полянского месторождения

Показатель	Минимум	Максимум	Разброс	Среднее значение	Стандартное отклонение	Коэффициент вариации
П/Ф	0,41	0,54	0,13	0,48	0,04	0,09
C_{11}-C_{14}/ C_{15}-C_{18}	1,12	1,43	0,31	1,27	0,09	0,07
C_{16}-C_{22}/ C_{23}-C_{29}	1,10	2,04	0,94	1,64	0,23	0,14

Статистический анализ хроматографических параметров исследованных флюидов показал, что нефти Вишнево-Полянского месторождения характеризуются одномодальным характером с максимумом в низкомолекулярной области (за исключением скважин 114, 129 и 195, где отмечено превышения коэффициента вариации над пороговым значением).

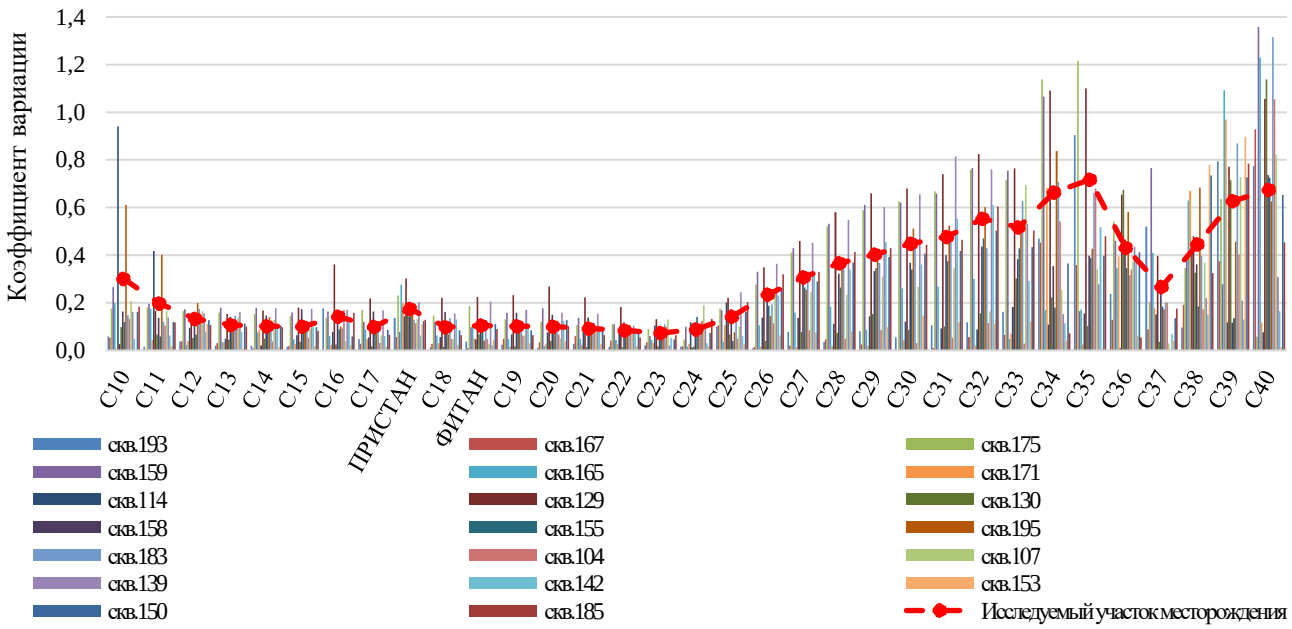


Рисунок 3.1.5 - Результаты статистического анализа компонентного состава проб высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения

Группа тяжелых компонентов C_{21}-C_{40} характеризуется как неоднородная, в ряде случае коэффициент вариации превышал 1. Очевидно, это связано с различными условиями движения нефти по поровому пространству, взаимодействием с закачиваемой водой и породой коллектора, так как закономерности поведения и физико-химические свойства нефтяной системы в молекулярном или дисперсном состояниях даже при одинаковом химическом составе могут существенно различаться, что является причиной ее нелинейного отклика при изменении характера и величины внешних воздействий [108].

3.2 Исследования реологических свойств высоковязкой нефти

Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти на основе технологий, увеличивающих эффективность вытеснения нефти из пласта, основано на исследованиях реологических свойств нефти.

Исследования реологических свойств были выполнены по пробам нефти, отобранным из добывающих скважин пилотного участка Вишнево-Полянского месторождения. Для описания свойств неньютоновских жидкостей применяется понятие эффективной (или кажущейся) вязкости. Эффективная вязкость представляет собой некоторую условную характеристику, определяемую как отношение напряжения сдвига к скорости сдвига [76].

Определение эффективной вязкости проб нефти при разных скоростях и напряжениях сдвига проводилось в интервале температур от 20 до 60ºС с шагом 10ºС в соответствии с методикой 04-12-ФЦП 0019-02 МР [82]. В результате исследования реологических свойств высоковязкой нефти были построены зависимости вязкости от скорости сдвига. Для проведения исследований использовался ротационный вискозиметр Rheotest RN4.1, оборудованный термостатом с точностью поддержания температуры +0,1◦С.

Результаты исследований представлены на рисунках 3.2.1, 3.2.2.

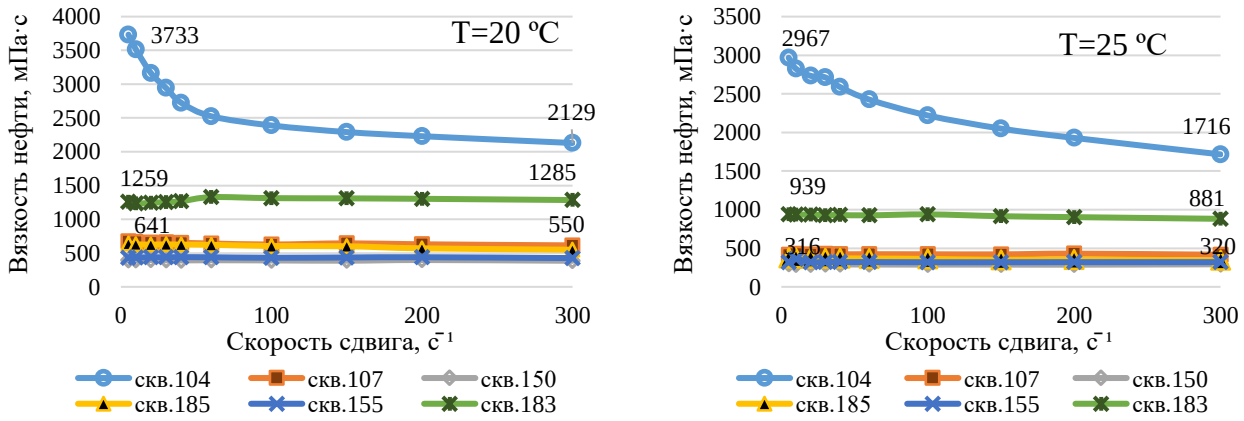


Рисунок 3.2.1 - Влияние градиента скорости сдвига на вязкость проб высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения в интервале температур от 20 до 25ºС

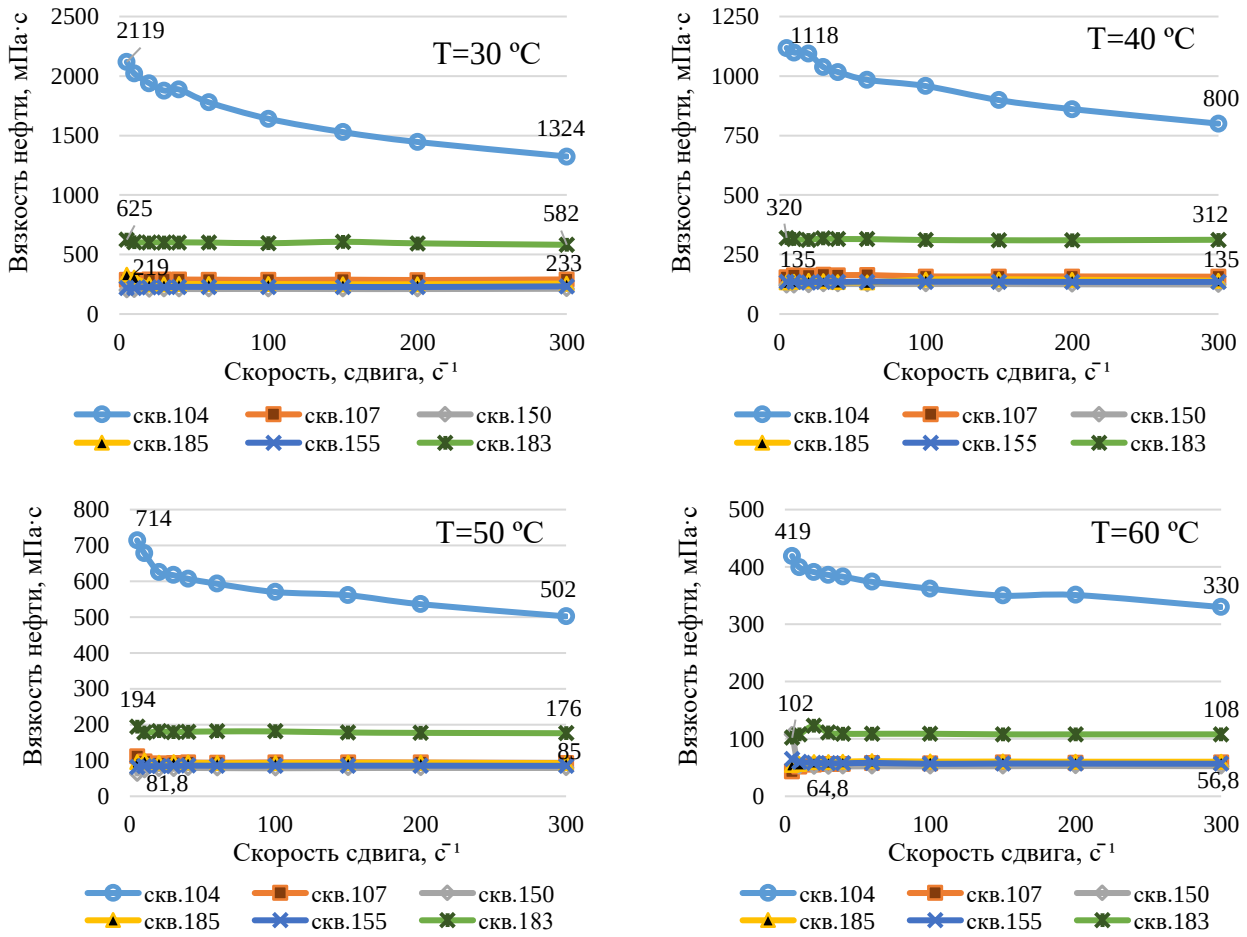


Рисунок 3.2.2 - Влияние градиента скорости сдвига на вязкость проб высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения в интервале температур от 30 до 60ºС

По реологическим характеристикам нефть Вишнево-Полянского месторождения представляет собой типично неньютоновскую жидкость. При низких скоростях и напряжениях сдвига для всех проб характерно высокое значение эффективной вязкости, что соответствует неразрушенной внутренней структуре.

Оценка неоднородности исследуемых проб нефти по эффективной вязкости проводилась с использованием стандартного (среднеквадратичного) отклонения и коэффициента вариации [64], характеризующих отношение стандартного отклонения к средним значениям анализируемых параметров эффективной вязкости. При значении коэффициента вариации менее 0,33 совокупность данных считалась однородной, более 0,33 – неоднородной.

Таблица 3.2.1 – Результаты статистического анализа эффективной вязкости проб нефти со скважин Вишнево-Полянского месторождения

Температура нефти, °С	Коэффициент вариации при скорости сдвига									
	5 $с^{-1}$	10 $с^{-1}$	20 $с^{-1}$	30 $с^{-1}$	40 $с^{-1}$	60 $с^{-1}$	100 $с^{-1}$	150 $с^{-1}$	200$с^{-1}$	300$с^{-1}$
20	1,08	1,05	0,98	0,93	0,88	0,83	0,81	0,78	0,77	0,76
25	1,19	1,14	1,13	1,12	1,1	1,05	1	0,95	0,91	0,85
30	1,18	1,17	1,16	1,14	1,14	1,1	1,05	1	0,96	0,90
40	1,19	1,17	1,17	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1	0,95
50	1,2	1,17	1,12	1,11	1,09	1,08	1,05	1,04	1,01	0,97
60	1,08	1,14	1,09	1,1	1,09	1,07	1,05	1,02	1,03	0,98

Вариабельность структурно-механических свойств исследованных проб нефти высокая (коэффициент вариации изменяется от 0,76 до 1,20), что обусловлено высокой неоднородностью нефти Вишнево-Полянского месторождения по концентрации высокомолекулярных компонентов вследствие изменения пластовых условий и техногенного воздействия. В интервале характерных температур 30-40ºС, независимо от скорости сдвига темп снижения вязкости увеличивается в среднем более чем в 2 раза.

При проектировании физико-химических технологий воздействия на пласт важное значение имеет состояние сложных структурные единиц нефти. Поэтому в соответствии с [112] для выявления взаимосвязей характеристик реологического поведения со строением структурных образований исследуемой высоковязкой нефти проведено изучение прочности ассоциатов нефтяных систем при изменении температурных условий.

Используя зависимость вязкости от температуры можно определить энергию активации, характеризующую интенсивность межмолекулярного взаимодействия в нефтяной системе и подчиняющуюся закону Аррениуса-Френкеля-Эйринга:

$$\eta = A \exp\left(\frac{E}{RT}\right) \tag{3.2.1}$$

где η – динамическая вязкость, мПа·с

А – коэффициент, предэкспоненциальный множитель, зависящий от геометрической структуры частиц (молекул).

Е – энергия активации, Дж/моль,

R – универсальная газовая постоянная, равная 8,31451 Дж/(моль·К),

T – температура, ^{0}К.

Логарифмируя уравнение (3.2.2), получаем:

$$\ln\eta = \ln A + \frac{E}{RT} \tag{3.2.2}$$

или $$\ln\eta = lnA + \frac{E}{R}\cdot\frac{1}{T} \tag{3.2.3}$$

Обработка результатов экспериментальных исследований в координатах ln η – 1/T (рис. 3.2.3 – 3.2.4) дает возможность определить значения энергии активации вязкого течения.

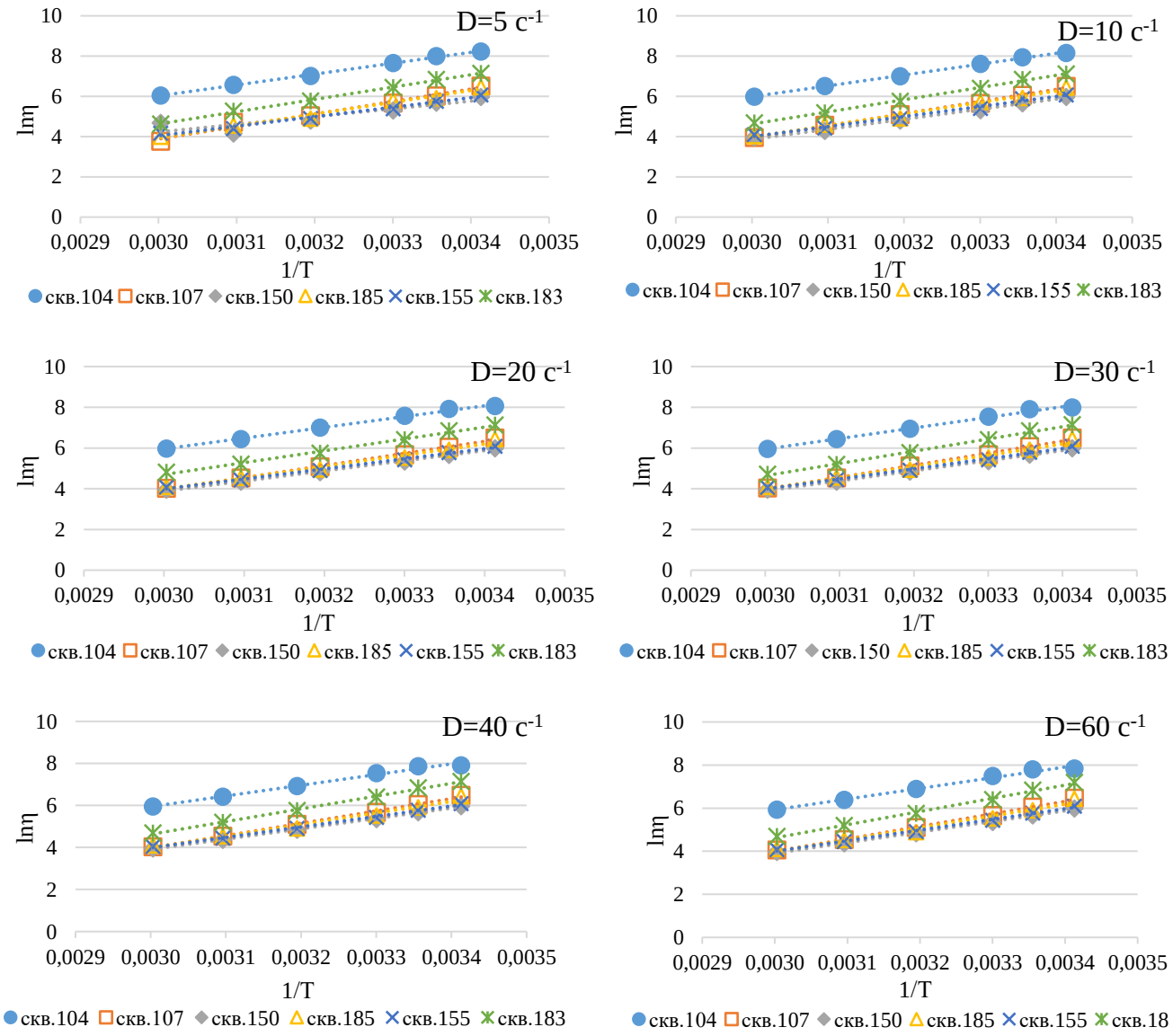


Рисунок 3.2.3 - Зависимость логарифма вязкости от обратной температуры для нефти Вишнево-Полянского месторождения (при градиентах скорости от 5 до 60 с$^{-1}$)

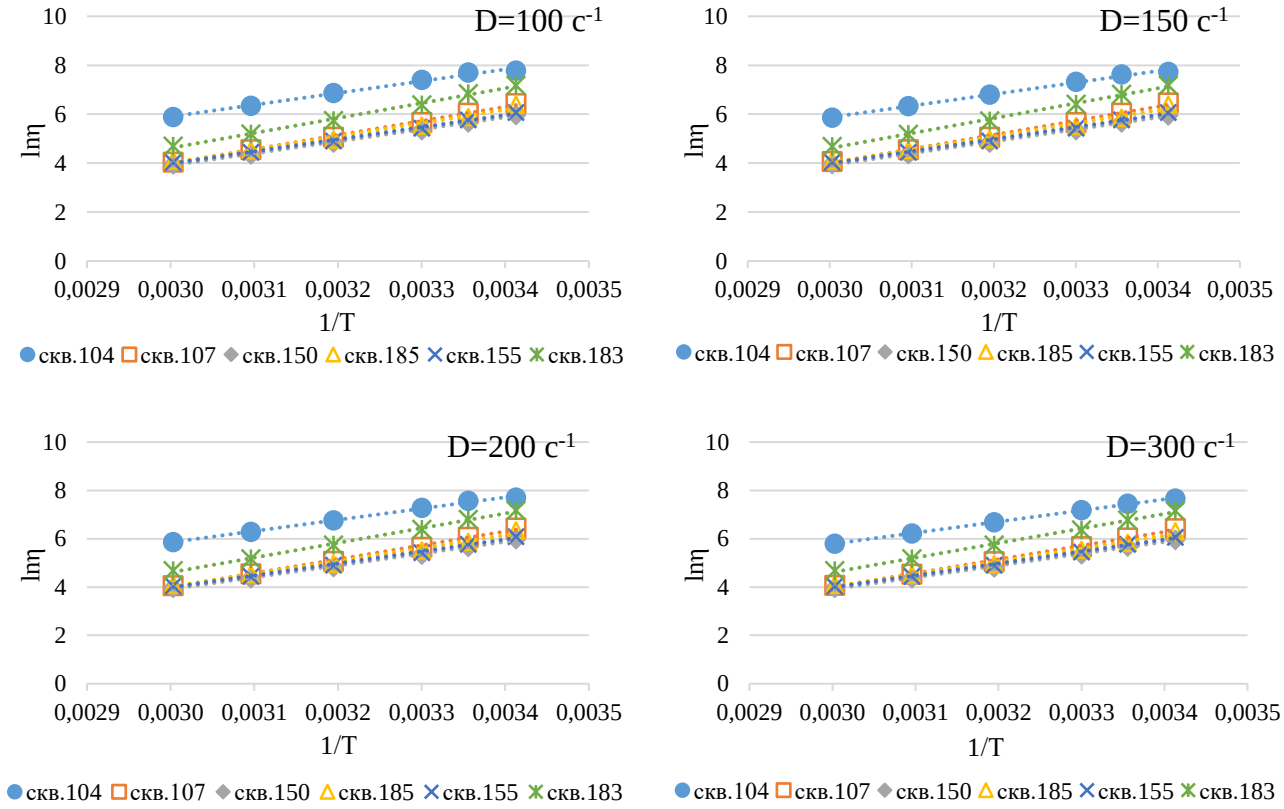


Рисунок 3.2.4 - Зависимость логарифма вязкости от обратной температуры для нефти Вишнево-Полянского месторождения (при градиентах скорости от 100 до 300 c^{-1})

Для высоковязкой нефти не было выявлено каких-либо резких изменений в структуре нефтяной дисперсной системы при увеличении температуры от 20 до 60°С. Следовательно, структурные образования данной нефти можно охарактеризовать как устойчивые с сдвиговому и температурному воздействию.

В таблице 3.2.2 приведены результаты расчета энергии активации (Е).

Таблица 3.2.2 - Энергия активации вязкого течения при различной температуре и скорости сдвига

Номер скважины	Энергия активации (Е), кДж/моль									
	5 c^{-1}	10 c^{-1}	20 c^{-1}	30 c^{-1}	40 c^{-1}	60 c^{-1}	100 c^{-1}	150 c^{-1}	200c^{-1}	300c^{-1}
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
104	44,917	44,726	43,972	43,281	42,256	41,099	40,151	39,386	38,708	38,355
107	51,543	49,993	49,281	49,145	48,765	48,218	47,972	47,928	47,944	47,426
150	31,978	41,523	41,390	41,245	40,913	40,886	40,847	40,613	40,769	40,728
185	48,958	47,428	45,867	45,890	45,790	45,604	45,078	44,622	44,140	43,717
155	39,300	41,491	41,057	41,276	41,282	41,035	41,213	41,160	41,346	41,195
193	50,821	50,310	48,331	49,970	50,331	50,820	50,777	50,915	50,679	50,232

Продолжение таблицы 3.2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Минимальное значение	31,978	41,491	41,057	41,245	40,913	40,886	40,151	39,386	38,708	38,355
Максимальное значение	51,543	50,31	49,281	49,97	50,331	50,82	50,777	50,915	50,679	50,232
Среднее значение	44,586	45,912	44,983	45,135	44,890	44,610	44,340	44,104	43,931	43,609
Стандартное отклонение	8	4	3	4	4	4	4	5	5	4
Коэффициент вариации	0,17	0,09	0,08	0,08	0,09	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1

Таким образом, рассчитано значение энергии активации вязкого течения, которое в зависимости от температуры и скорости сдвига изменяется от 31,978 кДж/моль до 51,543 кДж/моль Наибольшее значение энергии активации характерно для скважин 107, 185 и 193.

Выявлено, что зависимости логарифма от обратной температуры ($\ln \eta - 1/T$) имеют линейный характер без скачкообразных изменений логарифма вязкости, следовательно, нефти Вишнево-Полянского месторождения обладают устойчивой структурой к сдвиговому и температурному воздействию.

3.3 Экспериментальные исследования и анализ неоднородности оптическими методами

Ранее было показано, что наиболее чувствительными, достаточно быстро и точно определяемыми интегральными параметрами нефти являются оптические характеристики, а именно, коэффициент светопоглощения $К_{сп}$ нефти. В качестве

основного физико-химического метода, позволяющего распознавать изменение свойств нефтей в процессе их фильтрации и вытеснения, является фотоколориметрический метод [43]. Этот метод анализа заключается в определении степени поглощения раствором света с определенной длиной волны нефтяных фракций. Показатель преломления, или коэффициент рефракции, и оптическая плотность являются важнейшими физическими константами индивидуальных соединений. С их помощью устанавливается чистота синтезированных или выделенных из нефти веществ.

Анализ неоднородности оптических свойств нефти проводился на основе исследований, выполненных с использованием сканирующего спектрофотометра UV-1800 компании Shimadzu в соответствии с методикой 04-12-ФЦП 0019 - 03 МСФ [82].

Таблица 3.3.1 – Технические данные спектрофотометра UV-1800

Наименование характеристики	Значение
Спектральный диапазон, нм	190…1100
Ширина спектральной полосы, не более, нм	1
Диапазон измерений спектральных коэффициентов пропускания, %	0…100%
Пределы допускаемых значений абсолютной погрешности по шкале длины волны, нм	±0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности по коэффициенту пропускания, %	±1
Уровень шумов нулевого сигнала, е.о.п., не более	0,00005 (700 нм)
Потребляемая мощность, ВА	15
Габаритные размеры, мм	450x490x270
Вес, кг	15

Подготовленная проба нефти (0,06 мл) смешивалась с растворителем-толуолом (10 мл). Полученным раствором заполнялась кювета (кювета №2). В первую кювету (кювета №1) вводился толуол для коррекции базовой линии. Проводились спектрофотометрические исследования полученного раствора пробы нефти. Результаты сохранялись в виде кривых поглощения для различных длин волн.

В соответствии с методикой проведены исследования оптических свойств проб нефти со скважин Вишнево-Полянского месторождения и получены кривые поглощения для различных длин волн исследуемых проб нефти (рисунок 3.3.1).

Изменение коэффициента поглощения в зависимости от длины волны по каждой пробе нефти приведены на рисунках В.1 – В.5 приложения В. По зависимостям коэффициента светопоглощения проб нефти от длины волны определялись следующие параметры (табл. 3.3.2).

Таблица 3.3.2 – Оцениваемые параметры проб нефти со скважин Вишнево-Полянского месторождения

Наименование параметра	Условное обозначение	Значение
Коэффициент светопоглощения при длине волны 410 нм	$К_{сп}$ (410 нм)	Содержание ванадиевых порфиринов и этиопорфиринов
Коэффициент светопоглощения при длине волны 573 нм	$К_{сп}$ (573 нм)	
Соотношение поглощений при длинах волн 465 нм и 665 нм	D465/D665	Характеристика нефти по типу
Соотношение поглощения в ближней ультрафиолетовой к ближней инфракрасной области	(D440D490)/(D590D665)	Содержание ароматических соединений

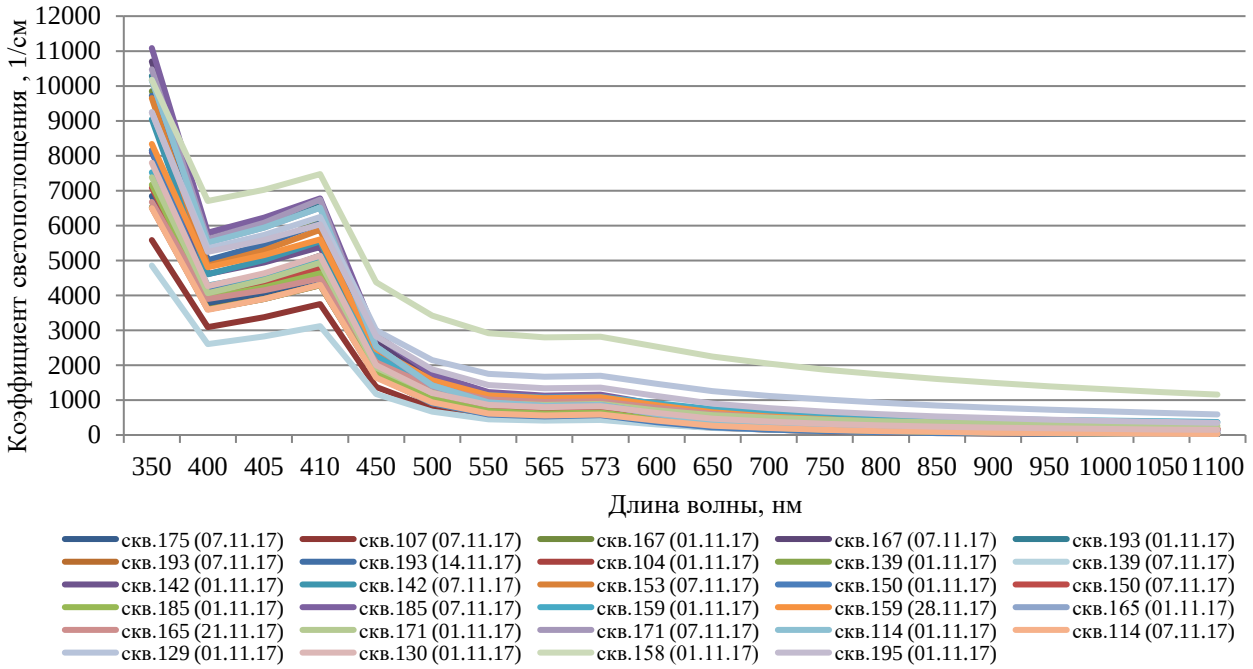


Рисунок 3.3.1 – Изменение коэффициента светопоглощения проб высоковязкой нефти Вишнево-Полянского месторождения

Как видно из рисунка 3.3.1 поглощение при длинах волн 410 нм и 573 нм указывает на наличие в исследуемых пробах нефти ванадиевых порфиринов и этиопорфиринов (химическая формула $C_{32}H_{36}N_4OV$) [39].

На основании коэффициента светопоглощения при длине волны 410 нм пробы высоковязкой нефти со скважин 167, 193, 107, 142, 165, 171, 114, 129, 158, 195 можно охарактеризовать большей концентрацией ванадиевых порфиринов по сравнению со средним значением по исследуемым пробам нефти Вишнево-Полянского месторождения.

Таблица 3.3.3 – Значения коэффициента светопоглощения и спектральных характеристик проб нефти со скважин Вишнево-Полянского месторождения

Номер скважины	Ксп (410 нм), 1/см	Высота пика, 1/см	Ксп (573 нм), 1/см	D465/D665	(D440D490)/ (D590D665)
167	6401	1122	895	5,57	0,29
193	5605	1488	759	6,47	0,21
175	3991	561	685	6,25	0,15
104	4302	625	629	5,41	0,14
107	5347	892	716	6,06	0,13
139	4121	695	541	5,89	0,10
142	5469	875	856	5,13	0,25
153	4729	853	576	6,75	0,12
150	5101	974	687	5,74	0,16
185	4272	676	801	4,94	0,24
159	4881	733	923	3,90	0,28
165	5497	743	1159	3,42	0,41
171	5393	981	771	5,41	0,20
114	5368	883	729	6,06	0,19
129	5965	833	1804	2,04	0,74
130	4648	862	671	4,87	0,16
158	6334	793	1812	2,73	0,89
195	5657	784	1187	3,95	0,46
Минимальное значение	3991	561	541	2,04	0,1
Максимальное значение	6401	1488	1812	6,8	0,9
Среднее значение	5171	854	900	5	0,3
Стандартное отклонение	722	208	373	1	0,2
Коэффициент вариации	0,14	0,24	0,41	0,26	0,76

Соотношение поглощений при длинах волн 465 нм и 665 нм изменяется от 2,04 до 6,8. По параметру D465/D665 пробы нефти со скважин 167, 193, 175, 104,

107, 139, 142, 153, 150, 171, 114 являются более «легкие» по сравнению с пробами нефти со скважин 185, 159, 165, 129, 130, 158, 195. В целом, исследуемую нефть можно охарактеризовать как нефть с высокой концентрацией тяжелых компонентов.

Параметр (D440D490)/(D590D665) для проб нефти Вишнево-Полянского месторождения менее 1, что может свидетельствовать о наличии ароматических углеводородов в исследуемых пробах высоковязкой нефти.

Результаты статистического анализа показали (табл. 3.3.3) однородность выборки данных величин коэффициента поглощения при длине волны 410 нм ($К_{сп}$), высоты пика и соотношения поглощений при длине волны 465 нм и 665 нм (D465/D665).

Параметр (D440D490)/(D590D665), коррелирующий с содержанием ароматических соединений в исследуемых пробах нефти характеризуется неоднородностью (коэффициент вариации составляет 0,76).

Выводы и рекомендации по главе 3

1. На основе хроматографических исследований установлена неоднородность высоковязкой нефти по концентрации высокомолекулярных компонентов C_{21}-C_{40} (коэффициент вариации до 1,36). Молекулярно-массовое распределения алканов образцов нефти характеризуется монотонным снижением концентрации углеводородов от н-C_{14} до н-C_{34} и существенно меньшей концентрацией, по сравнению со слабоизменёнными нефтями, лёгких гомологов. Таким образом, обоснована необходимость индивидуального подбора составов композиций для скважины или группы скважин при физико-химическом воздействии.

2. На основе реологических исследований установлена высокая вариабельность структурно-механических свойств нефти (коэффициент вариации

от 0,76 до 1,20). На основе выявления взаимосвязей характеристик реологического поведения со строением структурных образований и определения энергии активации вязкого течения (от 31,978 кДж/моль до 51,543 кДж/моль) определена устойчивость структурных образований нефти к внешнему сдвиговому и термическому воздействию, что обосновывает необходимость применения в условиях объекта физико-химических методов нефтеизвлечения.

3. Исследования оптических свойств высоковязкой нефти показало наличие в исследуемых пробах нефти ванадиевых порфиринов и этиопорфиринов (химическая формула $C_{32}H_{36}N_4OV$).

Параметр (D440D490)/(D590D665) для проб нефти Вишнево-Полянского месторождения менее 1, что может свидетельствовать о наличии ароматических углеводородов в исследуемых пробах высоковязкой нефти.

По параметру D465/D665 пробы нефти со скважин Вишнево-Полянского месторождения можно разделить на два вида: более «легкие» и более «тяжелые». В целом, исследуемую нефть можно охарактеризовать как нефть с высокой концентрацией тяжелых компонентов.

Глава 4. Обоснование применения ПАВ в технологиях ПАВ-полимерного воздействия для увеличения извлечения нефти в условиях высокой неоднородности пластовой системы

4.1 Экспериментальные исследования по оценке совместимости неионогенного и комплексного ПАВ с минерализованной водой Вишнево-Полянского месторождения

Установлено, что в зависимости от условий высокой микро- и макронеоднородности коллектора, состава и свойств нефти применение технологии ПАВ-полимерного воздействия может обеспечить вытеснение нефти из пор малого радиуса и вовлечь в разработку остаточную нефть. Эффект повышения нефтеизвлечения при этом будет обеспечен проявлением синергетического эффекта за счет выравнивания подвижности нефти и вытесняющего агента и снижения межфазного натяжения [128].

Одним из основных критериев применения ПАВ является их совместимость с минерализованной водой. Как известно, пластовая вода содержит большое количество хлоридов щелочно-земельных металлов (главным образом, кальция и магния). При использовании ее для заводнения рекомендуется применять неионогенные ПАВ, которые не вступают в химическое взаимодействие с солями щелочно-земельных металлов [15].

Проведены исследования совместимости различных типов ПАВ – неионогенного ПАВ (НПАВ), на примере оксиэтилированного моноалкилфенола, и катионсодержащего комплексного ПАВ (КПАВ), который представляет собой водно-спиртовой раствор смеси моноалкилфенилового эфира полиэтиленгликоля и алкилдиметилбензил хлорида, с пластовой минерализованной водой. Для приготовления растворов использовалась пресная вода и минерализованная вода плотностью 1,16 г/см^3, отобранная с КНС-2 Вишнево-Полянского месторождения.

Для исследования совместимости ПАВ с минерализованной водой в рамках проекта «Создание комплекса технологических решений для увеличения

нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть», уникальный идентификатор работ RFMEFI61017X0019 [83], была разработана методика 04-12-ФЦП 0019 – 06 МСП.

В соответствии с методикой растворы ПАВ – неионогенный ПАВ в минерализованной воде и катионсодержащий комплексный ПАВ в пресной воде - смешивались с минерализованной водой Вишнево-Полянского месторождения в соотношении 1:1 и выдерживались при комнатной температуре в течение 24 часов с последующим визуальным анализом и определением величины межфазного натяжения на границе с нефтью.

Таблица 4.1.1 – Результаты экспериментальных исследований по определению совместимости раствора ПАВ с минерализованной водой

Концентрация ПАВ в растворе, %	Помутнение раствора	Визуальный анализ раствора на наличие осадка	Межфазное натяжение, мН/м	Помутнение раствора	Визуальный анализ раствора на наличие осадка	Межфазное натяжение, мН/м
	Раствор неионогенного ПАВ на минерализованной воде + минерализованная вода			Раствор катионсодержащего комплексного ПАВ на пресной воде + минерализованная вода		
Без ПАВ	Помутнение незначительно	Осадок отсутствует	34,4	Раствор прозрачный	Осадок отсутствует	34,6
0,1	Помутнение незначительно	Осадок отсутствует	5,3	Раствор прозрачный	Осадок отсутствует	11,1
0,2	Помутнение незначительно	Осадок отсутствует	4,2	Раствор прозрачный	Осадок отсутствует	6,6
0,3	Помутнение незначительно	Осадок отсутствует	3,9	Раствор прозрачный	Осадок отсутствует	5,8
0,4	Помутнение незначительно	Осадок отсутствует	3,5	Раствор прозрачный	Осадок отсутствует	4,2
Среднее значение			4,23			6,93

При визуальном анализе раствора неионогенного ПАВ на минерализованной воде наблюдается незначительное помутнение раствора. При смешении раствора катионсодержащего комплексного ПАВ на пресной воде с минерализованной водой раствор прозрачный. В результате взаимодействия ПАВ с минерализованными водами осадок не образуется.

Применение НПАВ в присутствии минерализованной воды снижает межфазное натяжение интенсивнее, чем катионсодержаший комплексный ПАВ. Так при смешении с минерализованной водой раствора НПАВ концентрацией 0,1% значение межфазного натяжения снижается в 6,5 раз, для раствора катионсодержащего ПАВ – в 3 раза.

4.2 Экспериментальные исследования по обоснованию применения ПАВ для повышения эффективности добычи высоковязкой нефти в условиях высокой неоднородности коллектора

В работе [42] на основе термодинамического анализа сил, действующих на трехфазном контакте «масло - твердая поверхность-вода» на основе уравнений, определяющих количественную связь между физико-химическими свойствами нефтевытесняющего раствора, природой подложки и дополнительной механической работой $A_м$, необходимой для отмыва нефти с твердой поверхности в зависимости от поверхностных сил, выраженных через краевые углы смачивания и межфазные поверхностные натяжения:

$$\sum G = -\sigma_{12}(1-\cos\theta)S_2 + \sigma_{12}(S_2 + S_1 - S^K) = -G_а + G_A = -G_{CM}, \qquad (4.2.1)$$

где σ_{12} – коэффициент межфазного натяжения на границе вода-масло;

θ – краевой угол, измеренный в водной фазе;

S_1 – площадь внешней поверхности сегмента капли, находящейся на твердой подложке;

S_2 – площадь контакта капли масла с твердой поверхностью;

S^K – площадь поверхности капли масла в растворе.

Из формулы (4.2.1) видно, что поверхностное натяжение и размеры капель оказывают существенное влияние на процессы вытеснения. В зависимости от состава нефти, свойств поверхности коллектора и смачиваемости вытесняющей жидкостью диапазон изменения дополнительной работы, необходимой для отрыва (отмывания) нефти, может изменяться в сотни тысяч раз. Это послужило основой начала исследований, направленных на поиск высокоэффективных технологий увеличения извлечения высоковязкой нефти с использованием композиций, которые позволят регулировать свойства межфазных слоев.

В результате исследования состава нефти, проведенного с использованием хроматографа Shimadzu GC 2010 Plus, построено молекулярно-массовое распределение алканов (рис.4.2.1).

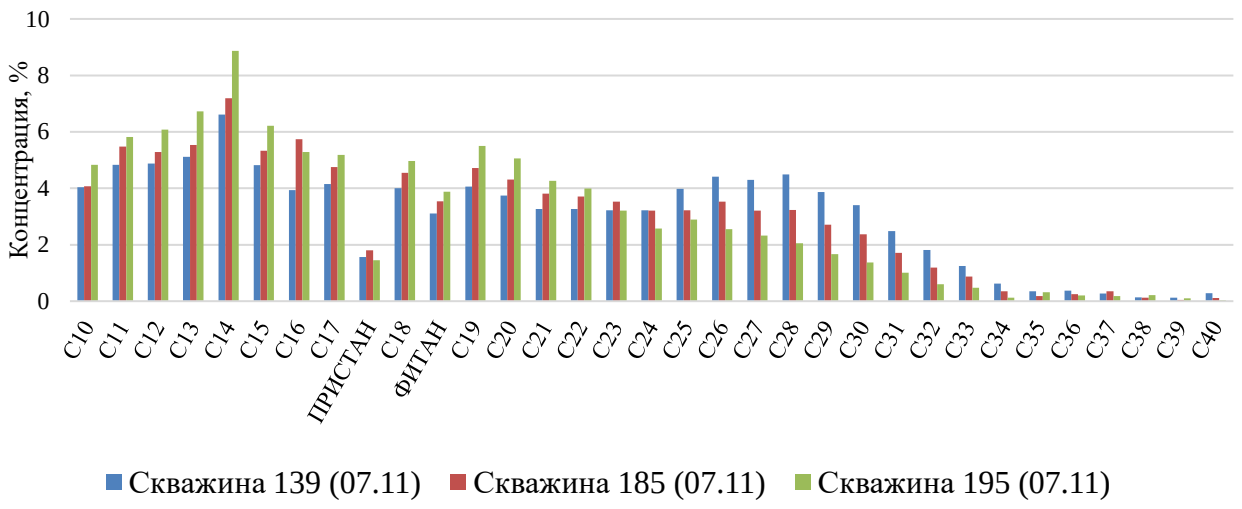


Рисунок 4.2.1 - Молекулярно-массовое распределение алканов проб высоковязкой нефти

Хроматограммы проб нефти со скважин 139, 185 и 195 имеют идентичный одномодальный тип молекулярно-массового распределения н-алканов с максимумом в низкомолекулярной области при н-C_{14}. Сравнительный анализ компонентного состава показал, что нефть со скважины 139 характеризуется большим значением концентрации по группе тяжелых углеводородов от C_{25} до C_{35}.

Для проведения исследований влияния ПАВ на изменение межфазного натяжения были приготовлены растворы неионогенного ПАВ в минерализованной воде и катионсодержащего комплексного ПАВ в пресной воде концентрацией 0,1-0,4%

Определение величины межфазного натяжения растворов ПАВ на границе с нефтью Вишнево-Полянского месторождения проводилось в соответствии с методикой 04-12-ФЦП 0019-07 ММФН [83] с применением тензиометра DataPhysics DCAT 11 EC при комнатной температуре и атмосферном давлении.

Технические характеристики прибора приведены в табл. 4.2.1.

Таблица 4.2.1 – Технические характеристики тензиометра DataPhysics DCAT 11EC

Наименование характеристики	Значение
Диапазон измерений поверхностного (межфазного) натяжения, мН/м	от 1 до 999
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений поверхностного (межфазного) натяжения, мН/м	±1,0
Диапазон измерения плотности, г/см^3	от 0,5 до 2,5
Скорость измерения, изм/с	до 50
Диапазон взвешивания	от 100 мкг до 210 г
Скорость передвижения образца	от 2 мкм/с до 60 мм/мин
Высота поднятия образца, мм	74
Габаритные размеры, мм	340x230x500
Вес, кг	23

Принцип действия прибора основан на методе измерения силы, необходимой для отрыва от границы раздела фаз металлического кольца, если в процессе измерения реализуется метод Дью-Нуи, или металлической пластины, если в процессе измерения реализуется метод Вильгельми, при помощи системы электромагнитной компенсации. Для проведения исследования использовался метод Вильгельми в связи с тем, что данный метод не требует введения поправок и измерение производится только за счет касания, без давления и перемешивания фаз [30].

За результат испытаний принималось среднеарифметическое значение трех определений величины межфазного натяжения на границе между нефтью, отобранной из различных скважин Вишнево-Полянского месторождения, и приготовленными растворами ПАВ различной концентрации.

Результаты исследований и оценка неоднородности изменения межфазного натяжения для различных проб нефти представлены в таблице 4.2.2.

Таблица 4.2.2 - Величина межфазного натяжения на границе с нефтью скважин Вишнево-Полянского месторождения

Параметр	Межфазное натяжение, мН/м				Коэффициент вариации по скважинам	Межфазное натяжение, мН/м			Коэффициент вариации по скважинам
	По скважине 139	По скважине 185	По скважине 195	Среднее значение по скважинам		По скважине 139	По скважине 185	Среднее значение по скважинам	
Без ПАВ	Минерализованная вода					Пресная вода			
	35,25	33,56	37,55	35,45	0,05	20,26	19,41	19,83	0,03
Концентрация ПАВ в растворе, %	Раствор неионогенного ПАВ в минерализованной воде					Раствор катионсодержащего комплексного ПАВ в пресной воде			
0,1%	5,7	2,55	3,04	3,76	0,39	1,06	2,17	1,61	0,38
0,2%	4,48	2,04	2,7	3,07	0,36	0,93	1,93	1,43	0,38
0,3%	3,64	1,2	1,93	2,26	0,48	0,7	1,89	1,3	0,50
0,4%	2,98	1,02	1,68	1,89	0,46	0,67	1,84	1,25	0,52

Как видно из таблицы 4.2.2, снижение межфазного натяжения на границе «раствор ПАВ-нефть» определяется как концентрацией и типом ПАВ, так и составом нефти. Поверхностное натяжение на границе «нефть – минерализованная вода» и «нефть-пресная вода» составляет 35,5 и 19,8 мН/м с коэффициентами вариации 0,05 и 0,03 соответственно, что свидетельствует о достаточно высокой однородности данной величины. Максимальная величина поверхностного натяжения на границе с минерализованной водой отмечена для проб нефти со скважины 195, имеющей наибольшую концентрацию углеводородов C_{10}-C_{22}.

Как видно из таблицы 4.2.2, по анализируемым скважинам в зависимости от состава проб нефти, диапазон изменения межфазного натяжения, который обеспечивается идентичным раствором ПАВ определенной концентрации, может отличаться в 1,5-2 раза, при отличии соотношения легких и тяжелых углеводородов, рассчитанных в соответствии с [86], на 25%.

Фундаментальным свойством ПАВ является их способность адсорбироваться на межфазных границах, которыми могут быть как границы «жидкость-жидкость» так и «твердое тело-жидкость». Однако, при адсорбции ПАВ на твердой поверхности могут быть их существенные потери, что обусловливает

не только снижение поверхностной активности вытесняющей жидкости, но и возможную гидрофобизацию поверхности коллектора, изменение его фильтрационных свойств и ухудшение подвижности нефти.

Исследования адсорбции неионогенного ПАВ и катионсодержащего комплексного ПАВ проводились на основе статических опытов, в которых использовались образцы дезинтегрированного керна Вишнево-Полянского месторождения в соответствии с методикой 04-12-ФЦП 0019-08МА [83].

Изотермы адсорбции на границе «водный раствор ПАВ-керн» строились на основе серии экспериментов по определению адсорбции из растворов с исходной концентрацией ПАВ 0,1; 0,2; 0,3; 0,4 % через 24 часа.

Оценка изменения концентрации проводилась спектрофотометрическим методом. При проведении экспериментов использовался спектрофотомер «Shimadzu UV-1800» с величинами абсолютной погрешности по шкале длины волны и коэффициенту пропускания ±0,3 нм и ±1% соответственно.

Таблица 4.2.3 – Технические характеристики спектрофотометра UV-1800

Наименование характеристики	Значение
Спектральный диапазон, нм	190…1100
Ширина спектральной полосы, не более, нм	1
Диапазон измерений спектральных коэффициентов пропускания, %	0…100%
Пределы допускаемых значений абсолютной погрешности по шкале длины волны, нм	±0,3
Пределы допускаемой абсолютной погрешности по коэффициенту пропускания, %	±1
Уровень шумов нулевого сигнала, е.о.п., не более	0,00005 (700 нм)
Потребляемая мощность, ВА	15
Габаритные размеры, мм	450x490x270
Вес, кг	15

Концентрация ПАВ определялась по изменению коэффициента светопоглощения раствора на основе калибровочной кривой, построенной для различных концентраций ПАВ, в соответствии с подходами, изложенными в [52].

Величина адсорбции определялась по зависимости:

$$\Gamma = \frac{(C_0 - C_c)V}{m} \qquad (4.2.2)$$

где C_0 – исходная концентрация ПАВ в растворе, г/л;

C_c – концентрация ПАВ в растворе (после адсорбции через 24 часа), г/л;

V – объем раствора, мл;

m – исходная масса кернового материала, г.

Результаты по определению адсорбции представлены на рисунке 4.2.2.

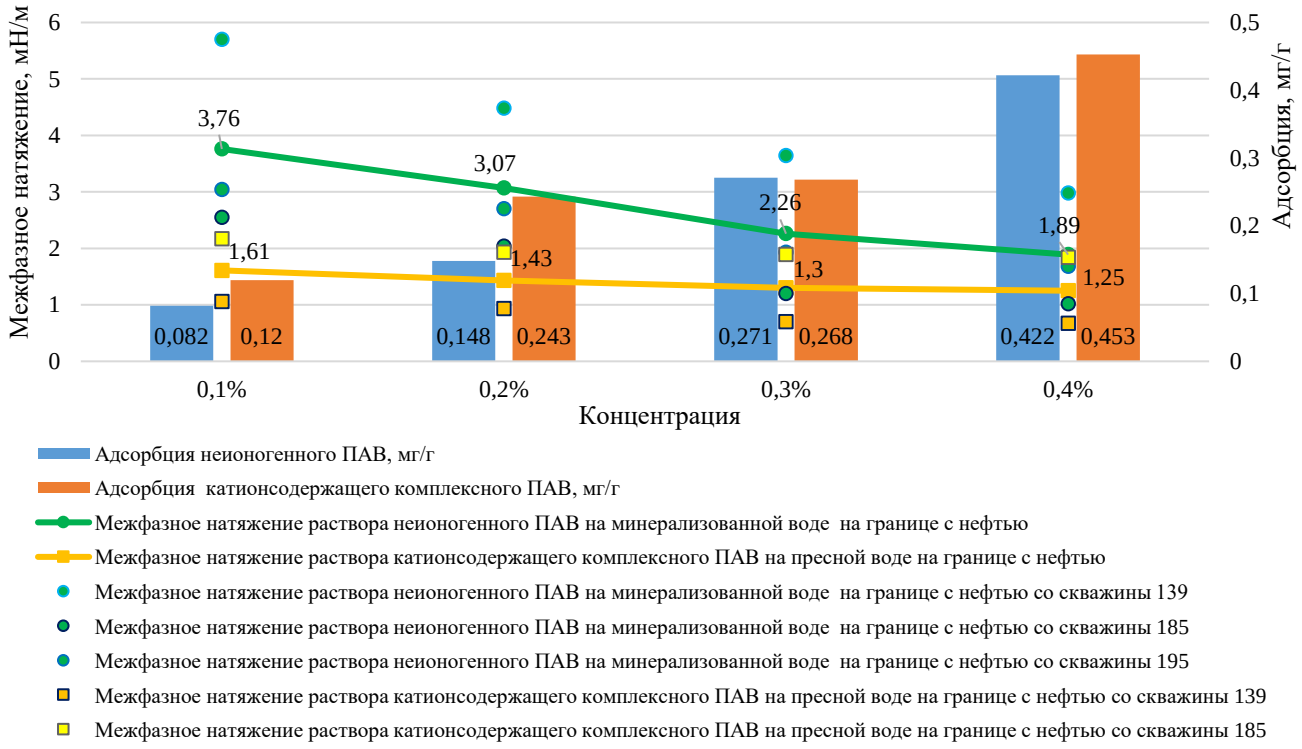


Рисунок 4.2.2 - Изотермы поверхностного натяжения и адсорбции растворов неионогенного ПАВ в минерализованной воде и комплексного ПАВ в пресной воде

Как видно из рисунка 4.2.2 при увеличении концентрации неионогенного ПАВ в растворе минерализованной воды от 0,1% до 0,4% происходит снижение межфазного натяжения на границе с нефтью от 3,76 мН/м до 1,89 мН/м. При этом отмечается излом кривой, что свидетельствует о начале ассоциации ПАВ. При использовании комплексного ПАВ увеличение концентрации ПАВ от 0,1 до 0,4 % не приводит к существенному снижению межфазного натяжения (на 22,4%), при этом адсорбция увеличивается более чем в 3,8 раза.

Для учета степени адсорбционных потерь может быть предложено использование комплексного параметра, характеризующего удельное снижение концентрации ПАВ в растворе вследствие адсорбции на твердой поверхности на единицу снижения поверхностного натяжения в заданном диапазоне увеличения концентраций.

$$К = \frac{\sigma_{c1} - \sigma_{c2}}{\Gamma_{c2} - \Gamma_{c1}} \quad (4.2.3)$$

где σc_1 - величина межфазного натяжения на границе с «нефть-раствор ПАВ концентрацией C_1, мН/м;

σc_2 - величина межфазного натяжение на границе «нефть-раствор ПАВ концентрацией C_2, мН/м;

Γ_{C2} – адсорбция на поверхности дезинтегрированного керна при концентрации C_2 (после 24 часов), мг/г;

Γ_{C1} – адсорбция при концентрации C_1 (после 24 часов), мг/г.

Параметр *К* применим для проведения сравнительной экспресс-оценки конкретных исследуемых ПАВ с учетом свойств нефти и типа коллектора.

В соответствии с формулой (4.2.3) определены величины комплексного параметра *К* для раствора неионогенного ПАВ на минерализованной воде, который составляет 5,5 и для раствора катионсодержащего комплексного ПАВ на пресной воде – 1,1. При расчете учитывалось изменение межфазного натяжения и адсорбции в диапазоне концентраций от 0,1 до 0,4% за 24 часа.

Таким образом, для повышения успешности физико-химического воздействия при добыче высоковязкой нефти предложен алгоритм исследований и комплексный параметр, обеспечивающий оперативный и адресный выбор ПАВ в условиях конкретной скважины или участка.

4.3 Определение термостабильности ПАВ

В ходе реализации процесса воздействия необходимо учитывать влияние температуры на свойства ПАВ. Исследования по определению термостабильности ПАВ проводились в соответствии с разработанной методикой №04-12-ФЦП 0019 – 09 МПТ [83]. Сущность метода заключается в определении температуры помутнения раствора ПАВ [127] и изменении фазового поведения раствора ПАВ (образование осадка и расслоение) при выдерживании при комнатной температуре в течение 24 часов и при температуре 40^0С в течение 2 часов по отношению к контрольному образцу (без добавления ПАВ).

Термическому воздействию подвергались растворы неионогенного ПАВ (НПАВ) концентрацией 0,5% и катионсодержащего комплексного ПАВ (КПАВ) концентрацией 0,5% в дистиллированной, минерализованной и пресной водах.

Определены температуры помутнения и оценены изменения фазового подведения исследуемых растворов ПАВ. Результаты исследований приведены в таблице 4.3.1.

Таблица 4.3.1 - Результаты экспериментальных исследований по определению термостабильности ПАВ

Раствора	Температура помутнения, ^{0}С	Визуальная оценка фазового поведения	
		При комнатной температуре (24 часа)	При температуре 40 ^{0}С (2 часа)
Раствор НПАВ на дистиллированной воде	84,67	Осадок отсутствует, раствор не расслаивается	Осадок отсутствует, раствор не расслаивается
Раствор НПАВ на минерализованной воде	36,33	Осадок отсутствует, раствор не расслаивается	Осадок отсутствует, раствор не расслаивается
Раствор КПАВ на дистиллированной воде	65,67	Осадок отсутствует, раствор не расслаивается	Осадок отсутствует, раствор не расслаивается
Раствор КПАВ на пресной воде	66,67	Осадок отсутствует, раствор не расслаивается	Осадок отсутствует, раствор не расслаивается

В результате исследований установлено, что на температуру помутнения оказывает влияние не только ПАВ, но и вода, на которой приготовлен раствор.

Исследуемые типы ПАВ применимы в условиях Вишнево-Полянского месторождения, так как начальная пластовая температура составляет 25^0С.

4.4 Результаты исследования физико-химических и технологических свойств полимеров

Для входного контроля проведены исследования по определению молекулярной массы полимеров в соответствии с методикой №04-12-ФЦП 0019-01ММ и степени гидролиза в соответствии с методикой №04-12-ФЦП 0019-02МГ [83].

Степень гидролиза полимера – содержание звеньев акрилата натрия в макромолекулах гидролизованного ПАА.

Таблица 4.4.1 – Результаты определения молекулярной массы и степени гидролиза полимеров

Показатель	ПАА	TRUSTIN	UTS AO11	РУСФЛОК	FP-307
Молекулярная масса, г/моль	6 165 950	7 244 369	12 589 254	11 481 536	1 778 279
Степень гидролиза, %	8,65	7,5	5,2	8,9	8,5

Таким образом, молекулярная масса и степень гидролиза полимера ПАА соответствует техническим условиям ТУ 2458-024-14023401-2012.

Для оценки соответствия полимерных растворов ТТУ проводились определения динамической вязкости полимеров в соответствии с методикой №04-12-ФЦП-0019-03 МРП [83]. Результаты приведены в таблице 4.4.2.

Таблица 4.4.2 – Значения динамической вязкости полимеров

Состав	Динамическая вязкость, мПа·с		
	по ТТУ (не менее)	Вискозиметр	
		ВПЖ-2	Rheotest RN4.1
1	2	3	4
0,3% раствор ПАА на основе пресной воды	10	15,5	-
0,3% раствор ПАА на основе сточной воды с плотностью 1,09 г/см^3	7	10,9	-

Продолжение таблицы 4.4.2

1	2	3	4
0,2% раствор биополимера на основе пресной воды	13	18,2	-
1,0% раствор биополимера на основе пресной воды, измеренный на ротационном вискозиметре при скорости сдвига 6,5 $с^{-1}$	3000	-	4006,9

Из таблицы 4.4.2 видно, что динамическая вязкость исследуемых полимеров удовлетворяет ТТУ.

Скрин-фактор – характеристика раствора полимера, определяемая на скрин-вискозиметре, численно равная отношению времени истечения объема раствора полимера ко времени истечения такого же объема воды.

Для приготовления растворов полимеров использовались пресная вода и минерализованная вода плотностью 1,16 г/см^3, отобранная с КНС-2 Вишнево-Полянского месторождения. Результаты расчета по определению скрин-фактора раствора полимера ПАА сразу после приготовления и по истечению 10, 20 и 30 суток приведены в таблице 4.4.3.

Таблица 4.4.3 – Результаты измерения скрин-фактора полимерного раствора ПАА

Массовая доля ПАА(%)	Время-сутки	$t_р$ ($t_в$=5,5; ρ=1,0 кг/см^3)	Скрин-фактор S	$t_р$ ($t_в$=6,2; ρ=1,09 кг/см^3)	Скрин-фактор S	$t_р$ ($t_в$=6,8; ρ=1,164 кг/см^3)	Скрин-фактор S
0,1	0	148,5	27	125,86	20,3	112,2	16,5
	10	136,4	24,8	115,32	18,6	108,12	15,9
	20	124,85	22,7	110,36	17,8	97,24	14,3
	30	110,55	20,1	100,44	16,2	93,16	13,7

Из таблицы 4.4.3 видно, что значение скрин-фактора раствора ПАА удовлетворяет ТТУ.

Таким образом, исследуемые полимерные растворы ПАА и биополимера удовлетворят требованиям ТУ и ТТУ ПАО «Татнефть».

4.5 Реологические исследования полимерных растворов

Для оценки реологических свойств полимеров проведены реологические исследования полимерных растворов на минерализованной и пресной воде.

Исследования проводились с использованием ротационного вискозиметра Rheotest RN4.1, оборудованный термостатом с точностью поддержания температуры +0,1◦С, в интервале скорости сдвига от 0 до 700 $с^{-1}$ в соответствии с методикой №04-12-ФЦП 0019 – 16 МРН [83]. Результаты приведены на рисунках 4.5.1, 4.5.2.

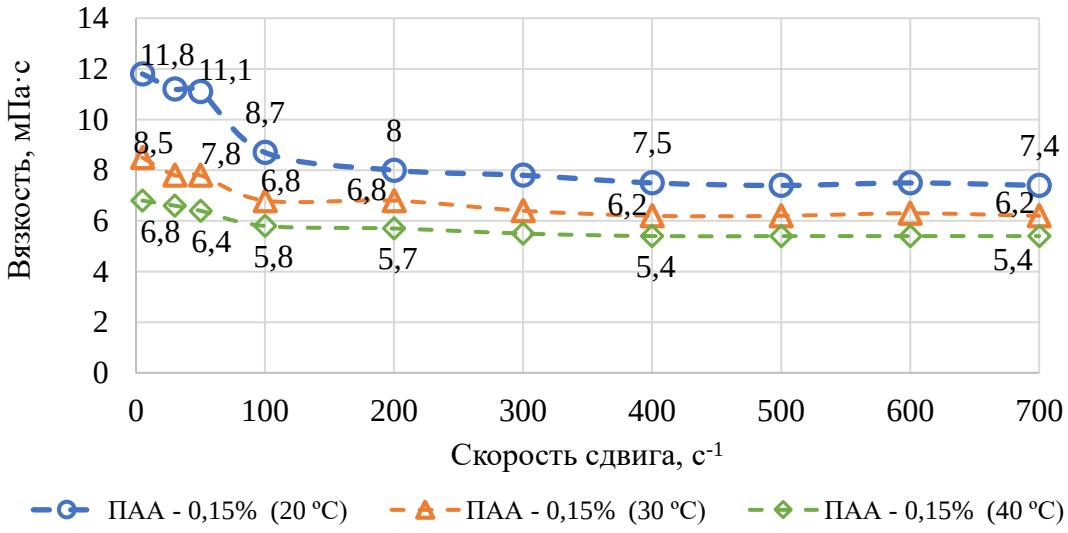


Рисунок 4.5.1 – Изменение динамической вязкости полимерных растворов в минерализованной воде при температуре 20-40 ^{0}С

Как видно из рисунка 4.5.1 с увеличением температуры до 40^{0}С происходит снижение вязкости на 28%, при дальнейшем увеличении температуры – на 20%. Увеличение градиента скорости приводит к уменьшению доли снижения вязкости: при увеличении температуры до 30^{0}С вязкость снижается на 16,2%, при увеличении до 40^{0}С – на 12,9%.

Как видно из рисунка 4.5.2 также происходит снижение вязкости при увеличении температуры, однако стоит отметить что для биополимера влияние

температуры не так значительно: при малых скоростях сдвига при увеличении температуры до 30^{0}С вязкость снижается на 2,8%, при увеличении до 40^{0}С – на 15%.

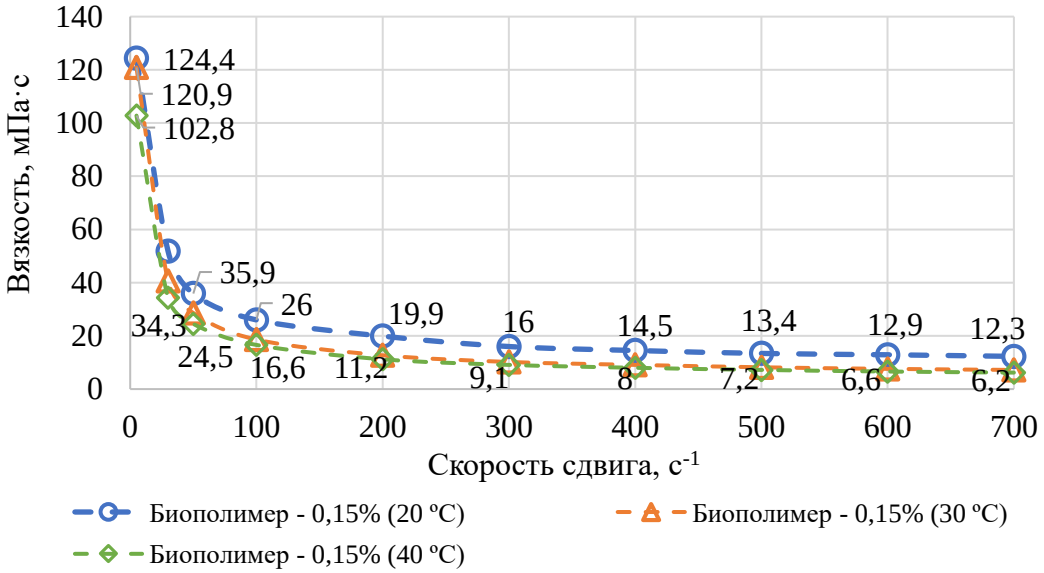


Рисунок 4.5.2 – Изменение динамической вязкости полимерных растворов в пресной воде при температуре 20-40 ^{0}С

В интервале скорости сдвига от 0 до 50 с$^{-1}$ значение вязкости раствора биополимера в пресной воде превышает значение вязкости раствора ПАА в сточной воде более чем в 7,3 раза.

Таким образом, выявлено, что ПАА обладает меньшей чувствительностью к скорости сдвига, но более чувствителен к температурному воздействию.

Для биополимера существенное изменение вязкости характерно для скорости сдвига от 0 до 100 с$^{-1}$ в среднем 5,8 раз, абсолютное значение составляет в среднем 10,7 мПа·с.

Также стоит отметить, что при увеличении температуры от 20 до 30^{0}С для биополимера выявлено значительное изменение вязкости, но при повышении температуры свыше 30^{0}С биополимер проявляет высокую устойчивость не зависимо от скорости сдвига.

Для проведения сравнительной оценки влияния факторов на свойства полимеров предложен коэффициент $К_{DT}$, который определяется по формуле (4.5.1):

$$К_{DT} = К_D \cdot К_T \quad (4.5.1)$$

где K_D – коэффициент, учитывающий чувствительность к сдвиговому воздействию. Определяется по формуле (4.5.2).

K_T – коэффициент, учитывающий чувствительность к температурному воздействию. Определяется по формуле (4.5.3).

$$К_D = \frac{\triangle \mu}{\triangle D} \quad (4.5.2)$$

где $\triangle \mu$ – изменение вязкости в исследуемом интервале градиентов скорости.

$\triangle D$ – интервал изменения градиентов скорости.

$$К_Т = \frac{\triangle \mu}{\triangle Т} \quad (4.5.3)$$

где $\triangle \mu$ – изменение вязкости в исследуемом интервале температур.

$\triangle$ Т – изменение температуры относительно стандартной температуры 20^0С.

Проведен расчет по определению коэффициента К для скорости сдвига от 0 до 200 $с^{-1}$ в соответствии с формулами 4.5.1 – 4.5.3.

Для раствора ПАА в сточной воде K_D составляет 0,011, K_T составляет 0,195. Путем перемножения полученных значений получаем K_{DT} =0,0022.

Для раствора биополимера в пресной воде K_D составляет 0,520, K_T составляет 0,686. Путем перемножения полученных значений получаем K_{DT}=0,357.

В соответствии с полученными значениями коэффициентов K_{DT} следует, что ПАА менее подвержен сдвиговому воздействию и влиянию температуры.

4.6 Реологические исследования ПАВ-полимерных композиций

Для оценки влияния добавления ПАВ на реологические свойства композиции проведены исследования составов на минерализованной и пресной воде.

Таблица 4.6.1 – Исследуемые составы на пресной и минерализованной воде

Состав	Тип воды
ПАА – 0,15%	Минерализованная
ПАА-0,15%, НПАВ – 0,4%	
ПАА-0,15%, НПАВ – 0,4%; ИПС – 1%	
ПАА-0,15%, НПАВ – 0,4%; ИПС – 1%	Пресная
Биополимер – 0,15%	
Биополимер – 0,15%; КПАВ-0,4%	
Биополимер – 0,15%; КПАВ-0,4%; бактерицид – 0,1%	

Использование изопропилового спирта (ИПС) в исследуемых композициях способствует предотвращению образования гелеобразных микроэмульсий и улучшению совместимости неионогенного ПАВ и полимера ПАА в растворе.

Применение биополимера с бактерицидом в составе ПАВ-полимерных композиций способствует предотвращению биоразложения используемого полимера.

Исследования реологических свойств ПАВ-полимерных композиций проводились с использованием ротационного вискозиметра Rheotest RN4.1, оборудованный термостатом с точностью поддержания температуры +0,1◦С в соответствии с методикой №04-12-ФЦП 0019 – 16 МРН [83]. Результаты приведены на рисунках 4.6.1 - 4.6.3.

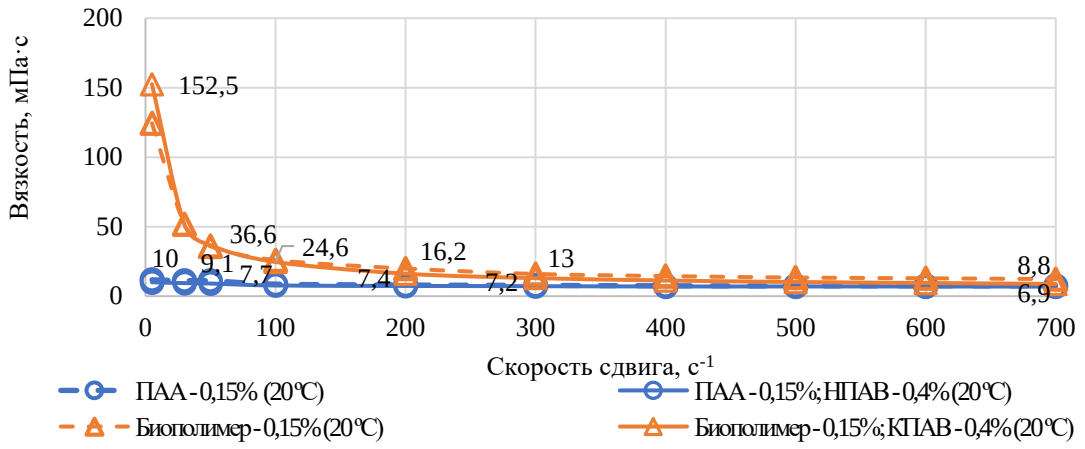


Рисунок 4.6.1 – Изменение динамической вязкости составов на минерализованной и пресной воде при температуре 20^{0}С

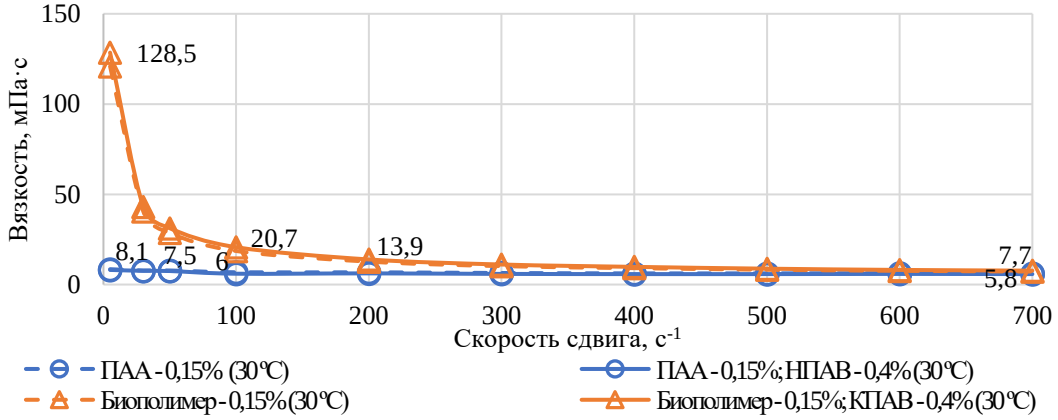


Рисунок 4.6.2 – Изменение динамической вязкости составов на минерализованной и пресной воде при температуре 30^{0}С

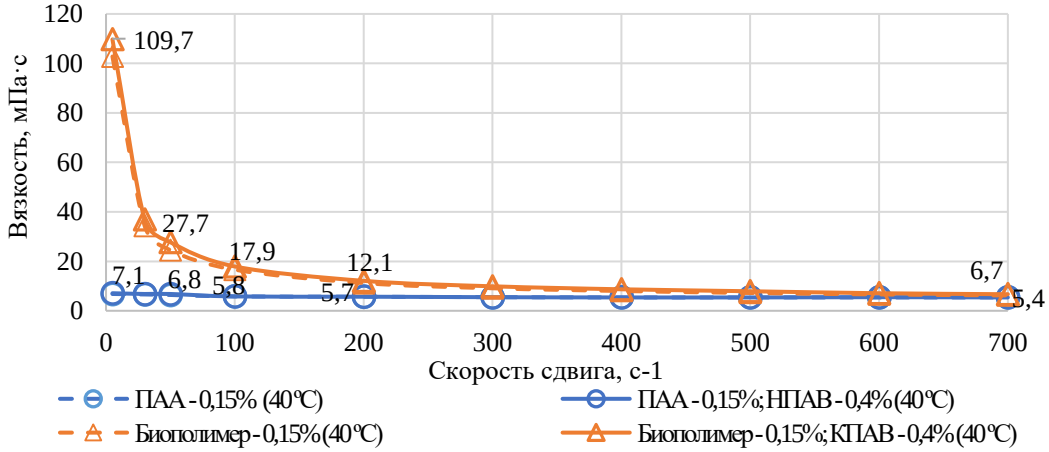


Рисунок 4.6.3 – Изменение динамической вязкости составов на минерализованной и пресной воде при температуре 40^{0}С

Как видно из рисунков 4.6.1 – 4.6.3 добавление ПАВ оказывает несущественное влияние на величину вязкости состава.

Проведены исследования реологических свойств композиций на пресной и минерализованной воде при температурах от 20 до 40^{0}С. (рис.4.6.4 – 4.6.6).

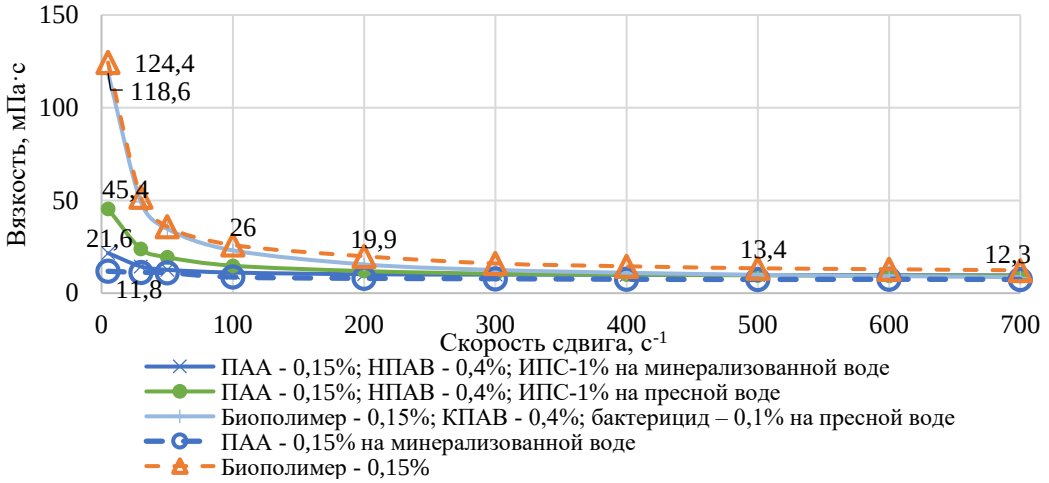


Рисунок 4.6.4 - Изменение динамической вязкости композиций от скорости сдвига при температуре 20^{0}С

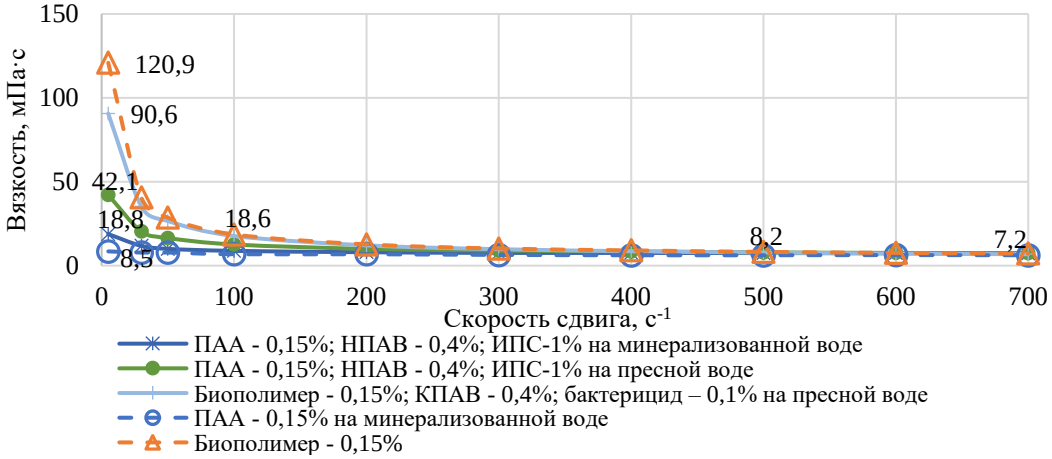


Рисунок 4.6.5 - Изменение динамической вязкости композиций от скорости сдвига при температуре 30^{0}С

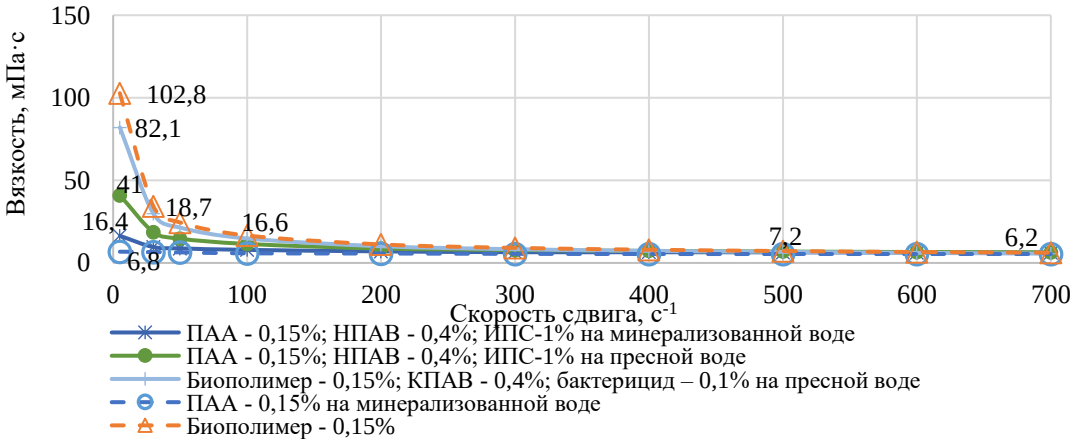


Рисунок 4.6.6 - Изменение динамической вязкости композиций от скорости сдвига при температуре 40^{0}С

Как видно из рисунков 4.6.4-4.6.6 тип воды, на которой приготовлен состав оказывает незначительное влияние на величину вязкости композиций. Так, при температуре 20^{0}С и малых скоростях сдвига разница составляет 46,1%, при дальнейшем увеличении температуры до 40^{0}С разница увеличивается до 54,3%. С

увеличением скорости сдвига до 700 $с^{-1}$ происходит снижение разницы между вязкостями композиций, приготовленных на сточной и пресной воде, до 2,2%.

В соответствии с формулами 4.5.1 – 4.5.3 определены значения коэффициентов, учитывающих чувствительность к сдвиговому и температурному воздействиям, а также комплексного параметра K_{DT} (табл. 4.6.2).

Таблица 4.6.2 – Результаты расчета коэффициентов, учитывающих чувствительность к сдвиговому ($K_{D)}$ и температурному ($K_{T)}$ воздействия и комплексного параметра К

Состав	$K_{D,}$ ед.	K_T, ед.	K_{DT}, ед.
ПАА-0,15%, неионогенный ПАВ (НПАВ) – 0,4% на минерализованной воде	0,01	0,114	0,0012
ПАА-0,15%, неионогенный ПАВ (НПАВ) – 0,4%; ИПС – 1% на минерализованной воде	0,054	0,202	0,011
ПАА-0,15%, неионогенный ПАВ (НПАВ) – 0,4%; ИПС – 1% на пресной воде	0,167	0,208	0,035
Биополимер – 0,15%; катионсодержащий комплексный ПАВ (КПАВ)-0,4% на пресной воде	0,596	0,771	0,459
Биополимер – 0,15%; катионсодержащий комплексный ПАВ (КПАВ)-0,4%; бактерицид – 0,1% на пресной воде	0,434	0,828	0,359

Как видно из таблицы 4.6.2 в соответствии со значением комплексного параметра K_{DT} композиций составы с ПАА менее подвержены сдвиговому воздействию и влиянию температуры.

4.7 Определение дисперсности эмульсии при применении ПАВ и ПАВ-полимерных композиций

Определение дисперсности проб эмульсии до и после добавления ПАВ проводились в соответствии с методикой №04-12-ФЦП 0019 – 11 МДС [83].

С целью проведения исследований подготавливалась искусственная эмульсия. В качестве углеводородной фазы использовалась нефть Вишнево-Полянского месторождения, в качестве водной – минерализованная вода, плотностью 1,16 г/см^3 Вишнево-Полянского месторождения. При помощи лабораторной мешалки эмульсия готовилась с начальным водосодержанием 30%, 50%, 70% и 90%. До начала опытов приготовленная эмульсия искусственно состаривалась в течение 1 часа.

Для проведения исследований использовался микроскоп Leica DM 750 P и комплекс аппаратно-программного анализа изображений NEXSYS Image Expert. Фиксировалась структура эмульсии (мелкодисперсная – размер капель воды 0,2-20 мкм, среднедисперсная – размер капель воды 20-50 мкм и грубодисперсная – размер капель воды более 50 мкм) и процентное соотношение глобул различной структуры в исследуемом образце.

Таблица 4.7.1 – Технические характеристики микроскопа Leica DM 750

Параметр	Характеристика
Работы в светлом поле	проходящем свете
Управление	правостороннее
Аббе конденсор	0,9 Dry/ 1.25 Oil
Объективы ахроматические	Plan 4x, 10x, 40x, 100x Oil
Окуляры встроенные, мм	10x/18
Бинокулярный тубус	EZ

Предварительно исследовалась структура эмульсии во времени (30, 60, 90 и 120 минут) при добавлении неионогенного ПАВ и катионсодержащего комплексного ПАВ концентрацией от 0,2% до 0,5%

При использовании неионогенного ПАВ концентрацией 0,2% в исследуемых пробах эмульсии различного водосодержания (30%, 50%, 70% и 90%) преобладают мелкодисперсные глобулы (от 16% до 100%). Для катионсодержащего комплексного ПАВ концентрацией 0,2% также преобладает доля мелкодисперсных глобул (от 57,1% до 100%).

С увеличением концентрации до 0,3% доля мелкодисперных глобул в эмульсии изменяется при добавлении неионогенного ПАВ от 57,7% до 100%, при добавлении комплексного ПАВ – от 91,7% до 100%.

При концентрации ПАВ равной 0,4% доля мелкодисперсных глобул изменяется при добавлении НПАВ от 75,9% до 100%, при добавлении комплексного ПАВ – от 76,9% до 100%. Результаты при водосодержании 50% приведены на рисунках 4.7.1 – 4.7.2.

При концентрации 0,5% ПАВ доля мелкодисперсных глобул изменяется при добавлении НПАВ от 62,9% до 100%, при добавлении комплексного ПАВ – от 62,3% до 100%.

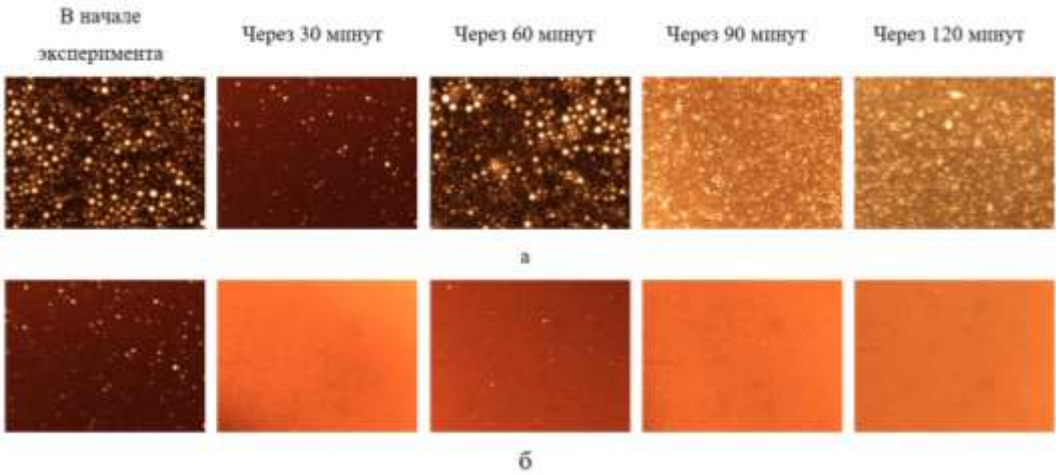


Рисунок 4.7.1 – Микрофотографии эмульсии (водосодержание 50%) без катионсодержащего комплексного ПАВ (контрольная проба) (а); с катионсодержащим комплексным ПАВ концентрацией 0,4% (б)

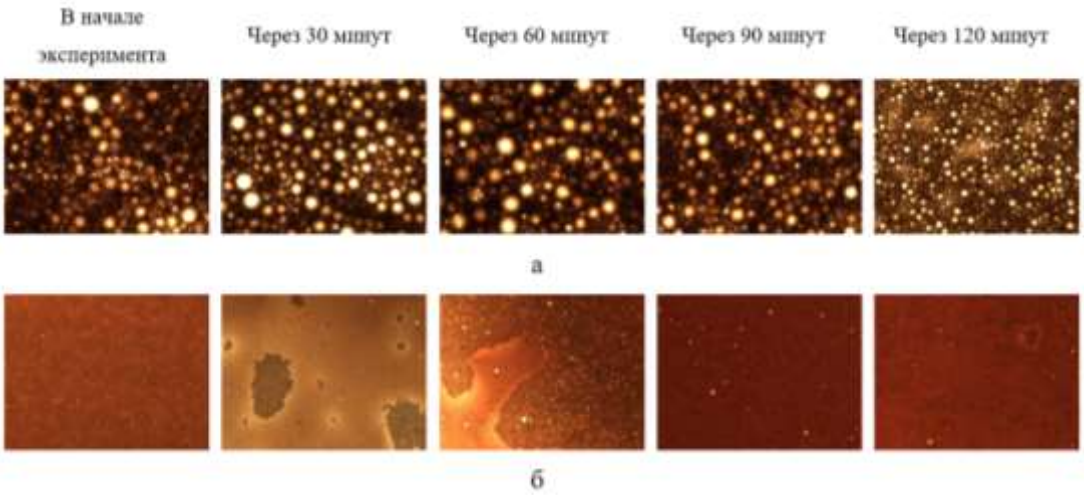


Рисунок 4.7.2 – Микрофотографии эмульсии (водосодержание 50%) без неионогенного ПАВ (контрольная проба) (а); с добавлением неионогенного ПАВ концентрацией 0,4% (б)

Для проведения экспериментов с использованием композиций на минерализованной и пресной воде использовалась модельная эмульсия (объемное соотношений водной и нефтяной фаз составило 1:1).

Результаты по композициям представлены на рисунке 4.7.3.

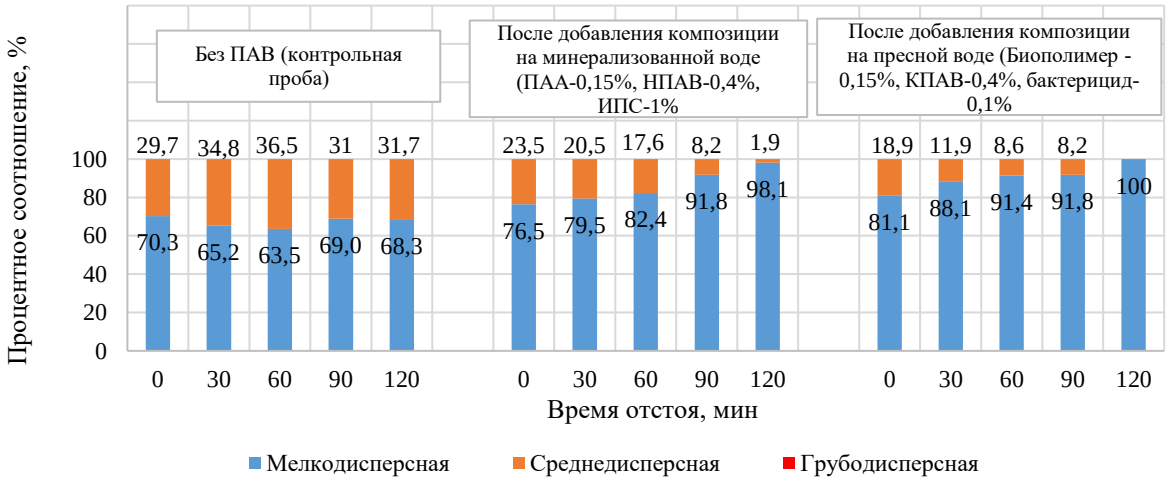


Рисунок 4.7.3 – Процентное соотношение дисперсности эмульсии контрольной пробы и после добавления композиций на минерализованной и пресной воде

Как видно из рисунка 4.7.3 добавление композиций приводит к увеличению дисперсности, что способствует вытеснению глобул нефти из пор соответствующих размеров.

4.8 Исследование влияния ПАВ-полимерных композиций на коллоидную устойчивость нефти

Изучение влияния ПАВ-полимерных композиций на коллоидную устойчивость нефти проводилось на основании результатов оптических методов исследования. Оптические методы исследования выполнялись с использованием спектрофотометра Shimadzu UV-1800, работающего в ближней инфракрасной, ближней ультрафиолетовой и видимой области спектра.

Исследования выполнены в соответствии с методикой 04-12-ФЦП 0019 - 12 МКУН [83]. На спектрофотометре проводилась съемка верхнего и нижнего слоя пробы нефти после взаимодействия с ПАВ-полимерными композициями, концентрация которых варьировалась от 2 до 14% с шагом 2%. Результаты приведены в таблицах 4.8.1, 4.8.2.

С использованием спектрофотометра Shimadzu UV-1800 проведена качественная оценка и проанализированы такие параметры, как коэффициент светопоглощения при 410 нм, коррелирующий с содержанием ванадиевых порфиринов, коэффициент светопоглощения при 540 нм, характеризующий содержание хромофорных соединений, соотношение поглощения при 465 нм к поглощению при 665 нм (D465/D665), характеризующее тип нефти по плотности.

Для оценки влияния разработанных композиций на коллоидную устойчивость нефти определялся коэффициент коллоидной устойчивости нефти [167] по формуле (4.8.1):

$$К_{410} = \frac{К_{сп\ ВС}}{К_{сп\ НС}} \qquad (4.8.1)$$

где $К_{сп\ ВС}$ – коэффициент светопоглощения верхнего слоя пробы нефти при длине волны 410 нм.

$К_{сп\ НС}$ – коэффициент светопоглощения нижнего слоя пробы нефти при длине волны 410 нм.

Как видно из таблиц 4.8.1,4.8.2 коэффициенты коллоидной устойчивости при взаимодействии с композициями близки к 1, что свидетельствует об устойчивости высоковязкой нефти и об отсутствии выпадения асфальтенов в исследуемых пробах.

Для комплексной оценки разработанных композиций рассчитан коэффициент ($К_{ко}$), представляющий собой произведение коэффициента K_{DT}, рассчитываемого по формуле 4.5.1 и коэффициента устойчивости, рассчитываемого по формуле 4.8.1. Результаты представлены в таблицах 4.8.1, 4.8.2.

Таблица 4.8.1 – Показания оптических характеристик нефти Вишнево-Полянского месторождения после взаимодействия с композицией на сточной воде (ПАА-0,15%, НПАВ-0,4%, ИПС-1%)

Показатель	Значения показателей												
	Скважина 159								Скважина 185				
	Контрольная проба	2% композиции	4% композиции	6% композиции	8% композиции	10% композиции	12% композиции	14% композиции	Контрольная проба	2% композиции	8% композиции	12% композиции	14% композиции
Оптические показатели верхнего слоя													
Ксп при 410 нм, 1/см	8223	7357	7332	8240	8454	8781	7311	8419	2428	4433	3934	6565	7084
Ксп при 540 нм, 1/см	1367	1226	1220	1404	1417	1488	1229	1436	575	929	707	1113	1214
Ксп при 630 нм, 1/см	613	552	548	638	637	672	550	649	355	512	349	512	570
D465/D670	5,91	5,86	5,84	5,72	5,87	5,8	5,9	5,81	3,1	3,92	4,87	5,56	5,4
Оптические показатели нижнего слоя													
Ксп при 410 нм, 1/см	8007	7989	7095	8454	7895	9153	7079	7858	7046	5541	6451	6648	7090
Ксп при 540 нм, 1/см	1373	1336	1178	1400	1336	1526	1198	1341	1649	1239	1152	1126	1229
Ксп при 630 нм, 1/см	638	606	529	627	606	687	541	609	1000	728	564	521	583
D465/D670	5,49	5,78	5,84	5,89	5,76	5,84	5,82	5,77	3,21	3,42	4,95	5,53	5,34
$К_{410}$	1,0	0,9	1,0	1,0	1,1	1,0	1,0	1,1	0,3	0,8	0,6	1,0	1,0
Кко	-	0,010	0,011	0,011	0,012	0,011	0,011	0,012	-	0,009	0,007	0,011	0,011

Таблица 4.8.2 – Показания оптических характеристик нефти Вишнево-Полянского месторождения после взаимодействия с композицией на пресной воде (Биополимер-0,15%, КПАВ-0,4%, бактерицид – 0,1%)

Показатель	Значения показателей															
	Скважина 159								Скважина 185							
	Контрольная проба	2% композиции	4% композиции	6% композиции	8% композиции	10% композиции	12% композиции	14% композиции	Контрольная проба	2% композиции	4% композиции	6% композиции	8% композиции	10% композиции	12% композиции	14% композиции
Оптические показатели верхнего слоя																
Ксп при 410 нм, 1/см	7643	6678	7984	7485	7455	7068	6487	7637	2428	6803	7595	7386	6289	8884	9277	6946
Ксп при 540 нм, 1/см	1269	1100	1311	1255	1216	1144	1078	1274	575	1201	1824	1552	1340	1946	1811	1498
Ксп при 630 нм, 1/см	568	495	580	571	537	502	488	582	355	571	1129	884	785	1138	972	856
D465/D670	5,9	5,87	6,08	5,72	6,1	6,18	5,8	5,71	3,1	5,25	3,07	3,83	3,65	3,57	4,36	3,63
Оптические показатели нижнего слоя																
Ксп при 410 нм, 1/см	8243	5943	7528	7720	8119	8413	6590	6891	7046	8025	7773	7288	5817	7577	6980	7150
Ксп при 540 нм, 1/см	1385	966	1233	1278	1337	1390	1077	1136	1649	2027	1802	1696	1233	1593	1520	1695
Ксп при 630 нм, 1/см	622	429	546	577	598	623	479	511	1000	1301	1084	1049	713	911	873	1051
D465/D670	5,87	6,07	6,07	5,82	5,93	5,92	5,97	5,87	3,21	2,86	3,26	3,22	3,68	3,8	3,58	3,08
$К_{410}$	0,9	1,1	1,1	1,0	0,9	0,8	1,0	1,1	0,3	0,8	1,0	1,0	1,1	1,2	1,3	1,0
Кко	-	0,4	0,4	0,3	0,3	0,3	0,4	0,4	-	0,3	0,4	0,4	0,4	0,4	0,5	0,3

На основе оптических исследований установлено, что ПАВ-полимерные композиции на минерализованной и пресной воде не оказывают значительного влияния на коллоидную устойчивость добываемой нефти (коэффициент коллоидной устойчивости изменяется от 0,8 до 1,3).

В результате проведенных исследований расширенного перечня параметров пластовой системы предложен первичный скрининг условий применимости разработанных ПАВ—полимерных композиций.

Таблица 4.8.3 – Первичный скрининг условий применимости разработанных ПАВ-полимерных композиций

Параметр	Значение
Объект воздействия	Терригенный коллектор тульского и бобриковского горизонтов
Радиус пор коллектора, мкм	10-700
Коэффициента пористости, д.ед.	0,088-0,365
Коэффициент проницаемости, 10^{-3} мкм^2	8,8-3320
Коэффициент нефтенасыщенности, д.ед.	0,337-0,975
Вязкость пластовой нефти, мПа·с	до 160
Плотность пластовой нефти, кг/м^3	900-920
Общая минерализация пластовой воды, г/дм^3	до 8000
Тип пластовой воды (по В.А. Сулину)	Хлоркальциевый
Энергия активации вязкого течения, кДж/моль	30 - 55
Межфазное натяжение раствора неионогенного ПАВ в минерализованной воде на границе с нефтью (концентрация ПАВ в растворе 0,1-0,4% масс.), мН/м	1-6
Межфазное натяжение раствора катионсодержащего комплексного ПАВ в пресной воде на границе с нефтью (концентрация ПАВ в растворе 0,1-0,4% масс.), мН/м	0,5-3

Данные критерии могут быть использованы для обоснования применения ПАВ-полимерных композиций при проектировании разработки объектов, характеризующихся схожими условиями.

4.9 Результаты фильтрационных исследований ПАВ-полимерных композиций

Для определения коэффициента вытеснения и обоснования применения разработанных ПАВ-полимерных композиций в условиях Вишнево-Полянского месторождения с целью добычи трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти проводились фильтрационные исследования [83].

При проведении фильтрационных исследований использовались образцы кернового материала цилиндрической формы диаметром (30±0,5) мм, длиной (40±0,5) мм, высверленные из нефтенысыщенной породы бобриковского горизонта. Предварительно образцы экстрагированием очищались от углеводородов спирто-бензольной смесью на аппарате Сокслетта, промывались от солей, сушились в сушильном шкафу S/N 13-22460 (Binder) до постоянной массы при температуре 100-105 °С. После сушки определялась абсолютная проницаемость по газу каждого образца. Далее образцы насыщались пластовой водой вакуумированием до установления постоянной массы.

Фильтрационные исследования проводились на установке для исследования кернов УИК-4 с использованием составного керна (два единичных керна в модели). Водонасыщенные керны помещались в кернодержатель установки, в которой создавались необходимые пластовые условия (давление обжима 15 МПа, пластовое давление 7 МПа), при которых проводился дальнейший эксперимент.

В результате применения ПАВ-полимерной композиции с ПАА и неионогенным ПАВ на минерализованной воде прирост коэффициента вытеснения в среднем составляет 19,6%, при применении композиции с биополимером и комплексным ПАВ на пресной воде – 36,6%.

Таким образом, эффективность разработанных композиций для вытеснения высоковязкой нефти подтверждена результатами фильтрационных исследований. Данные композиции рекомендованы для опытно-промышленных испытаний в условиях Вишнево-Полянского месторождения.

4.10 Опытно-промышленные испытания в условиях Вишнево-Полянского месторождения

Для проведения опытно-промышленных испытаний в условиях Вишнево-Полянского месторождения на основе результатов экспериментальных исследований разработаны методика и программа исследовательских испытаний технологического процесса применения ПАВ-полимерных композиций.

Определены скважины-кандидаты (табл. 4.10.1), на которых планируется закачка разработанных ПАВ-полимерных композиций на минерализованной и пресной воде. Реализация технологического процесса закачки композиций предполагается на объектах, представленных терригенными коллекторами бобриковского горизонта Вишнево-Полянского месторождения.

Таблица 4.10.1 – Геолого-технические характеристики скважин-кандидатов Вишнево-Полянского месторождения

Параметр	Номер нагнетательной скважины				
	*067	*258	*082	*063	*012
1	2	3	4	5	6
Дата ввода из бурения	26.03.1992	29.07.1993	30.04.1989	23.02.1989	07.08.1998
Искусственный забой, м	1439,5	1337	1385,1	1313,1	1417
Текущий забой (дата определения), м	1433,3 (17.07.2019)	1331,4 (21.01.2019)	1385,1 (23.07.2019)	1311,8 (18.05.2019)	1416,9 (23.06.2019)
Интервалы пласта, м	1386-1388 1390-1398	1295,6-1297,6 1303,2-1304,6 1308,8-1322,2	1349-1359,2 1364-1365,6	1273,8-1287,4 1291-1294	1409,6-1421,2
Интервалы перфорации, м	1386-1386,2 1386,2-1387,6 1387,6-1388 1390-1396 1396-1398	1295,6-1297,6 1303,2-1304,6 1308,8-1322,2	1349-1352 1352-1359 1364-1365,6	1273,8-1287,4 1291-1294	1409,6-1415

Продолжение таблицы 4.10.1

1	2	3	4	5	6
Давление пластовое (дата определения), МПа	15,5 (14.03.2019)	15,7 (17.09.2018)	16,1 (17.09.2018)	14,6 (17.09.2018)	15,5 (17.09.2018)
Реагирующие добывающие скважины	*068, *059, *255	*259, *129	*070, *071, *083, *069	*071, 8070, *069, 8062/2	*004, *005, *008

Таким образом, в условиях Вишнево-Полянского месторождения подобраны скважины-кандидаты для реализации технологического процесс закачки ПАВ-полимерных композиций для увеличения эффективности вытеснения высоковязкой нефти.

Выводы и рекомендации по главе 4

1. Проведен комплекс исследований для обоснования применения ПАВ - полимерного воздействия в условиях, характеризующихся высокой неоднородностью пластовой системы.

2. Установленная кинетика снижения поверхностного натяжения (от 3,76 до 1,89 мН/м для неионогенного ПАВ на минерализованной воде, от 1,61 до 1,25 мН/м для катионсодержащего комплексного ПАВ на пресной воде) в диапазоне концентраций ПАВ от 0,1 до 0,4% показала существенное влияние на данный процесс не только типа ПАВ, но и свойств нефти. Диапазон изменения межфазного натяжения, который обеспечивается идентичным раствором ПАВ определенной концентрации, отличается в 1,5-2 раза.

3. В соответствии с разработанными методиками выполненные комплексные исследования динамики межфазного натяжения, адсорбции различных составов ПАВ позволили научно обосновать комплексный параметр для сравнительной

экспресс-оценки ПАВ с целью повышения нефтеизвлечения в условиях конкретного объекта внедрения. Для Вишнево-Полянского месторождения рассчитано значение параметра *K*, которое для неионогенного ПАВ составляет 5,5, для катионсодержащего комплексного ПАВ – 1,1.

4. На основе комплекса экспериментальных исследований установлено, что добавление к раствору биополимера катионсодержащего комплексного ПАВ концентрацией 0,4% и бактерицида 0,1% в интервале скорости сдвига от 0 до 100 $с^{-1}$ обеспечивает сохранение вязкоупругих свойств композиции в диапазоне температур 20-30 ºС.

5. В результате исследований установлено, что ПАВ-полимерные композиции на минерализованной и пресной воде не оказывают значительного влияния на коллоидную устойчивость добываемой нефти (коэффициент коллоидной устойчивости изменяется от 0,8 до 1,3).

6. В результате проведенных исследований расширенного перечня параметров пластовой системы предложен первичный скрининг условий применимости разработанных ПАВ—полимерных композиций для использования при проектировании разработки месторождений, характеризующихся схожими условиями.

7. На основе фильтрационных исследований выявлено, что при применении ПАВ-полимерной композиции с ПАА и неионогенным ПАВ на минерализованной воде прирост коэффициента вытеснения в среднем составляет 19,6%, при применении композиции с биополимером и комплексным ПАВ – 36,6%. Данные композиции рекомендованы для опытно-промышленных испытаний в условиях Вишнево-Полянского месторождения.

8. Разработаны технологическая инструкция процесса применения ПАВ-полимерных композиций для увеличения извлечения высоковязкой нефти, методика и программа исследовательских испытаний технологического процесса применения ПАВ-полимерных композиций и определены скважины-кандидаты для реализации технологического процесса.

Заключение

1. Установлена макро- и микронеоднородность коллектора бобриковско-радаевского горизонта объекта исследования. На основе результатов томографических исследований структуры порового пространства образцов керна объекта, определены размеры пор коллектора (радиус от 10 до 700 мкм). Для условий высокой неоднородности пор коллектора (коэффициент вариации 0,39-0,59) обосновано применение ПАВ-полимерных композиций в условиях Вишнево-Полянского месторождения.

2. По результатам хроматографических исследований концентрации высокомолекулярных компонентов C_{21}-C_{40} (коэффициент вариации до 1,36). Молекулярно-массовое распределения алканов образцов нефти характеризуется монотонным снижением концентрации углеводородов от н-C_{14} до н-C_{34} и существенно меньшей концентрацией, по сравнению со слабоизменёнными нефтями, лёгких гомологов. Таким образом, обоснована необходимость индивидуального подбора составов композиций для скважины или группы скважин при физико-химическом воздействии.

3. На основе реологических исследований показана высокая вариабельность структурно-механических свойств нефти (коэффициент вариации от 0,76 до 1,20). На основе выявления взаимосвязей характеристик реологического поведения со строением структурных образований и определения энергии активации вязкого течения (от 31,978 кДж/моль до 51,543 кДж/моль) определена устойчивость структурных образований нефти к внешнему сдвиговому и термическому воздействию, что обосновывает необходимость применения в условиях объекта ПАВ-полимерного воздействия.

4. Установленная кинетика снижения поверхностного натяжения (от 3,76 до 1,89 мН/м для неионогенного ПАВ в минерализованной воде, от 1,61 до 1,25 мН/м для катионсодержащего комплексного ПАВ в пресной воде) в диапазоне концентраций ПАВ от 0,1 до 0,4% показала существенное влияние на данный

процесс не только типа ПАВ, но и свойств нефти. Диапазон изменения межфазного натяжения, который обеспечивается идентичным раствором ПАВ определенной концентрации, отличается в 1,5-2 раза, таким образом показана необходимость индивидуального подхода (для условий участка при выборе раствора ПАВ).

5. В соответствии с разработанными методиками выполненные комплексные исследования динамики межфазного натяжения и адсорбции различных составов ПАВ позволили научно обосновать комплексный параметр для сравнительной экспресс-оценки ПАВ для условий конкретного объекта внедрения. Для Вишнево-Полянского месторождения рассчитано значение параметра *K*, которое для неионогенного ПАВ составляет 5,5, для катионсодержащего комплексного ПАВ – 1,1.

6. На основе комплекса экспериментальных исследований установлено, что добавление к раствору биополимера катионсодержащего комплексного ПАВ концентрацией 0,4% и бактерицида 0,1% в интервале скорости сдвига от 0 до 100 $с^{-1}$ обеспечивает сохранение вязкоупругих свойств композиции в диапазоне температур 20-30 ºС.

7. В результате исследований установлено, что ПАВ-полимерные композиции на минерализованной и пресной воде не оказывают значительного влияния на коллоидную устойчивость добываемой нефти (коэффициент коллоидной устойчивости изменяется от 0,8 до 1,3).

8. В результате проведенных исследований расширенного перечня параметров пластовой системы предложен первичный скрининг условий применимости разработанных ПАВ—полимерных композиций для использования при проектировании разработки месторождений, характеризующихся схожими условиями.

9. В результате фильтрационных исследований было выявлено, что применение ПАВ-полимерных композиций приводит к повышению коэффициента вытеснения (при использовании композиций на минерализованной воде - 19,6%, на пресной воде - 36,6%), что позволяет рекомендовать данные композиции для

опытно-промышленных испытаний в условиях Вишнево-Полянского месторождения.

10. Для проведения опытно-промышленных испытаний в условиях Вишнево-Полянского месторождения на основе результатов экспериментальных исследований разработана программа исследовательских испытаний технологического процесса применения ПАВ-полимерных композиций и определены скважины-кандидаты.

Список сокращений и условных обозначений

ТЗН – трудноизвлекаемые запасы нефти

ВВН – высоковязкая нефть

САВ – смолистоасфальтеновые вещества

ПАВ – поверхностно-активные вещества

КИН – коэффициент извлечения нефти

ПДС - полимердисперсные системы

ВДС - волокнисто-дисперсные системы

КДС - коллоидно-дисперсионные системы

ВУС - вязкоупругие системы

ПАА – полиакриламид

ОПР – опытно-промышленные работы

ГИС – геофизические исследования скважин

ГДИ – гидродинамические исследования

НПАВ – неионогенное поверхностно-активное вещество

КПАВ – комплексное поверхностно-активное вещество

ИПС – изопропиловый спирт

ТТУ – технические требования и условия

ТУ- технические условия

Список литературы

1. Акчурин, Х.И. Экспериментальные исследования технологии блокирования промытых зон пласта на основе применения гелеобразующей композиции «КАС» / Х.И. Акчурин, А.М. Насрыев, Н.С. Ленченков, Л.Е. Ленченкова // Нефтегазовое дело. – 2014. - №5. – С.71-90.
2. Алтунина, Л.К. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов // Вестник Санкт-Петербургского университета. – 2013. - №2 (4). – С.46-76.
3. Алтунина, Л.К. Физико-химические технологии с применением гелей, золей и композиций ПАВ для увеличения нефтеотдачи месторождений на поздней стадии разработки / Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов, И.В. Кувшинов // Георесурсы. – 2014. - №4 (59). – С20-27.
4. Алтунина, Л.К. Увеличение нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей физико-химическими методами / Л.К. Алтунина, В.И. Кувшинов // Технологии ТЭК. – 2007. - №1. – С.46-52.
5. Андреев, А.В. Прогнозирование продуктивности залежей в карбонатных коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами / А.В. Андреев, В.Ш. Мухаметшин, Ю.А. Котенев // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР: сб.науч.тр. – Баку, 2016. –№3. - С.40-45.
6. Бабицкая, К.И. Мицеллярный раствор селективного дейсвтия для интенсификации добычи высоковязкой нефти и ограничения водопритока / К.И. Бабицкая, И.В. Царьков, В.В. Коновалов // Нефтепромысловое дело. – 2016. - №/. – С.31-34.
7. Байда, А.А. Принцип разработки обратимых мицеллярных мимтем для повышения нефтеотдачи пластов / А.А. Байда, С.Г. Агаев // Нефтяное хозяйство. – 2015. - №11. – С.98-101.
8. Бахтизин, Р.Н. Влияние высокомолекулярных компонентов на реологические свойства в зависимости от структурно-группового и фракционного

состава нефти / Р.Н. Бахтизин, Р.М. Каримов, Б.Н. Мастобаев // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР: сб.науч.тр. – Баку, 2016. – С.42-50.

9. Белых, А.М. Опыт применения термогелеобразующих композиций «Галка» на Гремихинском месторождении / А.М. Белых // Инженерная практика. – 2013. - №5. – С.12-17.

10. Беляева, А.С. Развитие процесса воздействия на нефтяные пласты полимерными композициями (на примере месторождений Республики Башкортостан) / А.С. Беляева, М.В, Квятковская, С.В. Николаева // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2010. - №4. – С25-29.

11. Беляев, С.С. Разработка и применение биотехнологии повышения нефтеизвлечения на месторождениях Татарстана / С.С. Беляев, И.А. Борзенков, И.Ф. Глумов и др. // Георесурсы. – 2002. - №1 (9). – С. 36-37.

12. Бердыев, Ю.М. Пути повышения нефтеотдачи пластов трудноизвлекаемых запасов нефти путем внедрения инновационных технологий в нефтедобывающей промышленности Туркменистана / Ю.М. Бердыев // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. – 2009. - №3. – С.44-51.

13. Борхович, С.Ю. Термополимерные технологии разработки сложнопостроенных месторождений вязких т высоковязких нефтей в карбонатных коллекторах / С.Ю. Борхович, Д.К. Холмогорова, Е.А. Васильева, А.С. Яцковская // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. - №2. – С.95-103.

14. Бриза, К. Результаты экспериментальных исследований и промысловых испытаний технологий повышения нефтеотдачи пластов на месторождении Жданице (чешская республика) // К.Бриза, А.В. Макеютин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. - №11. – С.32-36.

15. Будкевич Р.Л. Исследование свойств поверхностно-активных веществ для интенсификации добычи нефти / Р.Л. Будкевич, Л.Р. Шайхразиева // Булатовские чтения. – 2018. – Т.2-1. – С.91-93.

16. Будкевич Р.Л. Оценка физико-химических свойств поверхностно-активных веществ, применяемых для выработки трудноизвлекаемых запасов нефти

/ Р.Л. Будкевич, Л.Р. Шайхразиева // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института: сб. статей. – Альметьевск, 2018. - Т. 17. С. 7-10.

17. Владимиров, И.В. Изучение эффективности применения технологий полимерного заводнения и водогазового воздействия на залежи высоковязкой нефти с супер коллектором / И.В. Владимиров, Д.А. Дель Торо Фонсека, О.Н. Пичугин // Нефтепромысловое дело. – 2013. - №11. – С.17-26.

18. Властов, С.А. О возможном механизме повышения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений, разрабатываемых в режиме заводнения / С.А. Властов, Я.М. Каган // Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. – 2015. - №2. – С.70-73.

19. Галкин, С.В. Применение метода рентгеновской томографии при петрофизических исследованиях керна нефтяных и газовых месторождений / С.В. Галикин, А.А. Ефимов, С.Н. Кривощеков и др. // Геология и геофизика. – 2015. – Т.56. - №5. С.995-1007.

20. Ганеева, А.Р. Опыт применения полимер-дисперсных систем на Никольском месторождении / А.Р. Ганеева, Р.А. Батырбаева, Л.А. Галактионова // Георесурсы. – 2009. - №3. – С.46-48.

21. Ганеева, З.М. Анализ эффективности закачки суспензии силикатного геля на месторождениях ОАО «Татнефть» / З.М. Ганеева, М.Р. Хисаметдинов, Р.З. Ризванов и др. // Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газ: сб. науч. тр., посвящ. 60-летию ОАО «Татнефть». – Казань, 2010. – С.73-76.

22. Ганеева, З.М. Выравнивание профиля приемистости неоднородных пластов путем закачки латексно-полимерной композиции / З.М. Ганеева, Р.З. Ризванов, М.Р. Хисаметдинов и др. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть: сб.науч.тр. – Москва, 2011. – вып.7. – С.171-175.

23. Ганеева, З.М. Развитие технологий повышения нефтеотдачи, основанных на применении силикатного геля, в ОАО «Татнефть» / З.М. Ганеева, М.Р. Хисаметдинов, Р.З. Ризванов, М.Х. Мусабиров // Нефтяное хозяйство. – 2013. - №8. – С.82-84.

24. Ганеева, З.М. Увеличение охвата пластов вытеснением с применением дисперсных систем на основе силиката натрия / З.М. Ганеева, Т.Ю. Елизарова, Р.З. Ризванов и др. // Нефтяное хозяйство. – 2011. - №7. – С.33-35.

25. Ганиев, Б.Г. Исследования оптических свойств нефти Вишнево-Полянского месторождения / Б.Г. Ганиев, И.А, Гуськова, Р.З. Нургалиев, А.Т. Габдрахманов // Нефтяное хозяйство. – 2018. - №6. – С.117- 120.

26. Гареев, Р.М. Эколого-геофизический мониторинг окружающей среды при разработке сверхвязкой нефти / Р.М. Гареев, П.Н. Кубарев, Г.И. Петрова и др. // Георесурсы. – 2014. - №4 (59). – С.16-19.

27. Гимазова, Г.К. Обзор методов увеличения нефтеотдачи пластов путем потокоотклонения и выравнивания профиля приемистости / Г.К. Гимазова, А.К Вахитова, А.А. Верховый, А.А. Елпидинский // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – С.257-261.

28. Грунис, Е.Б. Проблемы и инновационные пути расширения ресурсной базы углеводородов за счет нетрадиционных источников Российской Федерации / Е.Б Грунис, С.Л. Барков, И.Е. Мишина // Георесурсы. – 2014. - №4 (59). – С. 28-34.

29. Гумерова, А.С. Совершенствование технологии внутрипластовой изоляции силикатно-полимерными составами в условиях неоднородных коллекторов / А.С. Гумерова, Л.Е. Ленченкова, А.А. Чезлов, А.В. Чезлова // Тезисы докладов VI Международного научного симпозиума «Теория и практика применения методов увеличения нефтеотдачи пластов». – Москва, 2017. – С.88-89.

30. Гуськова, И.А. Анализ результатов экспериментальных исследований физико-химических параметров растворов поверхностно-активных веществ на основе минерализованной и пресной воды / И.А. Гуськова, Л.Р. Шайхразиева // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. - №2 (18). – С.163-173.

31. Гуськова, И.А. Использование реологических исследований для оптимизации параметров технологий интенсификации добычи нефти / И.А. Гуськова, А.Т. Габдрахманов, Д.М. Гумерова и др.// Территория Нефтегаз. – 2015. - №11. – С.60-63.

32. Гуськова, И.А. Предупреждение осложнений при разработке нефтяных залежей на основе анализа взаимовлияния технологий / И.А. Гуськова, Д.М. Гумерова, Д.Р. Хаярова // Сб. науч. тр. – Альметьевск, 2018. – С.132-138.

33. Деева, В.С. Эффективность инновационных технологий воздействия на вязкость слоев жидких сред в закрытых пространствах / В.С. Дева, Ю.С. Березовский, Ю.В. Скрыль и др. // Вестник ПНИПУ. Электротехника, информационные технологии, системы управления. – 2015. - №16. – С.40-56.

34. Дияров, И.Н. Композиционные неионогенные ПАВ для комплексной интенсификации процессов добычи, подготовки и транспортировки высоковязких нефтей / И.Н. Дияров, Н.Ю. Башкирцева // Проблемы нефтедобычи, нефтехимии нефтепереработки и применения нефтепродуктов: сб. науч. Работ, 2010 – С.141-157.

35. Дияров, И.Н. Модифицированная технология на основе структурированной мицелярной системы для повышения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти // Нефтяное хозяйство. – 2008. - №4. –С.68-71.

36. Дияшев, Р.Н. Комплекс исследований для обоснования применения тепловых методов разработки месторождений высоковязких и тяжелых нефтей карбона / Р.Н. Дияшев // Георесурсы. – 2012. - №3 (45). – С14-20.

37. Дмитриева, А.Ю. Исследование основных причин образования вязких (аномальных) нефтей / А.Ю. Дмитриева, М.В. Залитова, М.И. Старшов, М.Х. Мусабиров // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. Т.17. - №6. – С.254-256.

38. Дубинский, Г.С. Методы извлечения трудноизвлекаемых запасов и высоковязких нефтей из небольших и средних месторождений Урало-Поволжья / Г.С. Дубинский, А.Х. Чолоян, А.Ш. Мияссаров, Н.И. Хузин // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сб.науч.тр. – Уфа, 2014. – С.115-124.

39. Евдакимов, И.Н. Применение УФ-видимой адсорбционной спектроскопии для описания природных нефтей / И.Н. Евдокимов, А.П. Лосев // Нефтегазовое дело. – 2007. - №1. – С. 25.

40. Закиров, С.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти и критерии рациональности / С.Н. Закиров // Георесурсы. 2014. - №4 (59). –С.16-19.

41. Зейгман, Ю.В. Опытно-промышленное внедрение комплексной технологии интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов / Ю.В. Зейгман, В.В. Сергеев // Нефтепромысловое дело. – 2015. - №8. – С.32-37.

42. Ибатуллин, Р.Р. Увеличение нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. Теория. Методы. Практика / Р.Р. Ибатуллин, Н.Г. Ибрагимов, Ш.Ф. Тахаутдинов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. – 262 с.

43. Ибрагимов, Н.Г. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Н.Г. Ибрагимов, В.П. Тронов, И.А. Гуськова. – М.: Нефтяное хозяйство, 2010. – 240 с.

44. Ибрагимов, Н.Г. Технология увеличения нефтеотдачи выработки продуктивных пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с применением суспензии на основе силикатного геля / Н.Г. Ибрагимов, Г.Н. Фархутдинов, Р.Р. Ибатуллин и др. // Материалы научно-технической конференции группы компании «Татнефть»: сб. науч. тр., посвящ. 60-летию ОАО «Татнефть». – Альметьевск, 2010. – С.37-39.

45. Идиатуллин, А.Р. РИТИН-10: новый эффективный реагент для повышения нефтеотдачи пластов / А.Р. Идиатуллин // Нефтяное хозяйство. – 2007. - №2. – С.54-57.

46. Искрицкая, Н.И. Ключевые риски и эффективность налоговых льгот при разработке месторождений трудноизвлекаемых запасов нефти / Н.И. Искрицкая, О.Е. Савенкова // Георесурсы. – 2015. №3 (62). – Т.2. – С. 7-11.

47. Калинина, А.А. Геолого-экономическая оценка комплексного использования Ярегской тяжелой нефти / А.А. Калиниа, Е.П. Калинин // Известия Коми научного центра УрО РАН. - №3 (15). – С.110-117.

48. Каневская, Р.Д. О возможности переориентации трещин при проведении многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах / Р.Д. Каневская, А.А Пименов // Труды Российского государственного университета нефти и газа им. И.М. Губкина: сб.науч.тр. – Москва, 2016. – С.75-83.

49. Качурин, А. Совершенствование технологий повышения нефтеотдачи пластов с применением ПАА Softpusher на месторождениях ООО «Лукойл – Западная Сибирь» // А.Качурин, Р.Саттаров, Д.Аюпов, А.Габдуллина // Нефтяное хозяйство. – 2011. - №8. – С.126-128.

50. Коротенко, В.А. Особенности вытеснения вязкопластичной нефти водой / В.А. Коротенко, Р.Р. Сабитов, Н.П. Кушакова, И.В. Сидоров // Нефтегазовое дело. – 2013. - №5. – С.190-196.

51. Косентино, Л. Системные подходы к изучению пластов. - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «регулярная и хаотическая динамика», 2007. - 400с.

52. Кравченко И.И. Адсорбция ПАВ в процессах добычи нефти / И.И. Кравченко, Г.А. Бабалян– М.: Изд-во «Недра», 1971. – 160 с.

53. Крупин, С.В. Селективный технологический состав для изоляции водопритоков Block System (BS-2) / С.В. Крупин, А.В. Белодед, Ф.А. Губайдуллин // Вестник Казанского технологического университета. – 2011. – С. 297-299.

54. Крупин С.В. Технология повышения нефтеотдачи пласта с помощью активированной дисперсной системы / С.В. Крупин, Г.В. Булидорова, Л.В. Кирин // Георесурсы. - 2007. - №3 (22). – С.46.

55. Крючков, В.И. Разработка комплексной технологии по воздействию на призабойные зоны обводненных скважин взаимоконтактирующими углеводородными растворителями / В.И. Крючков, Г.И. Губеева, Р.В. Крючков // Геореурсы. – 2012. - №4 (46). – С. 52-53.

56. Крянев, Д.Ю. Проблемы и перспективы повышения эффективнсти разработки нефтяных месторождений / Д.Ю. Крянев, С.А. Жданов // Академия энергетики. – 2010. - №6 (30). – С.46-49.

57. Ланин, Н.А. Эффективность физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Южно-Ягунском месторождении / Н.А. Ланин, Е.Ф. Юрьева, А.К. Ягафарова // Бурение и нефть. – 2008. - №4. – С.30-32.

58. Лесин, В.И. Использование коллоидных частиц железа в воде для модификации поверхности порового пространства коллекторов нефти и газа / В.И.

Лесин, Н.Н. Михайлов, Л.С. Сечина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2002. - №5. – С.78-81.

59. Ленченкова, Л.Е. Новый состав для блокирования обводненных зон пласта полисиликатными гелеобразующими составами / Л.Е. Ленченкова, Х.И. Акчурин, А.С. Гумерова, А.И. Волошин // IV Международная научно-практическая конференция «Нефтепромысловая химия»: сб.науч.тр. – Москва, 2017. – С.19-22.

60. Лорье, Л. Шрамм. Поверхностно-активные вещества в нефтегазовой отрасли. Состав, свойства, применение: пер. с англ.яз. под ред. М.С.Подзоровой, В.Р.Магадова.-СПб.: ЦОП «Профессия», 2018.-592с.

61. Магадова, Л.А. Разработка суспензии полиакриламида для процессов повышения нефтеотдачи пласта / Л.А. Магадова, Д.Н. Малкин, К.А. Канаева // Нефть. Газ. Новации. – 2013. - №8. – С.26-27.

62. Магадова, Л.А. Технология ПАВ-полимерного заводнения для условий месторождения «Белый Тигр» / Л.А. Магадова, В.Б. Губанов, Фан Ву Ань, К.А. Довгий // Территория нефтегаз. – 2017. - №1-2. – С.36-40.

63. Макаревич, А.В. Реагент «ОВП-1» - применение в технологиях ограничения водопритока и повышения нефтеотдачи пластов / А.В. Макаревич, В.Г. Пысенков, И.В. Лымарь и др. // Нефтепромысловое дело. – 2008. - №2. – С.26-29.

64. Мирзаджанзаде, А.Х. Математическая теория эксперимента в добыче нефти и газа / А.Х. Мирзаджанзаде, Г.С. Степанова. – М., Недра, 1977. – 228с.

65. Михайлов, Н.Н. Влияние микроструктурной смачиваемости на петрофизические характеристики пород-коллекторов / Н.Н. Михайлов, Н.А. Семенова, Л.С. Сечина // Каротажник. – 2011. - №7 (205). – С.163-172.

66. Михайлов, Н.Н. Влияние микроструктуры порового пространства на гидрофобизацию коллекторов нефти и газа / Н.Н. Михайлов, В.А. Кузьмин, К.А. Моторова, Л.С. Сечина // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. – 2016. - №5. – С.67-75.

67. Михайлов, Н.Н. Структура и подвижность остаточной нефти как критерий обоснования технологий повышения нефтеотдачи пластов / Н.Н. Михайлов // Недропользование XXI век. – 2012. - №1 (32). – С.14-19.

68. Мищенко, И.Т. Выбор способа эксплуатации скважин с трудноизвлекаемыми запасами: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, А.И. Ермолаев. – М., 2005. – 448с.

69. Мищенко, И.Т. Трудноизвлекаемые запасы и осложнения при разработке и эксплуатации месторождений углеводородов: Учебное пособие / И.Т. Мищенко. – М., 2015. – 138с.

70. Мордвинов, В.А. Варианты полимерного заводнения залежи с высоковязкой нефтью / В.А. Мордвинов, В.В. Поплыгин, И.С. Поплыгина // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. - №14. – С39-50.

71. Мусина, Д.Н. Современные технологии повышения нефтеотдачи пластов на основе поверхностно-активных веществ / Д.Н. Мусина, Б.Р. Вагапов, О.Ю. Сладовская и др. // Вестник технологического университета. – 2016. – Т.19. - №12. – С.63-67.

72. Муслимов, Р.Х. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений: монография: в 2-х т. / Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.С. Хисамов и др.; Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. – Казань, 2007. – 524 с. – 2 т.

73. Муслимов, Р.Х. Пути совершенствования эффективности использования горизонтальных скважин для разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. – 2016. - №3 (18). – С.146-153.

74. Нафиков, А.А. Новые способы реализации технологии применения гидрофобных (инвертных) эмульсионных систем с целью увеличения нефтеотдачи месторождений ПАО « Татнефть» / А.А. Нафиков, А.Т. Зарипов, А.Н. Береговой и др. // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – Москва, 2018. – С.188-193.

75. Низаев, Р.Х. Исследование эффективности разработки залежей сверхвязкой нефти с различными геолого-физическими характеристиками с помощью внутрипластового горения на основе моделирования / Р.Х. Низаев, И.М.

Бакиров, Г.В. Александров, М.Р. Ямгутдинов // Нефтяная провинция. – 2015. - №2(2). – С. 102-115.

76. Никитин, М.Н., Гладков П.Д., Колонских А.В. и др. Изучение реологических свойств тяжелой высоковязкой нефти Ярегского месторождения // Записки Горного института. – 2012. – Т.195. – С.73-77.

77. Николаев, В.Ф. Тестирование экстрационно-моющей эффективности растворителей для сольвентных технологий повышения нефтеотдачи / В.Ф. Николаев, Л.Е. Фосс, А.Ф. Шагеев и др. // Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа: материалы Всероссийской научно-практической конференции. – Томск, 2016. – С.102-104.

78. Николаева, М.В. Критерии выбора углеводородного растворителя при разработке месторождений ВВН и ПБ в условиях криолитозоны / М.В. Николаева, Р.А. Атласов // Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. - №12 (54). – С.106-108.

79. Органическая геохимия осадочной толщи и фундамента территории Татарстана / Г.П. Каюкова, Г.В. Романова, Р.Г. Лукьянова, Н.С. Шарипова. - М.: ГЕОС, 2009. - 487 с.

80. Орлов, М.С. Изучение свойств растворителей, применяемых в нефтяной промышленности / М.С. Орлов, М.А. Кищенко, К.И. Коновалов и др. // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. - №2 (33). – Ч.4. – С.80-83.

81. Осипов, П.В. Использование высокомодульных растворимых стекол для увеличения охвата нефтяного пласта воздействием / П.В. Осипов, С.В. Крупин, Р.С. Хисамов // Известия вузов. Нефть и газ. – 2008. - №1. – С34-41.

82. Отчет о прикладных научных исследованиях и экспериментальных разработках по теме «Создание комплекса технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть» за 1 этап: «Выбор и обоснование направлений исследований», (Соглашение о предоставлении субсидии от 23.10.2017 г. №14.610.21.0019. Научный

руководитель - доцент, д.т.н. Гуськова И.А.), – Часть 1. - Альметьевск, АГНИ, 2017. — 513с.

83. Отчет о прикладных научных исследованиях и экспериментальных разработках по теме «Создание комплекса технологических решений для увеличения нефтеотдачи пластов, содержащих высоковязкую нефть» за 2 этап: «Разработка и изготовление экспериментальных образцов», (Соглашение о предоставлении субсидии от 23.10.2017 г. №14.610.21.0019. Научный руководитель – д.т.н. Закиров И.С.), – Книга 1. – Альметьевск, АГНИ, 2018. – 763с.

84. Оценка влияния различных геолого-технологических факторов на нефтеотдачу / Ованесов М.Г., Золоев О.Т., Брагин Ю.И. // Обзорная информация, серия «Нефтепромысловое дело», ВНИИОЭНГ, 1978 г.

85. Петрова, Л.М. Закономерности формирования состава остаточных нефтей / Л.М. Петрова, Т.Р. Фосс, Н.А. Аббакумова, Г.В. Романов // Георесурсы. - №3(22)2007. - С.43-45.

86. Петрова Л.М. Формирование состава остаточных нефтей. – Казань: Изд-во «Фэн» АН РТ, 2008. – 204 с.

87. Печерский, Г.Г. Разработка ПАВ-полимерной композиции для комплексной технологии ПНП на задонской залежи VIII пачки Речицкого месторождения / Г.Г. Печерский, Ю.Р. Кускильдина // Инженерная практика. – 2013. - №8. – С.112 – 113.

88. Подымов, Е.Д. Упорядочение представлений о технологических процессах ограничения притока воды в добывающие скважины в аспекте используемых реагентов / Е.Д. Подымов, О.А. Мехеев // Георесурсы. – 2016. – Т.18. - №3. – Ч.2. – С. 218-221.

89. Пономарев, А.И. Многофункциональные скважины для разработки залежей высоковязкой нефти / А.И. Пономарев, И.З. Денисламов, И.В. Владимиров и др. // Нефтепромысловое дело. – 2017. - №8. С.20-24.

90. Поплыгин, В.В. Оценка эффективности применения технологий повышения нефтеотдачи пласта при разработке залежей высоковязкой нефти / В.В.

Поплыгин, А.И. Власов, Л.Л. Поздеев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. - №8. – С.58-61.

91. Поплыгина, И.С. Возможности повышения эффективности разработки залежи с высоковязкой нефтью на территории Пермского края / И.С. Поплыгина // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2014. - №11. – С.57-66.

92. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами / Н.И. Хисамутдинов, Ш.Ф. Тахаутдинов, А.Г. Телин и др. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», - 2001. – 184 с.

93. Промысловая химия: Учебное пособие / М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.И. Толстых и др. – М. Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. – 350 с.

94. Распопов, А.В. Результаты лабораторных исследований и опытно-промысловых работ по закачке полимеров в пласт / А.В. Распопов, В.П. Хижняк, В.А. Мордвинов, И.Р. Юшков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. - №10. – С.60-63.

95. Рогачев, М.К. Обоснование технологии внутрипластовой водоизоляции в низкопроницаемых коллекторах / М.К. Рогачев // Записки Горного института. – 2017. – Т.217. – С.57-60.

96. Романов, Г.В, Экспериментальное моделирование вытеснения сверхвязких нефтей растворителями с визуализацией и исследованием изменений физико-химических свойств нефтяных компонентов / Г.В. Романов, М.Р. Якубов, Д.Н. Борисов и др. // Георесурсы. – 2010. - №2 (34) – С.38-41.

97. Рощин, П.В. Обоснование комплексной технологии обработки призабойной зоны пласта на залежах высоковязкой нефти с трещинно-поровыми коллекторами : дис. … канд. тех. наук: 25.00.17 / Рощиин Павел Валерьевич. - СПб., 2014. – 112 с.

98. Рощин, П.В. Подбор растворителя на основе изучения реологических свойств нефти / П.В. Рощин, А.М. Зиновьев, И.А. Стручков и др. // Международный научно-исследовательский журнал. – 2015. - №6 (37). – С.120-122.

99. Рузин, Л.М. Исследования эффективности вытеснения высоковязкой нефти растворителями / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин // Нефтегазовое дело. – 2014. - №6. – С.408-423.

100. Рузин, Л.М. Лабораторные исследования влияния добавки щелочи к закачиваемому теплоносителю на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти / Л.М. Рузин, О.А. Морозюк, С.М. Дуркин и др. // Нефтепромысловое дело. - №5. – С.14-19.

101. Салимов, В.Г. Гидравлический разрыв карбонатных пластов: монография / В.Г. Салимов, Н.Г. Ибрагимов, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов; ЗАО «Издательство «Нефтяное хозяйство». – Москва, 2013. – 472 с.

102. Саяхов В.А. Исследование изменения компонентного состава сверхвязкой нефти при нагреве / В.А. Саяхов, Л.Р. Шайхразиева, Н.К. Исроилов // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: сб. статей. – Тюмень, 2017. – С.109-115.

103. Семенова, Н.А. Моделирование влияния гетерогенной смачиваемости пласта на блокировку запасов углеводородов / Н.А. Семенова, Т.Н. Кольчицкая, Н.Н. Михайлов // Бурение и нефть. – 2004. - №4. – С.18-20.

104. Скрипкин, А.Г. Лабораторное моделирование щелочно-ПАВ-полимерного воздействия на образцах керна Мамонтовского месторождения / А.Г. Скрипкин, К.В. Торопов // Нефтяное хозяйство. – 2016. - №4. – С.39-41.

105. Стахина, Л.Д. Исследование состава и свойств высоковязких нефтей при воздействии на них нефтевытесняющих композиций в лабораторных условиях / Л.Д. Стахина, И.В. Русских, Н.А. Красноярова и др. // Известия Томского политехнического университета. – 2013. - №3. – С.4-8.

106. Стенькин, А.В. Методическое обоснование повышения выработки запасов нефти месторождений, осложненных тектоническими нарушениями / А.В. Стенькин, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, В.Г. Уметбаев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. - №1. – С.214-223.

107. Султанов, Ш.Х. Геоинформационная стратегия разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти / Ш.Х. Султанов, Ю.А. Котенеев, В.Е. Андреев и др. // Георесурсы. - 2012. – №3(45). - С.40-43.

108. Сургучев, М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М.:Недра, 1985. – 308 с.

109. Телин, А.Г. Новые высокоэффективные термо- и солеустойчивые взаимные растворители / А.Г. Телин, В.А. Докичек // Инновации РАН: сб.науч. тр., 2010. – С.69-70.

110. Тимчук, А.С. Эффективность опытно-промышленных работ по биополимерному заводнению на Самотлорском месторождении / А.С. Тимчук, Ю.В. Земцов, А.В. Баранов, А.С. Гордеев // Нефтяное хозяйство. – 2014. - №2. – С118-124.

111. Тумасян, А.Б. Эффективность применения поверхностно-активных веществ при заводнении нефтяных пластов / А.Б. Тумасян, Г.А.Бабалян, И.И.Кравченко и др. // Новые методы увеличения нефтеотдачи пласта. - М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – С.101-130.

112. Тухватуллина А.З., Юсупова Т.Н., Шайхутдинов А.А., Гусев Ю.А. Влияние кристаллизации высокомолекулярных парафинов на реологические и диэлектрические свойства нефти // Вестник Казанского технического университета, 2010. – с.560-567.

113. Уваров, С.Г. О результатах физического моделирования термо- (ПАВ и ПАВ-полимерного) воздействия на керновый материал турнейских отложений / С.Г. Уваров, И.И. Маннанов, И.Е. Белошапка, Д.И. Ганиев // Нефтепромысловое дело. – 2019. - №2. – С.37-42.

114. Урьев, Н.Б. Физико-химическая динамика дисперсных систем / Н.Б. Урьев // Успехи химии. -2004. – Т.73. - №1. – С.39-62.

115. Фаттахов, И.Г. Изоляция водопритока в скважинах посредством применения гелеобразующих составов / И.Г. Фаттахов, Р.Р. Кадыров, А.С. Галушка // Современные проблемы науки и образования. – 2014. - №6. – С.331.

116. Федоренко, Н.В. Исследование эффективности метода щелочного ПАВ-заводнения на месторождениях ОАО «Оренбургнефть» / Н.В. Федоренко, С.И. Стрункин, И.В. Петров и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2015. - №4. – С.36-39.

117. Федоров, А.В. Применение композиций полимеров с дисперсными реагентами в составе целлюлозно-полимерного комплекса для увеличения нефтеизвлечения / А.В. Федоров, М.Р. Хисаметдинов, З.М. Ганеева // ТатНИПИнефть: сб.науч.тр. – Москва, 2012. – С.147-151.

118. Халикова, Д.А. Метод факторного анализа в исследовании нефтяных дисперсных систем / Д.А. Халикова, И.Н. Дияров // Физико-химический анализ свойств многокомпонентных систем. – 2008. - №6. – С.27-32.

119. Хисаметдинов, М.Р. Изучение гелеобразования в растворах ксантан для разработки технологий ограничения притока вод / М.Р. Хисаметдинов, Н.Н. Абросимова // Нефтепромысловая химия: сб.науч.тр. / РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. – Москва, 2008. – С.52-54.

120. Хисаметдинов, М.Р. Исследование синергетических эффектов в полимерных системах с целью выравнивания проницаемости неоднородности в пористых средах / М.Р. Хисаметдинов // Эфиры целлюлозы и крахмал: синтез, свойства, применение: материалы Междунар. Научн.-техн. конф. – Владимир, 2007. – С.213-216.

121. Хисаметдинов, М.Р. Новые подходы к увеличению нефтеизвлечения из высоковыработанных месторождений ПАО «Татнефть» при закачке поверхностно-активных, полимерных и щелочных реагентов / М.Р. Хисаметдинов, Д.В. Нуриев, З.М. Ганеева, Г.И. Сабахова // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. – летию со дня рождения В.Д. Шашина. – Казань, 2016. – Т.2. – С.144-145.

122. Хисаметдинов М.Р. Пилотные испытания новой технологии ограничения притока воды на основе микробного полисахарида «Ксантана» / М.Р. Хисаметдинов, О.Я. Яхонтова // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть. – Москва, 2008. – С.194-198.

123. Хисаметдинов М.Р. Применение эфиров целлюлозы в новых технологиях увеличения нефтеизвлечения ОАО «Татнефть» / М.Р. Хисаметдинов, А.В. Федоров, А.В. Михайлов и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2014. - №4. – С.31-33.

124. Хисамов Р.С. Результаты экспериментальных исследований динамики состава подвижной части остаточных запасов нефти бобриковско-радаевского горизонта Вишнево-Полянского месторождения на основе хроматографических исследований / Р.С. Хисамов, И.А. Гуськова, Л.Р. Шайхразиева, А.В. Насыбуллин // Нефтяное хозяйство. – 2019. -№ . – С.

125. Хисамов, Р.С. Эффективность выработки трудоизвлекаемых запасов нефти: Учебное пособие / Р.С. Хисамов – Казань. : «Фэн» Академии наук РТ, 2013. – 310 с.

126. Хисамутдинов Н.И. Моделирование совместимости групповых признаков химреагентов и его влияние на эффективность вытеснения нефти из неоднородного пласта / Н.И. Хисамутдинов, В.М. Назаров, В.Г. Уметбаев и др. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. - №12. – С.40-43.

127. Шайхразиева Л.Р. Исследования эффективности химреагентов, применяемых в технологиях увеличения нефтеотдачи пластов с высоковязкой нефтью / Л.Р. Шайхразиева // Материалы Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли»: сб. статей. – Альметьевск, 2018. - С. 110-114.

128. Шайхразиева Л.Р. Обзор существующих методов разработки месторождений высоковязкой нефти / Л.Р. Шайхразиева // Ученые записки Альметьевского государственного нефтяного института: сб. статей. – Альметьевск, 2019. - Т. 18. С. 68-70.

129. Шайхразиева Л.Р. Применение томографических исследований керна для обоснования применения ПАВ в технологиях увеличения нефтеизвлечения / Шайхразиева Л.Р., Орехов Е.В., Аленькин Д.А. // Сетевое научное издание «Нефтяная провинция». – 2019. - №2 (18). – С.43-54.

130. Швецов, И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов. / И.А. Швецов, В.Н. Манырин. - Анализ и проектирование. Самара: Российское представительство акционерной компании «Ойл технолоджи оверсиз продакшн лимитед», 2000. – 350 с.

131. Шувалов, С.А. Применение полимерных реагентов для увеличения нефтеотдачи пласта и водоизоляции / С.А. Шувалов, В.А. Винокуров, В.Н. Хлебников // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013. - №4 (273). – 98-107.

132. Юсупова, Т.Н., Ганеева, Ю.М., Романов, Г.В., Барская, Е.Е. Физико-химические процессы в продуктивных нефтяных пластах / ин-т органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Каз НЦ РАН М.: Наука, 2015. - 412с.

133. Юшков, И.Р. Интенсификация добычи высоковязкой нефти Опалихинского месторождения / И.Р. Юшков, Г.А. Цветков // Вестник Пермского университета. Геология. – 2017. – Т.16. - №1. – С.98-90.

134. Якупов, И.Р. Оценка возможности использования процессов внутрипластовой конверсии при освоении тяжелых высоковязких нефтей / И.Р. Якупов, Г.П. Каюкова, Д.А. Ибрагимова и др. // Вестник технологического университета. – 2015. – Т.18. - №19. – С.35-39.

135. Яскин, С.А. Прогнозирование применения ПАВ-щелочного воздействия на объектах разработки Урьевского и Поточного месторождения ТПП «Лангепаснефтегаз» / С.А. Яскин, В.Е. Андреев, А.П. Чижов и др. // Нефтегазовое дело. – 2015. - №4. – С.132-136.

136. Пат. 2307148 Российская Федерация, МПК С09К 8/582. Состав для повышения нефтеотдачи пластов биореагент биопав КШАС-М / Мерляков В.Ф., Попов А.М., Гарифуллин Р.М. др; заявитель и патентообладатель Открытое Акционерное Общество «Акционерная нефтяная компания «Башнефть» (ОАО «Башнефть»). - №2006102835/03; заявл. 31.01.06; опубл. 27.09.07, Бюл.№27. – 5с.

137. Пат. 2312881 Российская Федерация, МПК С09К 8/82. Реагент для изменения направления фильтрационных потоков при обработке призабойной зоны пласта нагнетательных и добывающих скважин и способ его получения / Минков А.И., Шипиов А.И.; заявитель и патентообладатель Минков Александр

Илларионович, Шипилов Анатолий Иванович. - № 2006121756/03; заявл. 19.06.06; опубл. 20.12.07, Бюл.№35. – 8с.

138. Пат. 2313560 Российская Федерация, МПК С09К 8/86. Состав для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и ограничения водопритока в добывающих скважинах / Гайсин Р.Ф., Гайсин М.Р., Гайсин Р.Р.; заявитель и патентообладатель Гайсин Рамиль Фатыхович. - № 2006112525/03; заявл. 14.04.06; опубл. 27.12.07, Бюл.№36. – 13с.

139. Пат. 2327728 Российская Федерация, МПК С09К 8/584. Состав для обработки призабойной зоны нефтяного пласта и/или повышения нефтеотдачи пласта / Собанова О.Б., Фридман Г.Б., Любимцева О.Г. др; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Научно-исследовательский институт по нефтепромысловой химии» (ОАО «НИИнефтепромхим»). - №2007109042/03; заявл. 02.03.07; опубл. : 27.06.08, Бюл.№18. – 7с.

140. Пат. 2339803 Российская Федерация, МПК Е21В 43/22. Способ выравнивания профиля приемистости в нагнетательных скважинах и ограничения водопритока в добывающих скважинах / Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., М.Р. Хисамтдинов и др.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - №2006143723/03; заявл. 08.12.06; опубл. 27.11.08, Бюл.№33. – 6с.

141. Пат. 2347897 Российская Федерация, МПК Е21В 43/22, С09К 8/90. Способ регулирования профиля приемистости нагнетательной скважины и ограничения водопритока в добывающей скважине / Ибатуллин Р.Р., Хисамов Р.С., М.Р. Хисамтдинов и др.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - №: 2007122581/03; заявл. 15.06.07; опубл. 27.02.09, Бюл.№6. – 8с.

142. Пат. 2379326 Российская Федерация, МПК С09К 8/584. Гидрофобная эмульсия для обработки нефтяных пластов / Ибатуллин Р.Р., Аммерханов М.И., Рахимова Ш.Г. и др; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - №2008132919/03; заявл. 08.08.08; опубл. 20.01.10, Бюл.№2. – 11с.

143. Пат. 2382185 Российская Федерация, МПК E21B 43/22, C09K 8/90. Способ выравнивания профиля приемистости нагнетательной и ограничения водопритока в добывающей скважинах (варианты) / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Береговой А.Н. и др; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2009107789/03; заявл. 04.03.09; опубл. 20.02.10, Бюл.№5. – 8с.

144. Пат. 2386664 Российская Федерация, C09K 8/58. Состав для увеличения добычи нефти / Лукьянов Ю.В., Шувалов А.В., Сулейманов А.А. и др.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Акционерная нефтяная компания «Башнефть» (ОАО «АНК «Башнефть»). - №2008137156/03; заявл. 16.09.08; опубл. 20.04.10, Бюл.№11. – 7с.

145. Пат. 2398958 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Способ регулирования профиля приемистости нагнетательной скважины (варианты) / Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Ганеева З.М. и др.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2009114620/03; заявл. 17.04.09; опубл 10.09.10, Бюл.№25. – 20с.

146. Пат. 2410406 Российская Федерация, МПК C09K 8/60. Состав для повышения нефтеотдачи пластов и способов его приготовления / Алтунина Л.К., Кувшиников В.А., Стасьева Л.А.; заявитель и патентообладатель Учреждение Российской академии наук Институт химии нефти Сибирского отделения РАН (ИХН СО РАН). - № 2009145780/03; заявл. 09.12.09; опубл. 27.01.11, Бюл.№3. – 11с.

147. Пат. 2424270 Российская Федерация, МПК C09K 8/68, C09K 8/88, E21B 43/26, E21B 43/22. Циркониевые сшивающие композиции и способы их использования / Путзинг Д.Э.; заявитель и патентообладатель Е.И. Бюпон де немур энд компани. - № 2008136866/03; заявл. 05.02.07; опубл. 20.07.11, Бюл.№20. – 16с.

148. Пат. 2424426 Российская Федерация, МПК E21B 43/22, C09K 8/90. Способ разработки неоднородного нефтяного пласта / Амерханов М.И., Береговой А.Н., Рахимова Ш.Г. и др.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное

общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2010115536/03; заявл. 19.04.10; опубл. :20.07.11, Бюл.№20. – 7с.

149. Пат. 2425967 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Способ повышения нефтеотдачи пластов / Беднаржевский С.С., Запивалов Н.П., Смирнов Г.И. и др.; заявитель и патентообладатель Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Сургутский государственный университет Ханты-Мансийского автономного округа – Югры». - № 2009143202/03; заявл. 23.11.09; опубл. 10.08.11, Бюл.№22. – 10с.

150. Пат. 2430947 Российская Федерация, МПК C09K 8/60, E21B 43/22, E21B 43/26. Композиции и способы улучшения продуктивности скважин, вырабатывающих углеводород / Борд оф риджентс, зе юниверсити оф техас систем, зэм инновэйтив пропертиз кампани, США. - №2009109759/03; заявл. 22.08.07; опубл. 10.10.11, Бюл.№27. – 23с.

151. Пат. 2431741 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Способ разработки неоднородного нефтяного пласта / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Береговой А.Н. и др.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2010115724/03; заявл. 20.04.10; опубл. 20.10.11, Бюл.№29. – 7с.

152. Пат. 2432380 Российская Федерация, МПК C09K 8/08, C09K 8/035, C09K 8/90. Композиция и способ для загущения крепких водных рассолов / Даханаяки М.С., Кесаван С, Колако Э.; заявитель и патентообладатель Родина инк. - № 2008123876/03; заявл. 06.11.06; опубл. 27.10.11, Бюл.№30. – 10с.

153. Пат. 2432455 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Способ повышения нефтеотдачи / Брезицкий С.В., Властов С.А., Каган Я.М..; заявитель и патентообладатель Автономная некоммерческая организация «Научно-техническое объединение «ИТИН». - № 2010145067/03; заявл. 08.11.10; опубл. 27.10.11, Бюл.№30. – 8с.

154. Пат. 2475635 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Способ разработки обводненной нефтяной залежи / Муляк В.В., Чертенков М.В., Силин М.А., Магадова Л.А.; заявитель и патентообладатель Муляк Владимир Витальевич,

Чертенков Михаил Васильевич, Силин Михаил Александрович, Магадова Любовь Абдулаевна. - № 2011127656/03; заявл. 06.07.11; опубл. 20.02.13, Бюл.№5. – 11с.

155. Пат. 2475636 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Способ извлечения высоковязких нефтей и природных битумов из залежи / Якубов М.Р., Борисов Д.Н., Романов Г.В. и др; заявитель и патентообладатель Учреждение Российской академии наук Институт органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра РАН, Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина. - №2011139205/03; заявл. 27.09.11; опубл. 20.02.13, Бюл.№5. – 14с.

156. Пат. 2496978 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Способ разработки неоднородных по проницаемости нефтяных пластов / Хисамов Р.С., Закиров А.Ф., Стерлядев Ю.Р. и др.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Общество с ограниченной ответственностью «Татнефть-РемСервис». - 2012125485/03; заявл. 19.06.12; опубл. 27.10.13, Бюл.№30. – 15с.

157. Пат. 2518615 Российская Федерация, МПК E21B 43/22, C09K 8/84. Способ разработки неоднородного нефтяного пласта (варианты) / Хисамов Р.С., Хисаметдинов М.Р., Ганеева З.М. и др.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2013118992/03; заявл. 23.04.13; опубл. 10.06.14, Бюл.№16. – 35с.

158. Пат. 2524738 Российская Федерация, МПК E21B 33/138, C09K 8/508. Полимерный состав для внутрипластовой водоизоляции / Рогачев М.К., Нелькенбаум С.Я., Мардашов Д.В. и др.; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», ООО «Синез-ТНП». - № 2013100315/03; заявл. 09.01.13; опубл. 10.08.14, Бюл.№22. – 8с.

159. Пат. 2529975 Российская Федерация, МПК E21B 43/22, E21B 33/138, C09K 8/508. Состав многофункционального реагента для физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН) / Николаев Н.М., Кокорев В.И., Карпов

В.Б. и др.; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Российская инновационная топливно-энергетическая компания» (ОАО «РИТЭК»), Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина». - № 2013129541/03; заявл. 28.06.13; опубл. 10.10.14, Бюл.№28. – 8с.

160. Пат. 2541973 Российская Федерация, МПК E21B 43/22, C09K 8/584. Способ оазработки неоднородного нефтяного пласта / Ибатуллин Р.Р., Амерханов М.И., Береговой А.Н. и др; заявитель и патентообладатель Открытое акционерное общество «Татнефть» им. В.Д. Шашина. - № 2014110348/03; заявл. 18.03.14; опубл. 20.02.15, Бюл.№5. – 9с.

161. Пат. 2546700 Российская Федерация, МПК C09K 8/84, C09K 8/74. Состав для повышения нефтеотдачи пластов (варианты) / Алтунина Л.К., Кувшиников В.А., Стасьева Л.А.; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт химии нефти Сибирского отделения РАН (ИХН СО РАН). - № 2014115488/03; заявл. , 17.04.14; опубл. 10.04.15, Бюл.№10. – 12с.

162. Пат. 2547871 Российская Федерация, МПК C09K 8/58. Состав для повышения нефтеотдачи пластов / Рощин П.В., Петухов А.В., Стручков И.А. др; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Национальный минерально-сырьевой университет «Горный». - №2014110294/03; заявл. 18.03.14; опубл. 10.04.15, Бюл.№10. – 8с.

163. Пат. 2560047 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Состав для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин / Антонов Ю.Ф., Мордвинов В.А., Мартюшев Д.А.; заявитель и патентообладатель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Пермский национальный исследовательский политехнический университет. - № 2014128223/03; заявл. 09.07.14; опубл. : 20.08.15, Бюл.№23. – 12с.

164. Пат. 2562634 Российская Федерация, МПК E21B 43/22, C09K 8/58, C09K 8/88. Способ увеличения нефтеотдачи пластов / Муслимов Р.Х., Газизов А.Ш., Газизов А.А и др.; заявитель и патентообладатель Газизов Айдар Алмазович. - № 2013157660/03; заявл. 24.12.13; опубл. 27.06.15, Бюл.№25. – 18с.

165. Пат. 2592005 Российская Федерация, МПК E21B 43/22. Способ разработки залежей нефти / Петраков А.М., Рогова Т.С., Макаршин С.В. и др.; заявитель и патентообладатель Акционерное общество «Зарубежнефть». - № 2015125650/03; заявл. 29.06.15; опубл. 20.07.16, Бюл.№20. – 10с.

166. Пат. 2592932 Российская Федерация, МПК C09K 8/88, C09K 8/68, E21B 43/22. Состав для повышения нефтедобычи / Фахретдинов Р.Н., Якименко Г.Х., Селимов Д.Ф.; заявитель и патентообладатель Общество с ограниченной ответственностью Многопрофильная Компания «ХимСервисИнжиниринг» ООО МПК ХимСервисИнжиниринг». - № 2015111052/03; заявл. 27.03.15; опубл. 27.07.16, Бюл.№21. – 5с.

167. Пат. 2654348 Российская Федерация, МПК C09G 33/04, G01N 33/26, E21B 43/22. Методика исследования отрицательного влияния химических реагентов на смежные технологии / Гуськова И.А., Гумерова Д.М., Храмушина И.М., Шайдуллин Л.К.; заявитель и патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт. - №2016131557; заявл. 01.08.16; опубл. 06.02.16, Бюл.№4. – 13с.

168. Пат. 2675276 Российская Федерация, МПК E21B 43/24, E21B 49/00. Способ извлечения высоковязкой нефти и природного битума из залежи / Гуськова И.А., Хисамов Р.С., Гумерова Д.М., Белошапка И.Е.; заявитель и патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт. - № 2018120839; заявл. , 05.06.18; опубл. : 18.12.18, Бюл.№35. – 12с.

169. Пат. 2681796 Российская Федерация, МПК E21B 43/24, E21B 7/04, E21B 43/267 Способ разработки залежи сверхвязкой нефти с глинистой перемычкой / Хисамов Р.С., Гуськова И.А., Маннанов И.И., Ахметгареев В.В., Гумерова Д.М.;

заявитель и патентообладатель Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Альметьевский государственный нефтяной институт. - №2018118485; заявл. 18.05.18; опубл. 12.03.19, Бюл.№8. – 9с.

170. Dehkordi P B. A field scale stimulation study of surfactant and polumer flooding in sandstone heterogeneous reservoir / B. Dehkordi P // Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology. – 2018. – Vol.9. – p. 1-6.

171. Guskova, I.A. Predicting organic deposits in downhole equipment / I.A. Guskova, L.K. Shaidullin, D.M. Gumerova // International Multidisciplinary Scientific GeoConference SGEM. – 2016. – p.583-588.

172. Lake, L.W. Enhanced Oil Recovery (EOR) Field Data Literature Search / L.W. Lake, M.P. Walsh // Department of Petroleum and Geosystems Engineering, University of Texas at Austin. – 2008. – 116 p.

173. Samanta, A. Surfactants and surfactant-polymer flooding for enhanced oil recovery / A. Samanta, K. Ojiha, A.Sarker, A. Mandal // Advances in Petroleum Exploration and Development. – Vol.2. - №1. - p.13-18.

174. Schramm, L.L. Surfactants and their application / L.L. Schramm, E.N.Stasiuk, D.G. Marangoni // Annual Reports Section “C” (Physical Chemistry). – 2003. - V.99. – p. 3-48.

175. Surfactants and polymers in aqueous solution / K.Holmberg, B.Jonsson, B. Kronberg, B.Lindman // John Wiley & sons, LTD, 2002. – p.547/

176. Пат. 8714247 USA, МПК E21B 43/22. Sulfonated amphoteric surfactants for IOR / Berger P.D., Berger C.H., Mohapatra S.; заявитель и патентообладатель Paul Daniel Berger, Sugar Land, TX, Christie Huimin Berger, Sugar Land, TX, Susanta Mohapatra, Sugar Land, TX, USA. - № 13/998,108; заявл. 01.10.13; опубл. 06.05.14. – 4с.

177. Пат. 9428684 USA, МПК C09K 8/68, C09K 8/584, C09K 8/588, C09K 8/74, C09K 8/60. Addition of zwitterionic surfactant to water soluble polymer to increase the stability of the polymers in aqueous solutions containing salt and/or surfactants / Hough L.A., Lizarrage G.M., Adam H. et al; заявитель и патентообладатель Rhodia Operations Sas. - №12/253,920; заявл. 17.10.08; опубл. 30.08.16. –19с.

Приложение А

Таблица А.1 - Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Вишнево-Полянского месторождения [72]

Параметр	Ярусы, горизонты				
	Бобриковский	Тульский	Башкирский	Верейский	Каширский
Год открытия	1956	1956	1956	1956	1956
Год ввода			1986	1986	
Стратиграфический возраст	C_1	C_1	C_2	C_2	C_2
Средняя глубина залегания, м	1361	1341.8	1065	1042.5	974.7
Тип залежи	Пластово-сводовый	Пластово-сводовый	Массивный	Пластово-сводовый	Пластово-сводовый
Тип коллектора	поровый	поровый	Порово-трещ.	Порово-трещ.	Порово-трещ.
Площадь нефтеносности, тыс. $м^2$	11004,872	4147,263	21859,363	21555,578	12091,977
Средняя общая толщина, м	38,1	18,9	42,2	45,6	17,2
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	11,1	2,4	15,3	4,7	2,5
Средняя водонасыщенная толщина, м	8,4	-	5	-	-
Пористость, %	23,3	22,0	15,0	15,5	19,1
Средняя нефтенасыщенность, д. ед.	0,910	0,790	0,790	0,746	0,747
Проницаемость, $мкм^2$	0,956	0,883	0,310	0,055	0,095
Коэффициент песчаннистости, д.ед.	0,752	0,834	0,488	0,395	0,974
Коэффициент расчлененнестости, д.ед.	2,6	1,4	6,8	2,8	1,15
Начальная пластовая температура, ^0C	25	25	23	23	23
Начальное пласвтовое давление, МПа	13,6	13,4	10,6	10,3	9,6
Абсолютная отметка ВНК, м	-1192	-1169	-919	-901	-823
	-1223	-1210	-944	-936	-865
Начальные извлекаемые запасы нефти, тыс.т. $A+B+C_1$	9150	226	2454	1214	304
C_2	1905	129	324	420	653

Приложение Б

Таблица Б.1 - Компонентный состав проб высоковязкой нефти со скважин 167, 193, 175

Компонент	Скважина 167				Скважина 193						Скважина 175					
	Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 14.11.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 28.11.2017	
	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
C10	264765	7,166	305535	6,641	194018	6,050	204885	5,930	185635	5,413	240038	5,522	246872	7,869	242633	6,725
C11	271869	7,358	340148	7,393	217225	6,774	231506	6,701	225419	6,572	243919	5,611	254721	8,119	254862	7,064
C12	247541	6,699	291943	6,345	204159	6,367	220127	6,371	204761	5,970	213867	4,920	215546	6,871	216644	6,004
C13	237860	6,437	283517	6,162	202941	6,329	217034	6,282	209005	6,094	202915	4,668	201493	6,423	207001	5,737
C14	288904	7,819	355140	7,719	252743	7,882	265679	7,690	274060	7,991	261576	6,017	255067	8,130	277772	7,699
C15	218144	5,904	264480	5,748	191613	5,975	200034	5,790	201090	5,863	192237	4,422	185504	5,913	193750	5,370
C16	175225	4,742	217743	4,733	154850	4,829	160330	4,640	217661	6,346	155327	3,573	147127	4,690	156976	4,351
C17	179130	4,848	231898	5,040	153480	4,786	166984	4,833	178871	5,215	153942	3,541	155709	4,963	167125	4,632
ПРИСТАН	67898	1,838	91568	1,990	53129	1,657	65718	1,902	74845	2,182	63548	1,462	72865	2,323	77625	2,151
C18	171982	4,654	222883	4,844	158009	4,928	168762	4,885	171989	5,015	152731	3,513	147079	4,688	159215	4,413
ФИТАН	139290	3,770	176173	3,829	139193	4,341	140149	4,056	148087	4,318	132805	3,055	139253	4,439	146548	4,062
C19	172205	4,661	229808	4,995	162364	5,063	171527	4,965	178604	5,208	164203	3,777	153227	4,884	166183	4,606
C20	159779	4,324	208816	4,539	149191	4,653	159247	4,609	161673	4,714	150822	3,470	137007	4,367	151855	4,209
C21	133082	3,602	180511	3,923	123957	3,866	133596	3,867	138973	4,052	129457	2,978	114424	3,647	127444	3,532
C22	128287	3,472	169237	3,678	120247	3,750	128644	3,723	131654	3,839	125605	2,889	111319	3,548	125852	3,488
C23	114700	3,104	150005	3,260	105588	3,293	113555	3,287	116890	3,408	117520	2,703	98513	3,140	115526	3,202
C24	95902	2,595	122249	2,657	86228	2,689	92897	2,689	94809	2,764	111960	2,576	81466	2,597	100915	2,797
C25	105211	2,847	112842	2,453	94469	2,946	104853	3,035	85843	2,503	143513	3,301	73503	2,343	113724	3,152
C26	92333	2,499	112565	2,447	77935	2,430	84799	2,454	84827	2,473	165923	3,817	68967	2,198	102388	2,838
C27	81045	2,193	98192	2,134	67867	2,116	83640	2,421	73109	2,132	172727	3,973	55224	1,760	89978	2,494
C28	80170	2,170	93392	2,030	64416	2,009	73947	2,140	69108	2,015	192237	4,422	48621	1,550	89298	2,475
C29	62645	1,695	80808	1,756	50725	1,582	63315	1,833	55610	1,621	176566	4,062	37227	1,187	78815	2,184
C30	57542	1,557	71823	1,561	42566	1,327	51080	1,478	49277	1,437	162703	3,743	31878	1,016	68838	1,908

Продолжение таблицы Б.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
C31	43275	1,171	53082	1,154	34358	1,071	42985	1,244	35031	1,021	127231	2,927	22720	0,724	51012	1,414
C32	30606	0,828	35211	0,765	18272	0,570	24951	0,722	22564	0,658	101755	2,341	15023	0,479	35674	0,989
C33	21431	0,580	29274	0,636	13426	0,419	20057	0,581	17921	0,523	77016	1,772	12468	0,397	28896	0,801
C34	9426	0,255	22792	0,495	12688	0,396	10671	0,309	4687	0,137	70584	1,624	8894	0,283	7226	0,200
C35	6806	0,184	14239	0,309	18108	0,565	6915	0,200	2653	0,077	71059	1,635	6128	0,195	7595	0,210
C36	6082	0,165	9122	0,198	7594	0,237	6284	0,182	5076	0,148	22359	0,514	5522	0,176	9868	0,274
C37	8819	0,239	12445	0,271	9232	0,288	9502	0,275	2970	0,087	10489	0,241	9143	0,291	13057	0,362
C38	3780	0,102	6150	0,134	5789	0,181	6295	0,182	5264	0,153	9561	0,220	3328	0,106	6109	0,169
C39	5022	0,136	3631	0,079	5749	0,179	3725	0,108	627	0,018	7352	0,169	6039	0,192	1294	0,036
C40	14233	0,385	3680	0,080	14523	0,453	14116	0,409	1146	0,033	19120	0,440	15393	0,491	16395	0,454
Сумма	3694989	100	4600902	100	3206652	100	3447809	100	3429739	100	4342667	100	3137270	100	3608093	100

Таблица Б.2 - Компонентный состав проб высоковязкой нефти со скважин 159, 165, 171

Компонент	Скважина 159						Скважина 165						Скважина 171					
	Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 21.11.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 21.11.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 14.11.2017	
	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
C10	122335	2,929	128584	4,835	128372	4,899	77250	3,020	118562	4,312	118377	4,421	206202	6,606	214421	6,697	206087	6,657
C11	162784	3,897	154571	5,812	129765	4,952	107618	4,207	157926	5,743	156730	5,853	217907	6,982	236986	7,402	210100	6,786
C12	181278	4,340	161749	6,082	151638	5,786	143326	5,603	160838	5,849	150902	5,635	192358	6,163	206802	6,459	206887	6,683
C13	203443	4,870	178932	6,728	178932	6,828	169121	6,612	169829	6,176	169829	6,342	185743	5,951	200548	6,264	197604	6,383
C14	261851	6,268	235766	8,865	222924	8,507	225557	8,818	218956	7,962	203794	7,610	231690	7,423	256450	8,010	273037	8,819
C15	200612	4,802	165144	6,210	172263	6,573	162532	6,354	160146	5,824	159114	5,942	175781	5,632	184273	5,755	184273	5,952
C16	165109	3,952	140600	5,287	140600	5,365	132446	5,178	132029	4,801	123419	4,609	142469	4,565	148131	4,627	148131	4,785
C17	175346	4,198	137778	5,181	137778	5,258	140554	5,495	129420	4,706	128001	4,780	141646	4,538	155552	4,858	137804	4,451
ПРИСТАН	67561	1,617	38715	1,456	44491	1,698	54720	2,139	35033	1,274	39827	1,487	45323	1,452	62384	1,948	42187	1,363

Продолжение таблицы Б.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
С18	169638	4,061	132172	4,970	133959	5,112	134574	5,261	134763	4,901	124390	4,645	145118	4,649	148787	4,647	136305	4,403
ФИТАН	137184	3,284	103138	3,878	103138	3,936	110069	4,303	104751	3,809	95307	3,559	123165	3,946	120741	3,771	110768	3,578
С19	173493	4,153	146270	5,500	146270	5,582	138893	5,430	136061	4,948	136061	5,081	150622	4,826	150160	4,690	145492	4,699
С20	150764	3,609	134432	5,055	129074	4,925	119558	4,674	123929	4,507	123929	4,628	137900	4,418	137858	4,306	130236	4,207
С21	140017	3,352	113289	4,260	113289	4,323	109258	4,272	106904	3,888	106870	3,991	117853	3,776	116308	3,633	111843	3,613
С22	138085	3,306	106279	3,996	106279	4,056	103154	4,033	102862	3,741	100006	3,734	114029	3,653	110719	3,458	110719	3,576
С23	134735	3,225	85466	3,214	93451	3,566	91851	3,591	93713	3,408	88265	3,296	102597	3,287	99730	3,115	96347	3,112
С24	131274	3,142	68421	2,573	75090	2,865	74806	2,925	80661	2,933	80586	3,009	86901	2,784	84636	2,643	84385	2,726
С25	160991	3,854	76916	2,892	76660	2,925	76229	2,980	87505	3,182	85157	3,180	96671	3,097	80469	2,513	84504	2,730
С26	183597	4,395	67986	2,556	67980	2,594	65607	2,565	83734	3,045	84047	3,139	85026	2,724	84274	2,632	82790	2,674
С27	184226	4,410	61789	2,323	55516	2,118	54599	2,135	79984	2,909	74391	2,778	76112	2,439	79126	2,471	74551	2,408
С28	196648	4,707	54440	2,047	52229	1,993	50572	1,977	77291	2,811	73187	2,733	73828	2,365	75512	2,358	75512	2,439
С29	183718	4,398	44371	1,668	43691	1,667	53833	2,105	66563	2,421	66501	2,483	62462	2,001	63658	1,988	63805	2,061
С30	152712	3,656	36513	1,373	35685	1,362	31782	1,243	55506	2,018	55357	2,067	53586	1,717	53814	1,681	48842	1,578
С31	115041	2,754	26703	1,004	24614	0,939	22878	0,894	40507	1,473	40628	1,517	39030	1,250	40185	1,255	38640	1,248
С32	84841	2,031	15869	0,597	15869	0,606	14490	0,566	27767	1,010	27390	1,023	27346	0,876	26866	0,839	26518	0,857
С33	68339	1,636	12580	0,473	13433	0,513	21062	0,823	20620	0,750	20599	0,769	18176	0,582	20836	0,651	20533	0,663
С34	30253	0,724	3299	0,124	3299	0,126	15887	0,621	12346	0,449	13258	0,495	25549	0,819	8727	0,273	8727	0,282
С35	17192	0,412	8267	0,311	8267	0,315	7497	0,293	10886	0,396	10886	0,407	6495	0,208	6347	0,198	6285	0,203
С36	17525	0,420	5317	0,200	5317	0,203	3330	0,130	6977	0,254	7072	0,264	9557	0,306	5114	0,160	5114	0,165
С37	25002	0,599	4807	0,181	4563	0,174	13348	0,522	6896	0,251	7866	0,294	8026	0,257	8188	0,256	10642	0,344
С38	6060	0,145	5688	0,214	2448	0,093	8563	0,335	3348	0,122	3348	0,125	3772	0,121	1229	0,038	1432	0,046
С39	6662	0,159	2661	0,100	2661	0,102	6276	0,245	1059	0,039	1104	0,041	4919	0,158	939	0,029	1142	0,037
С40	20595	0,440	929	0,035	1019	0,039	16598	0,649	2519	0,092	1713	0,064	13339	0,427	11991	0,375	14694	0,475
Сумма	4168911	100	2659441	100	2620564	100	2557838	100	2749891	100	2677911	100	3121198	100	3201761	100	3095936	100

Таблица Б.3 - Компонентный состав проб высоковязкой нефти со скважин 114, 129, 130

Компонент	Скважина 114						Скважина 129				Скважина 130					
	Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 28.11.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 14.11.2017	
	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
C10	213272	6,557	47571	1,553	39102	1,328	144152	4,074	103534	4,229	200839	5,436	208104	6,354	208104	6,552
C11	236205	7,262	127765	4,170	98946	3,361	155533	4,396	136304	5,568	237943	6,440	238102	7,270	208048	6,550
C12	214021	6,580	177177	5,783	161529	5,487	171903	4,858	142542	5,822	230985	6,252	227223	6,938	211201	6,649
C13	211047	6,488	211453	6,902	210982	7,167	179857	5,083	154663	6,317	229132	6,202	220605	6,736	212667	6,695
C14	279520	8,593	274313	8,953	257197	8,737	231473	6,542	203165	8,299	279784	7,573	273404	8,348	255531	8,045
C15	199955	6,147	205485	6,707	205485	6,981	165872	4,688	148189	6,053	213847	5,788	197316	6,025	197316	6,212
C16	160052	4,920	168451	5,498	168451	5,723	135171	3,820	157688	6,441	175223	4,743	159515	4,871	158241	4,982
C17	170151	5,231	178537	5,827	166020	5,640	138990	3,928	131275	5,362	183490	4,966	157733	4,816	157733	4,966
ПРИСТАН	76427	2,350	68222	2,227	52255	1,775	51847	1,465	55381	2,262	70919	1,920	47497	1,450	47497	1,495
C18	162592	4,999	171092	5,584	159722	5,426	134588	3,804	127763	5,219	174950	4,735	152221	4,648	152221	4,792
ФИТАН	148485	4,565	134030	4,375	122374	4,157	108780	3,074	103671	4,235	144149	3,902	112370	3,431	112370	3,538
C19	168064	5,167	174239	5,687	173448	5,892	135785	3,838	130788	5,342	180710	4,891	159589	4,873	159589	5,024
C20	151133	4,646	158520	5,174	158814	5,395	125307	3,542	127302	5,200	156376	4,233	145705	4,449	145705	4,587
C21	125334	3,853	135035	4,407	130826	4,444	110494	3,123	105059	4,291	141163	3,821	124064	3,788	123892	3,900
C22	118479	3,642	128308	4,188	128308	4,359	107517	3,039	96508	3,942	134950	3,653	117618	3,591	116925	3,681
C23	101901	3,133	113111	3,692	113075	3,841	102390	2,894	85417	3,489	121430	3,287	104460	3,190	104460	3,289
C24	80548	2,476	91590	2,989	91590	3,111	101862	2,879	69382	2,834	100942	2,732	86442	2,639	85775	2,700
C25	71469	2,197	82597	2,696	96939	3,293	125336	3,542	63266	2,584	94077	2,546	95362	2,912	86154	2,712
C26	68292	2,099	81401	2,657	80349	2,730	146900	4,152	61401	2,508	96481	2,611	79626	2,431	77850	2,451
C27	57085	1,755	68494	2,236	66395	2,256	155853	4,405	54928	2,244	85747	2,321	66200	2,021	65201	2,053
C28	55151	1,695	63649	2,077	60675	2,061	168581	4,765	48767	1,992	82660	2,237	67967	2,075	61424	1,934
C29	44666	1,373	52826	1,724	53566	1,820	153571	4,340	38651	1,579	85947	2,326	58152	1,776	58152	1,831
C30	36002	1,107	42768	1,396	35067	1,191	138032	3,901	33544	1,370	60632	1,641	45826	1,399	45826	1,443
C31	27262	0,838	29592	0,966	29499	1,002	106315	3,005	23023	0,940	45811	1,240	33829	1,033	33829	1,065
C32	16452	0,506	16495	0,538	17690	0,601	79665	2,252	14528	0,593	32074	0,868	22725	0,694	20693	0,651
C33	12231	0,376	10382	0,339	14089	0,479	56675	1,602	11714	0,478	34939	0,946	18689	0,571	18689	0,588
C34	8474	0,261	9605	0,314	9410	0,320	30911	0,874	2763	0,113	20318	0,550	12303	0,376	12303	0,387

Продолжение таблицы Б.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
C35	5620	0,173	6869	0,224	6878	0,234	18148	0,513	1566	0,064	13365	0,362	12593	0,385	9963	0,314
C36	5908	0,182	5566	0,182	5457	0,185	16752	0,473	4253	0,174	20338	0,550	6098	0,186	6098	0,192
C37	8929	0,275	10183	0,332	11013	0,374	16657	0,471	6486	0,265	9804	0,265	8961	0,274	9042	0,285
C38	2193	0,067	5441	0,178	5321	0,181	7888	0,223	2703	0,110	5791	0,157	8918	0,272	9907	0,312
C39	1265	0,039	1233	0,040	956	0,032	3971	0,112	809	0,033	6983	0,189	2211	0,068	1738	0,055
C40	14629	0,450	11813	0,386	12211	0,415	11453	0,324	1148	0,047	22784	0,617	3675	0,112	2279	0,072
Сумма	3252814	100	3063813	100	2943639	100	3538229	100	2448181	100	3694583	100	3275103	100	3176423	100

Таблица Б.4 - Компонентный состав проб высоковязкой нефти со скважин 158, 155, 195

Компонент	Скважина 158						Скважина 155						Скважина 195					
	Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 12.12.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 12.12.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 28.11.2017	
	площадь, усл.ед.	концентра-ция,%	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
C10	132658	4,407	162770	3,489	95395	3,827	132658	4,407	162770	3,489	95395	3,827	67390	2,158	72032	2,963	206087	6,657
C11	159601	5,302	228452	4,896	136994	5,495	159601	5,302	228452	4,896	136994	5,495	97468	3,121	101592	4,179	210100	6,786
C12	170668	5,670	234855	5,034	140976	5,655	170668	5,670	234855	5,034	140976	5,655	139349	4,462	139646	5,744	206887	6,683
C13	181750	6,038	257612	5,521	160191	6,426	181750	6,038	257612	5,521	160191	6,426	168784	5,404	169020	6,952	197604	6,383
C14	229940	7,639	335394	7,189	211210	8,472	229940	7,639	335394	7,189	211210	8,472	218578	6,999	222367	9,147	273037	8,819
C15	184689	6,135	228043	4,888	153061	6,140	184689	6,135	228043	4,888	153061	6,140	165468	5,298	159173	6,547	184273	5,952
C16	143259	4,759	264044	5,659	126503	5,074	143259	4,759	264044	5,659	126503	5,074	134324	4,301	127904	5,261	148131	4,785
C17	141045	4,686	222182	4,762	135998	5,455	141045	4,686	222182	4,762	135998	5,455	142643	4,567	124745	5,131	137804	4,451
ПРИСТАН	44397	1,475	83204	1,783	54826	2,199	44397	1,475	83204	1,783	54826	2,199	56079	1,796	33679	1,385	42187	1,363
C18	136673	4,540	213164	4,569	129676	5,202	136673	4,540	213164	4,569	129676	5,202	135917	4,352	119296	4,907	136305	4,403
ФИТАН	106035	3,522	164206	3,519	105776	4,243	106035	3,522	164206	3,519	105776	4,243	111743	3,578	93451	3,844	110768	3,578
C19	148124	4,921	220306	4,722	144477	5,795	148124	4,921	220306	4,722	144477	5,795	141276	4,524	130265	5,358	145492	4,699
C20	136632	4,539	202451	4,339	130251	5,225	136632	4,539	202451	4,339	130251	5,225	130068	4,165	117021	4,813	130236	4,207
C21	115299	3,830	177422	3,803	109982	4,412	115299	3,830	177422	3,803	109982	4,412	114392	3,663	101136	4,160	111843	3,613
C22	111185	3,694	171291	3,671	103015	4,132	111185	3,694	171291	3,671	103015	4,132	108145	3,463	95720	3,937	110719	3,576
C23	99266	3,298	160795	3,446	91304	3,663	99266	3,298	160795	3,446	91304	3,663	98326	3,148	85864	3,532	96347	3,112

Продолжение таблицы Б.4

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
C24	71455	2,374	145370	3,116	74497	2,988	71455	2,374	145370	3,116	74497	2,988	86430	2,767	74110	3,048	84385	2,726
C25	95669	3,178	148748	3,188	73954	2,967	95669	3,178	148748	3,188	73954	2,967	98293	3,147	75406	3,102	84504	2,730
C26	89601	2,977	167729	3,595	61538	2,469	89601	2,977	167729	3,595	61538	2,469	109170	3,496	69098	2,842	82790	2,674
C27	85555	2,842	157971	3,386	48839	1,959	85555	2,842	157971	3,386	48839	1,959	118959	3,809	63940	2,630	74551	2,408
C28	88885	2,953	161803	3,468	49962	2,004	88885	2,953	161803	3,468	49962	2,004	132862	4,254	59476	2,446	75512	2,439
C29	80000	2,658	145315	3,115	37306	1,496	80000	2,658	145315	3,115	37306	1,496	124607	3,990	50117	2,061	63805	2,061
C30	69024	2,293	124823	2,675	32418	1,300	69024	2,293	124823	2,675	32418	1,300	115719	3,705	41470	1,706	48842	1,578
C31	52021	1,728	91175	1,954	21793	0,874	52021	1,728	91175	1,954	21793	0,874	89671	2,871	30314	1,247	38640	1,248
C32	43039	1,430	63898	1,370	12597	0,505	43039	1,430	63898	1,370	12597	0,505	66808	2,139	19286	0,793	26518	0,857
C33	25173	0,836	49445	1,060	10269	0,412	25173	0,836	49445	1,060	10269	0,412	45708	1,464	14402	0,592	20533	0,663
C34	13698	0,455	20136	0,432	7966	0,320	13698	0,455	20136	0,432	7966	0,320	43033	1,378	11045	0,454	8727	0,282
C35	6526	0,217	11188	0,240	10592	0,425	6526	0,217	11188	0,240	10592	0,425	14239	0,456	12677	0,521	6285	0,203
C36	5617	0,187	14931	0,320	4451	0,179	5617	0,187	14931	0,320	4451	0,179	14212	0,455	4812	0,198	5114	0,165
C37	9610	0,319	16330	0,350	6024	0,242	9610	0,319	16330	0,350	6024	0,242	9467	0,303	5887	0,242	10642	0,344
C38	3005	0,100	6357	0,136	3591	0,144	3005	0,100	6357	0,136	3591	0,144	6767	0,217	2765	0,114	1432	0,046
C39	6547	0,217	9015	0,193	4122	0,165	6547	0,217	9015	0,193	4122	0,165	2654	0,085	1117	0,046	1142	0,037
C40	11760	0,391	5277	0,113	3371	0,135	11760	0,391	5277	0,113	3371	0,135	11667	0,374	2301	0,095	14694	0,475
Сумма	2998406	100	4665702	100	2492925	100	2998406	100	4665702	100	2492925	100	3120216	100	2431134	100	3095936	100

Таблица Б.5 - Компонентный состав проб высоковязкой нефти со скважин 183, 104, 107

Компонент	Скважина 183						Скважина 104						Скважина 107					
	Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 05.12.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 05.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 05.12.2017	
	площадь, усл.ед.	концентр-ация, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентр-ация, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентр-ация, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %	площадь, усл.ед.	концентра-ция, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
C10	116322	3,096	119618	3,878	210539	4,142	205876	5,682	83571	4,834	247560	4,378	184664	6,455	243388	6,895	205944	4,566
C11	169375	4,509	177427	5,753	264981	5,213	246029	6,790	108194	6,259	311677	5,512	197264	6,895	268539	7,607	245836	5,451
C12	192084	5,113	199823	6,479	236843	4,659	247568	6,833	101002	5,843	292574	5,174	184730	6,457	242155	6,860	223591	4,958
C13	201286	5,358	209906	6,806	270202	5,315	242397	6,690	104391	6,039	306859	5,427	184544	6,450	239778	6,793	233417	5,175

Продолжение таблицы Б.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
С14	266152	7,085	267648	8,678	370960	7,297	304182	8,395	135933	7,864	446715	7,900	245510	8,581	309176	8,759	310881	6,893
С15	195480	5,204	194380	6,302	284252	5,592	221371	6,110	98528	5,700	312577	5,528	173350	6,059	220646	6,251	237211	5,259
С16	160608	4,275	157683	5,112	250176	4,921	178204	4,918	112274	6,495	274930	4,862	138671	4,847	177160	5,019	209697	4,649
С17	170347	4,535	166691	5,405	279374	5,496	182179	5,028	88010	5,091	302142	5,344	135505	4,736	184602	5,230	240353	5,329
ПРИСТАН	70353	1,873	66971	2,171	123424	2,428	69643	1,922	40674	2,353	133757	2,366	53875	1,883	82948	2,350	108967	2,416
С18	155582	4,142	159527	5,172	273649	5,383	171856	4,743	84083	4,864	294216	5,203	137837	4,818	175328	4,967	237742	5,271
ФИТАН	127951	3,406	132598	4,299	216742	4,264	141632	3,909	72928	4,219	242240	4,284	127488	4,456	158551	4,492	192905	4,277
С19	169312	4,507	160477	5,203	286893	5,644	172888	4,772	87386	5,055	306145	5,414	142034	4,965	179446	5,084	251226	5,570
С20	157284	4,187	145670	4,723	246225	4,844	159267	4,396	86838	5,023	269373	4,764	130825	4,573	160053	4,534	223713	4,960
С21	131667	3,505	123573	4,007	222885	4,384	132060	3,645	70291	4,066	236361	4,180	108100	3,778	132560	3,755	194079	4,303
С22	129481	3,447	117470	3,809	215104	4,231	125798	3,472	66177	3,828	230103	4,070	104988	3,670	125073	3,543	189627	4,204
С23	118490	3,154	103802	3,366	197867	3,892	111087	3,066	57870	3,348	211153	3,734	92088	3,219	107886	3,056	175315	3,887
С24	105909	2,819	84360	2,735	170323	3,350	91504	2,525	49104	2,841	182382	3,226	74775	2,614	84147	2,384	153150	3,396
С25	128747	3,427	77207	2,503	157234	3,093	101463	2,800	46597	2,696	167968	2,971	81994	2,866	90561	2,566	141701	3,142
С26	138494	3,687	76800	2,490	158912	3,126	87921	2,427	45955	2,658	171636	3,035	66333	2,319	69456	1,968	144075	3,194
С27	140053	3,728	65197	2,114	130825	2,574	77182	2,130	38337	2,218	141409	2,501	56464	1,974	57013	1,615	117900	2,614
С28	151784	4,040	66246	2,148	119478	2,350	79843	2,204	35622	2,061	128269	2,269	53768	1,879	51645	1,463	105796	2,346
С29	135786	3,615	56744	1,840	111744	2,198	69642	1,922	30417	1,760	118070	2,088	41299	1,444	42770	1,212	97712	2,166
С30	119858	3,191	47026	1,525	81491	1,603	58445	1,613	26208	1,516	88914	1,573	36555	1,278	33599	0,952	74026	1,641
С31	92354	2,458	36072	1,170	58483	1,150	43864	1,211	18818	1,089	64931	1,148	27202	0,951	20379	0,577	54100	1,200
С32	54229	1,444	23335	0,757	35464	0,698	30397	0,839	12143	0,702	38609	0,683	17137	0,599	18786	0,532	32952	0,731
С33	46003	1,225	18540	0,601	17425	0,343	22644	0,625	10185	0,589	34446	0,609	12056	0,421	3968	0,112	29971	0,665
С34	35220	0,938	6532	0,212	21958	0,432	9172	0,253	2992	0,173	27744	0,491	8433	0,295	9399	0,266	19012	0,422
С35	24244	0,645	3730	0,121	21809	0,429	5950	0,164	1577	0,091	20435	0,361	6806	0,238	6407	0,182	15966	0,354
С36	14130	0,376	5961	0,193	15686	0,309	6015	0,166	5798	0,335	17733	0,314	5468	0,191	6177	0,175	15018	0,333
С37	9114	0,243	8352	0,271	18042	0,355	9038	0,249	3356	0,194	16535	0,292	8583	0,300	9988	0,283	13107	0,291
С38	9853	0,262	4008	0,130	7594	0,149	4281	0,118	1687	0,098	7844	0,139	4241	0,148	2515	0,071	6851	0,152
С39	2302	0,061	26	0,001	4040	0,079	2515	0,069	771	0,045	5838	0,103	3435	0,120	709	0,020	7348	0,163
С40	16774	0,447	894	0,029	2914	0,057	11320	0,312	931	0,054	3177	0,056	14935	0,522	15146	0,429	958	0,021
Сумма	3756628	100	3084294	100	5083538	100	3623233	100	1728648	100	5654322	100	2860957	100	3529954	100	4510147	100

Таблица Б.6 - Компонентный состав проб высоковязкой нефти со скважин 139, 142, 153

Компонент	Скважина 139				Скважина 142				Скважина 153			
	Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017	
	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
C10	126097	5,084	158195	4,04	135844	4,421	125866	4,125	251061	6,708	243889	6,726
C11	145807	5,878	189238	4,833	177158	5,765	161079	5,279	262943	7,026	261293	7,206
C12	151052	6,09	191087	4,88	187481	6,101	166567	5,459	282727	7,554	234113	6,457
C13	159658	6,437	200405	5,118	196656	6,4	175150	5,74	234905	6,276	225297	6,214
C14	210786	8,498	258748	6,608	261592	8,513	227658	7,461	288881	7,719	285367	7,87
C15	153295	6,18	188743	4,82	191001	6,216	165198	5,414	218999	5,851	206774	5,703
C16	124292	5,011	153909	3,931	156990	5,109	132256	4,334	179336	4,792	168208	4,639
C17	130934	5,279	162608	4,153	154359	5,023	140723	4,612	176197	4,708	174705	4,818
ПРИСТАН	51880	2,092	61366	1,567	52102	1,696	56585	1,854	58520	1,564	66280	1,828
C18	123803	4,991	156604	3,999	160556	5,225	132664	4,348	180817	4,831	169481	4,674
ФИТАН	103325	4,166	121687	3,108	115169	3,748	110864	3,633	146798	3,922	133561	3,684
C19	128063	5,163	158803	4,056	162871	5,3	137534	4,507	183428	4,901	170227	4,695
C20	116307	4,689	146571	3,743	150575	4,9	125416	4,11	171695	4,588	157606	4,347
C21	100900	4,068	128050	3,27	126341	4,111	108652	3,561	142692	3,813	133098	3,671
C22	93724	3,778	127859	3,265	121300	3,947	105700	3,464	136626	3,651	128988	3,557
C23	82303	3,318	126212	3,223	107011	3,482	98669	3,234	120305	3,214	116097	3,202
C24	69214	2,79	126074	3,22	87484	2,847	90706	2,973	98381	2,629	97867	2,699
C25	69720	2,811	156029	3,985	95201	3,098	102956	3,374	107197	2,864	107883	2,975
C26	64680	2,608	172890	4,415	78960	2,57	108691	3,562	89924	2,403	95153	2,624
C27	55000	2,217	168451	4,302	68496	2,229	109153	3,577	77355	2,067	83425	2,301
C28	49249	1,985	176053	4,496	65456	2,13	106039	3,475	75004	2,004	81327	2,243
C29	38660	1,559	151555	3,87	49927	1,625	96739	3,17	64572	1,725	71786	1,98
C30	30953	1,248	133207	3,402	42829	1,394	71682	2,349	50820	1,358	60537	1,67
C31	16579	0,668	97076	2,479	28119	0,915	63737	2,089	38946	1,041	44597	1,23
C32	13575	0,547	71138	1,817	18064	0,588	45111	1,478	27007	0,722	30678	0,846
C33	13957	0,563	48632	1,242	21161	0,689	31932	1,046	19282	0,515	22192	0,612
C34	12355	0,498	24250	0,619	9312	0,303	7870	0,258	9838	0,263	8977	0,248
C35	13147	0,53	13932	0,356	13500	0,439	6215	0,204	6793	0,182	6670	0,184
C36	4890	0,197	14563	0,372	5682	0,185	10079	0,33	6194	0,165	6521	0,18

Продолжение таблицы Б.6

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
С37	6806	0,274	10708	0,273	9193	0,299	10078	0,33	9672	0,258	9909	0,273
С38	4620	0,186	5340	0,136	4686	0,152	5747	0,188	5423	0,145	1534	0,042
С39	4049	0,163	4731	0,121	3670	0,119	3022	0,099	6354	0,17	1360	0,038
С40	10801	0,435	10936	0,279	14126	0,46	11099	0,364	13938	0,372	13757	0,379
Сумма	2480481	100	3915650	100	3072872	100	3051437	100	3742630	100	3619157	100

Таблица Б.7 - Компонентный состав проб высоковязкой нефти со скважин 150, 185

Компонент	Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 12.12.2017		Дата отбора пробы 01.11.2017		Дата отбора пробы 07.11.2017		Дата отбора пробы 12.12.2017	
	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %	площадь, усл.ед.	концентрация, %
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
С10	217689	6,419	173510	4,649	159644	5,351	149976	5,844	149223	4,076	102501	4,692
С11	250374	7,383	216783	5,809	198982	6,669	172757	6,732	200384	5,474	122109	5,59
С12	228279	6,731	195058	5,227	173882	5,828	168321	6,559	193464	5,285	131822	6,035
С13	221292	6,525	194338	5,207	178972	5,998	172657	6,728	202699	5,537	141273	6,467
С14	279842	8,251	249728	6,692	230168	7,714	221579	8,634	263148	7,189	184451	8,444
С15	202468	5,97	183566	4,919	167947	5,629	159903	6,231	195058	5,328	132267	6,055
С16	162226	4,783	195545	5,24	140586	4,712	128933	5,024	209969	5,736	150186	6,875
С17	171129	5,046	161391	4,325	150645	5,049	137092	5,342	173773	4,747	116262	5,322
ПРИСТАН	67386	1,987	63542	1,703	65156	2,184	53112	2,07	66127	1,806	51047	2,337
С18	160733	4,739	154640	4,144	145136	4,864	129190	5,034	166431	4,546	112174	5,135
ФИТАН	134710	3,972	125058	3,351	124349	4,168	104700	4,08	129666	3,542	91995	4,211
С19	165458	4,879	160986	4,314	151884	5,091	132814	5,175	172618	4,715	116679	5,341
С20	149123	4,397	146704	3,931	151111	5,065	120943	4,713	157750	4,309	115163	5,272
С21	127316	3,754	129308	3,465	124650	4,178	102300	3,986	139434	3,809	94258	4,315
С22	120500	3,553	125928	3,374	115885	3,884	94177	3,67	135814	3,71	88392	4,046
С23	106676	3,145	119543	3,203	102428	3,433	80580	3,14	129193	3,529	76598	3,507
С24	87125	2,569	111176	2,979	83577	2,801	62932	2,452	117317	3,205	62702	2,87
С25	78432	2,313	118101	3,165	77509	2,598	54705	2,132	117834	3,219	59387	2,719
С26	79497	2,344	140036	3,752	76149	2,552	53242	2,075	129167	3,529	46576	2,132

Продолжение таблицы Б.7

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
С27	74294	2,191	134685	3,609	69226	2,32	50499	1,968	117459	3,209	39575	1,812
С28	68445	2,018	140806	3,773	64307	2,155	46203	1,8	118403	3,234	33873	1,551
С29	55400	1,634	124098	3,325	57824	1,938	40022	1,56	99380	2,715	26569	1,216
С30	51449	1,517	111497	2,988	47689	1,598	34195	1,332	86776	2,37	22646	1,037
С31	38393	1,132	82507	2,211	33838	1,134	24561	0,957	62789	1,715	15484	0,709
С32	26576	0,784	61199	1,64	20648	0,692	16042	0,625	43546	1,19	7378	0,338
С33	19090	0,563	43516	1,166	17971	0,602	13362	0,521	31847	0,87	6676	0,306
С34	8924	0,263	21242	0,569	12659	0,424	7835	0,305	12692	0,347	7567	0,346
С35	6133	0,181	12518	0,335	12808	0,429	5250	0,205	6763	0,185	9130	0,418
С36	5971	0,176	13486	0,361	5920	0,198	5784	0,225	9194	0,251	5254	0,24
С37	10675	0,315	14481	0,388	9086	0,305	7022	0,274	12846	0,351	5519	0,253
С38	1299	0,038	3555	0,095	5906	0,198	4081	0,159	4341	0,119	4968	0,227
С39	1102	0,032	2492	0,067	4442	0,149	740	0,029	1665	0,045	2778	0,127
С40	13409	0,04	930	0,025	2649	0,089	10757	0.419	3906	0,107	1203	0,055
Сумма	3391415	100	3731953	100	2983633	100	2566266	100	3660676	100	2184462	100

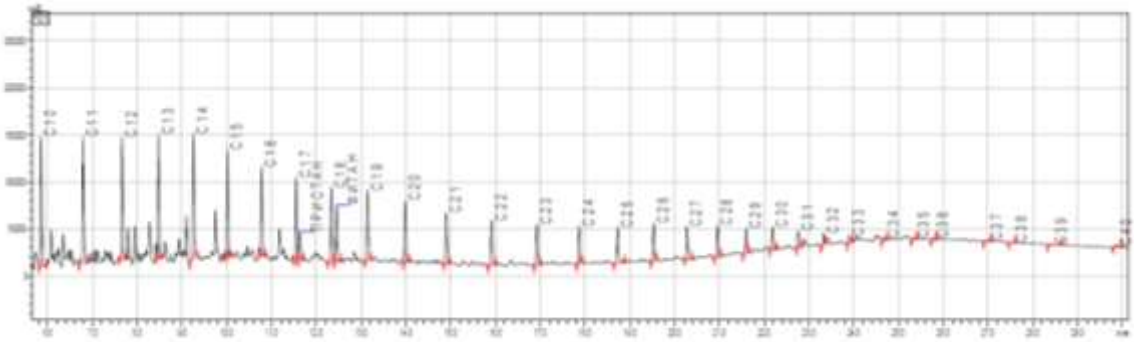


Рисунок Б.1 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 167 (дата отбора 01.11.2017)

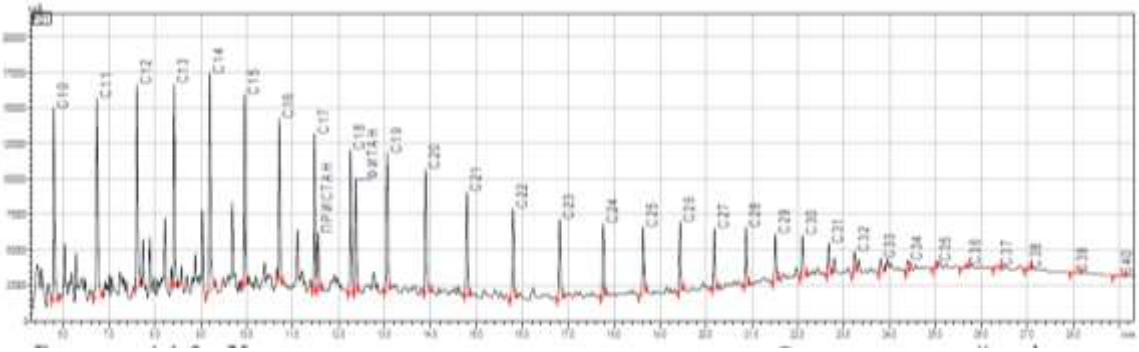


Рисунок Б.2 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 167 (дата отбора 07.11.2017)

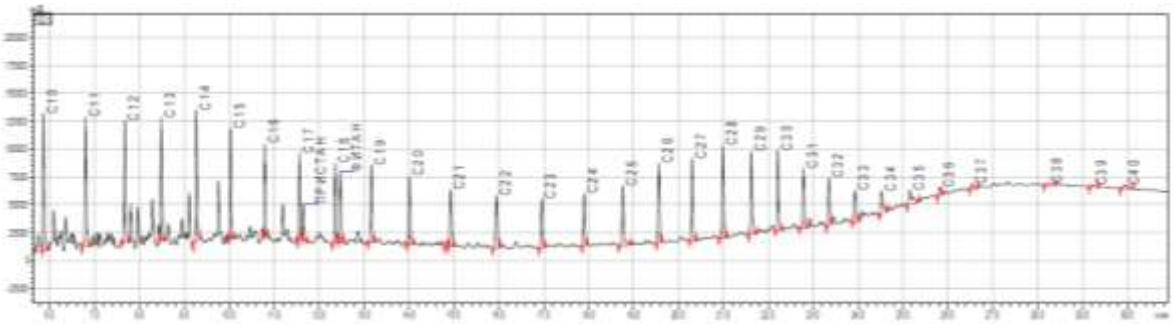


Рисунок Б.3 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 175 (дата отбора 01.11.2017)

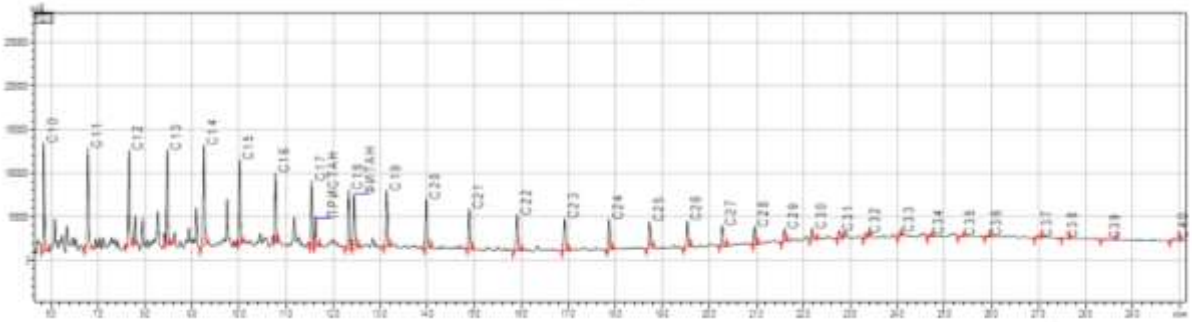


Рисунок Б.4 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 175 (дата отбора 07.11.2017)

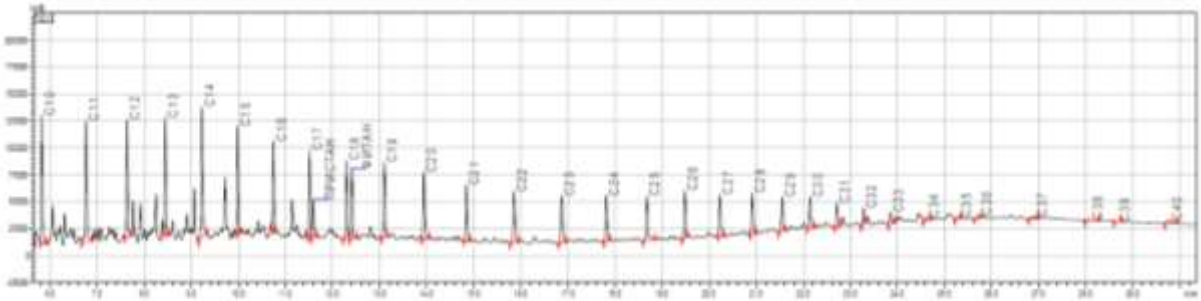


Рисунок Б.5 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 175 (дата отбора 28.11.2017)

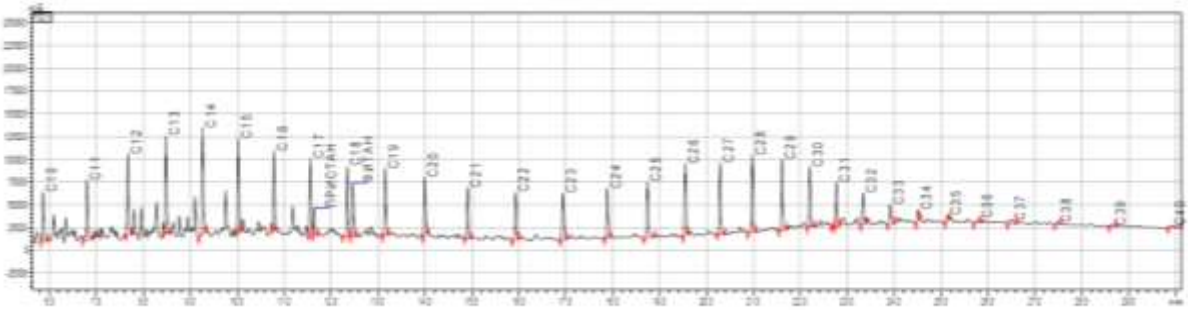


Рисунок Б.6 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 159 (дата отбора 01.11.2017)

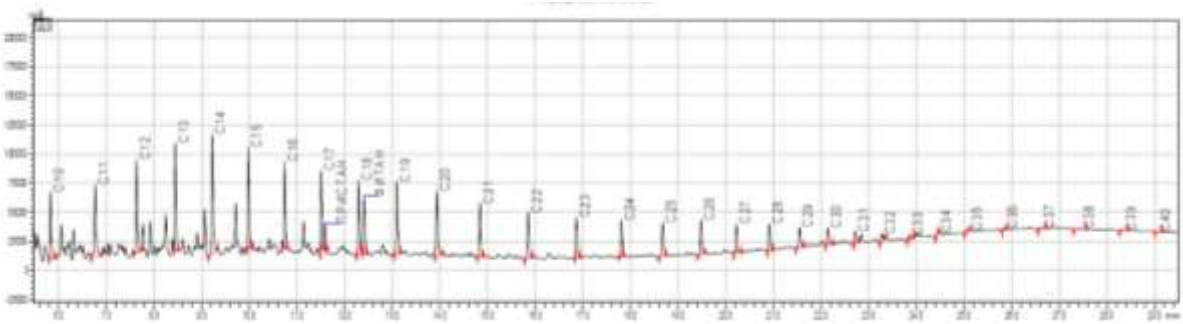


Рисунок Б.7 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 159 (дата отбора 07.11.2017)

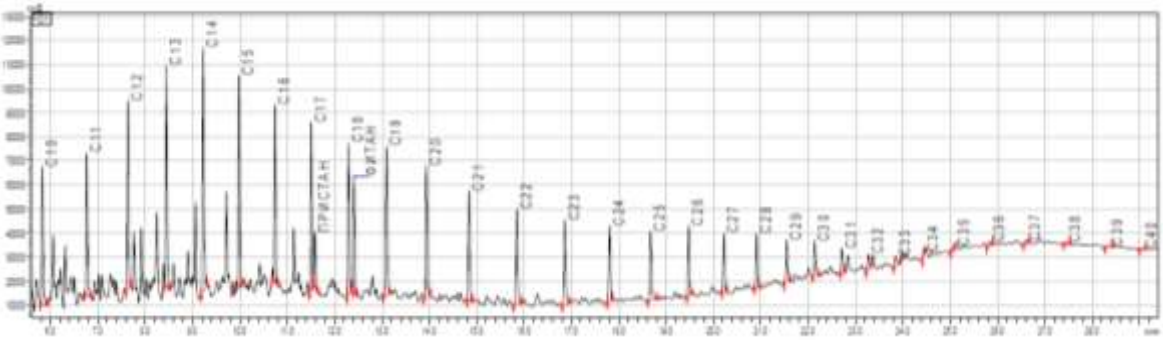


Рисунок Б.8 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 159 (дата отбора 21.11.2017)

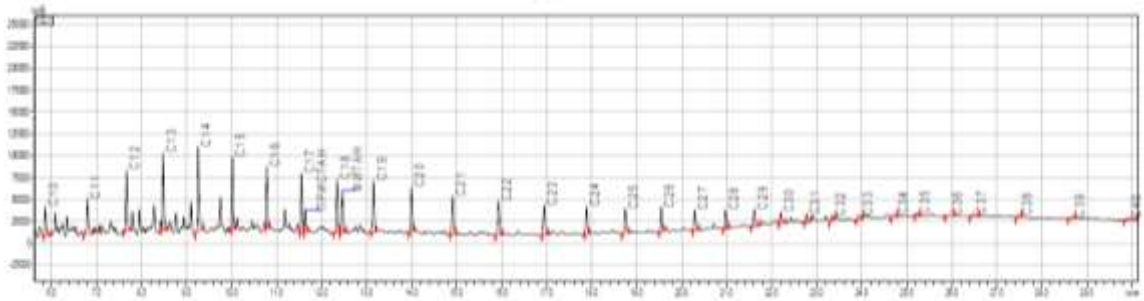


Рисунок Б.9 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 165 (дата отбора 01.11.2017)

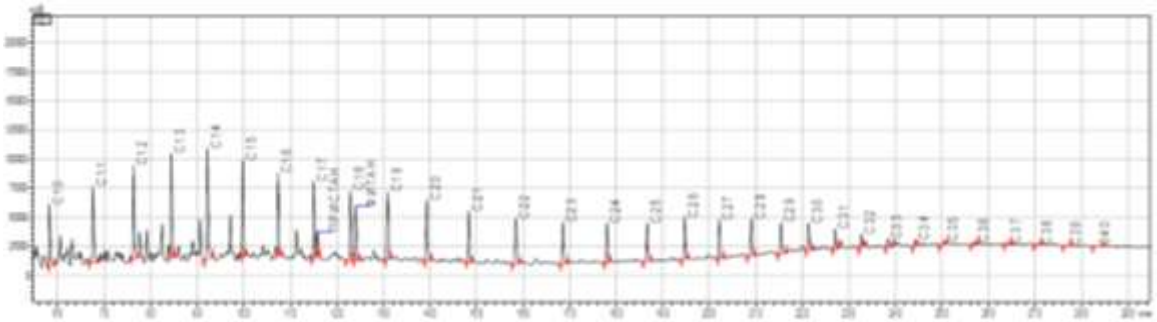


Рисунок Б.10 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 165 (дата отбора 07.11.2017)

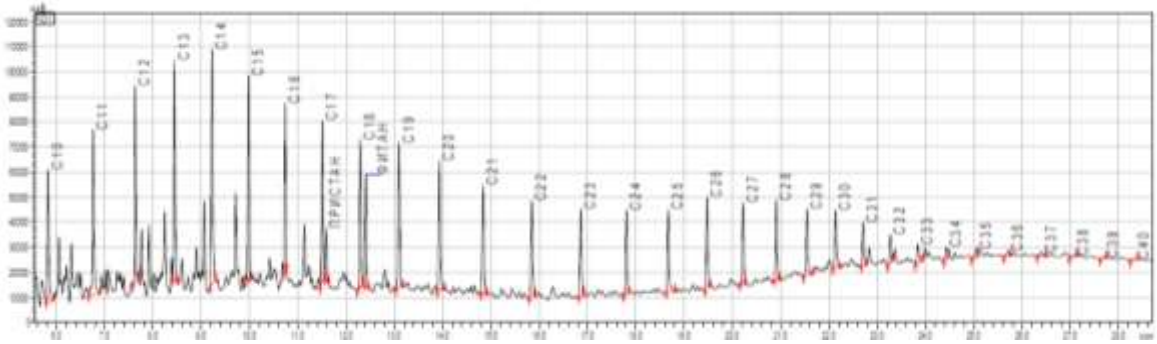


Рисунок Б.11 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 165 (дата отбора 21.11.2017)

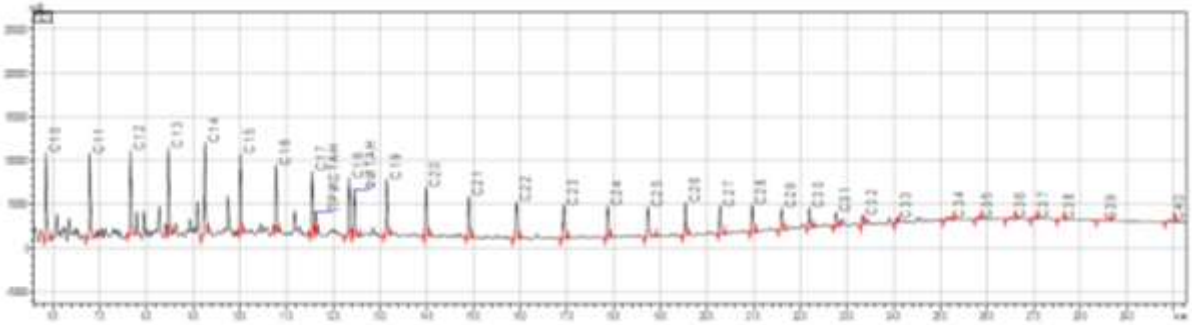


Рисунок Б.12 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 171 (дата отбора 01.11.2017)

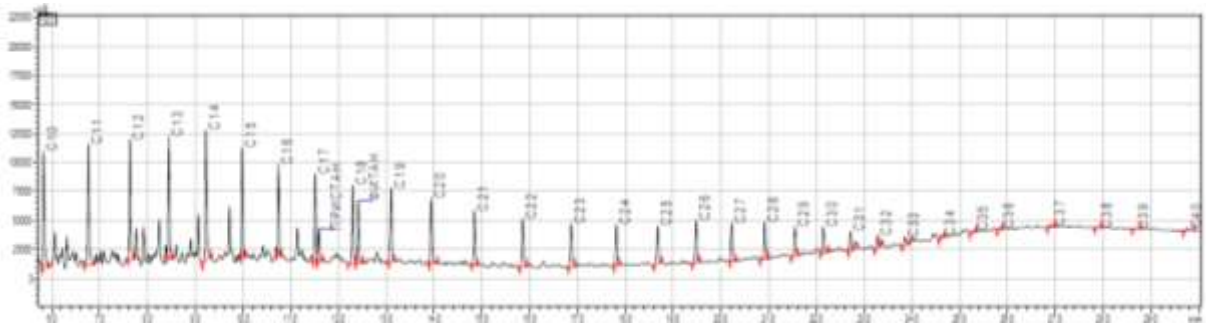


Рисунок Б.13 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 171 (дата отбора 07.11.2017)

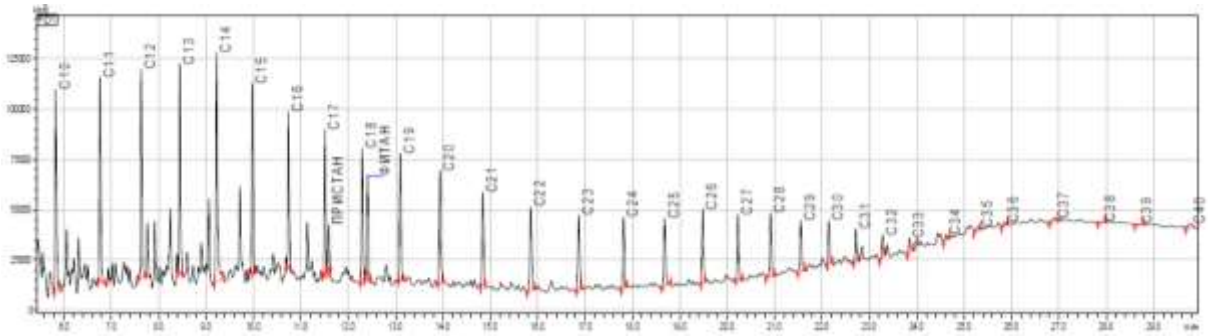


Рисунок Б.14 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 171 (дата отбора 14.11.2017)

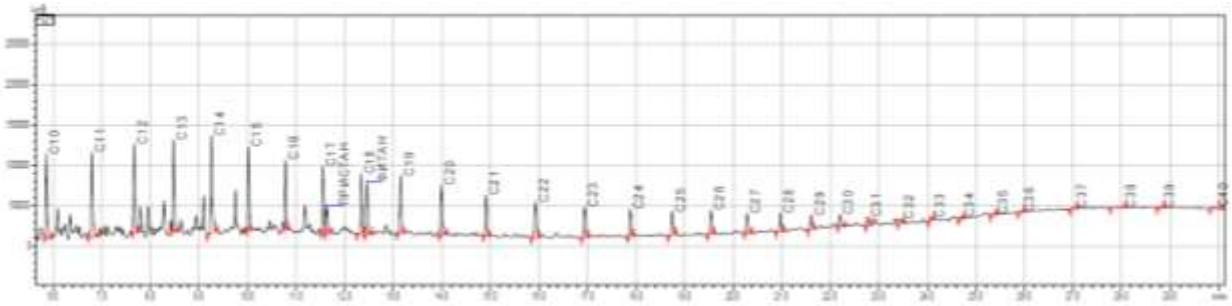


Рисунок Б.15 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 114 (дата отбора 01.11.2017)

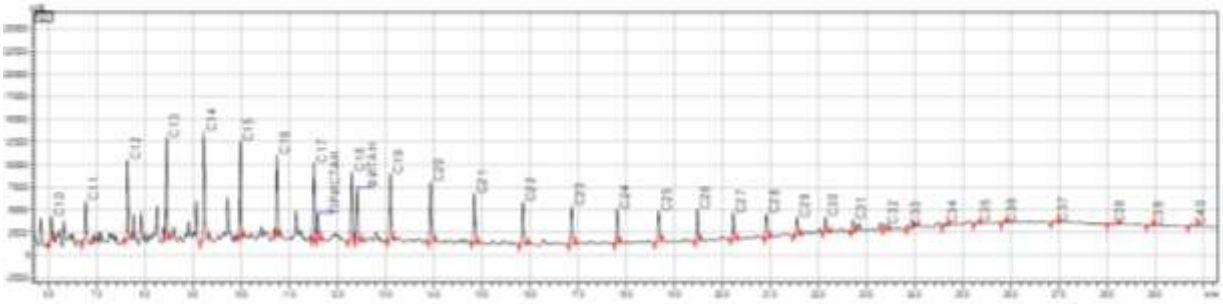


Рисунок Б.16 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 114 (дата отбора 07.11.2017)

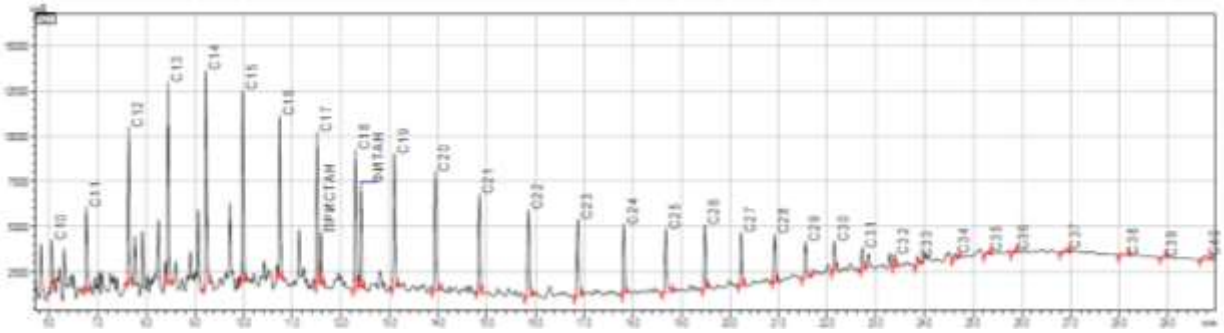


Рисунок Б.17 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 114 (дата отбора 28.11.2017)

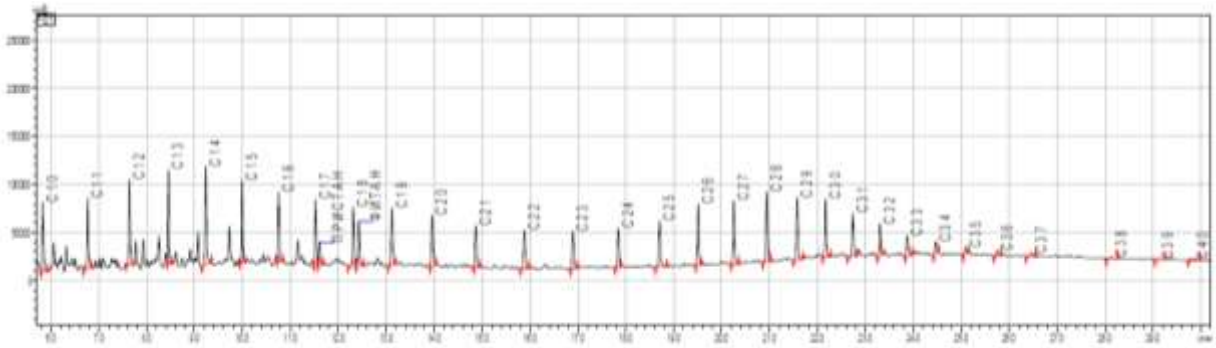


Рисунок Б.18 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 129 (дата отбора 01.11.2017)

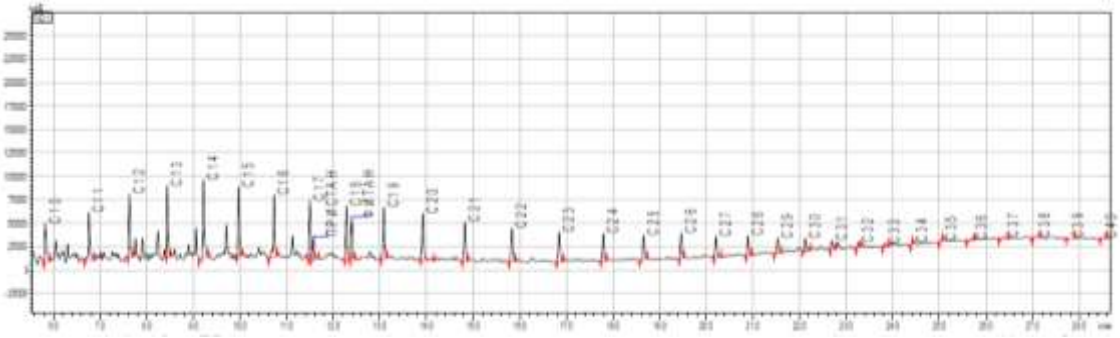


Рисунок Б.19 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 129 (дата отбора 07.11.2017)

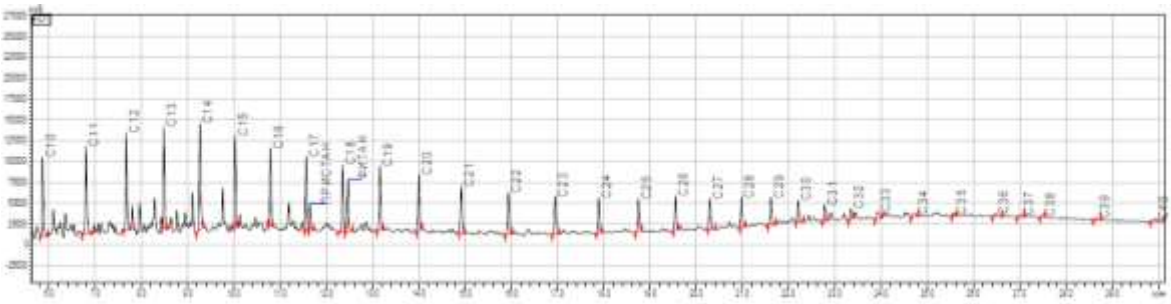


Рисунок Б.20 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 130 (дата отбора 01.11.2017)

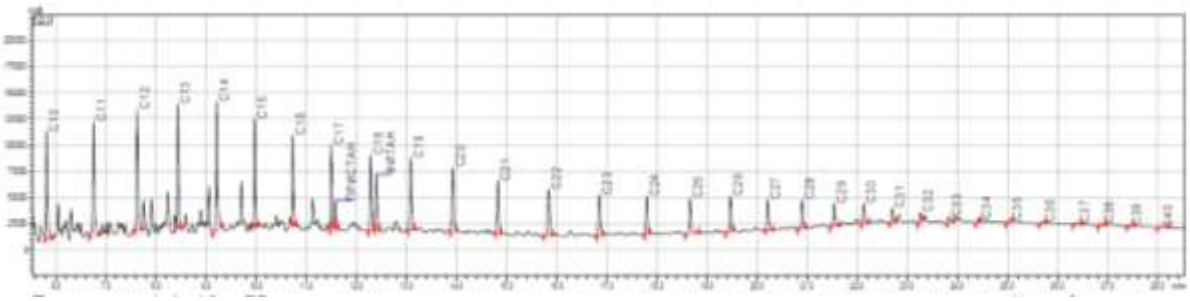


Рисунок Б.21 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 130 (дата отбора 07.11.2017)

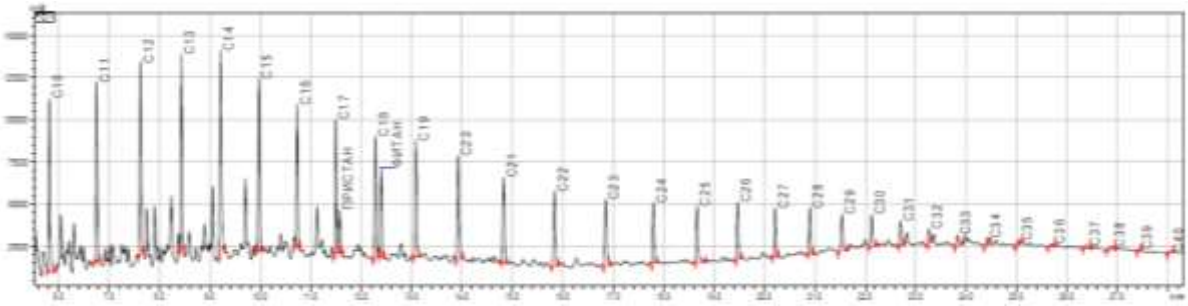


Рисунок Б.22 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 130 (дата отбора 21.11.2017)

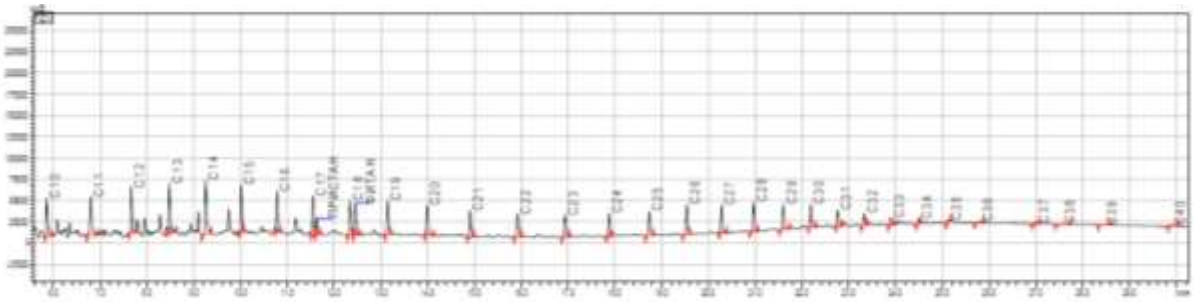


Рисунок Б.23 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 158 (дата отбора 01.11.2017)

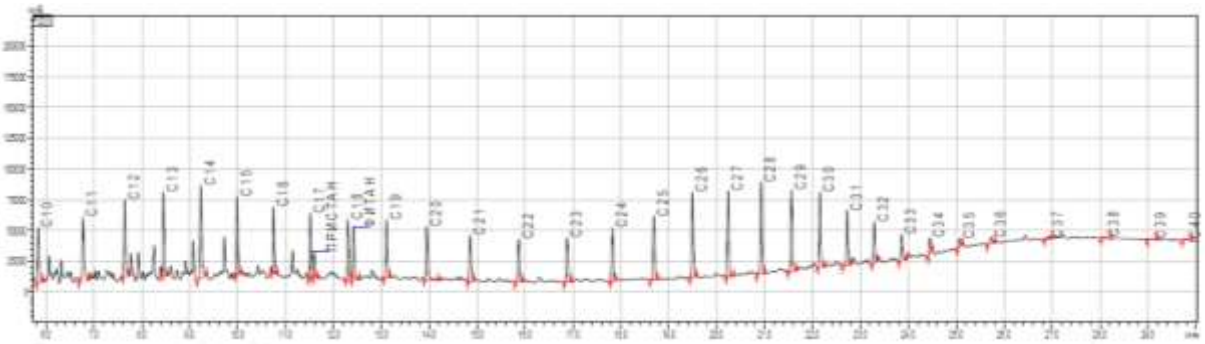


Рисунок Б.24 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 158 (дата отбора 07.11.2017)

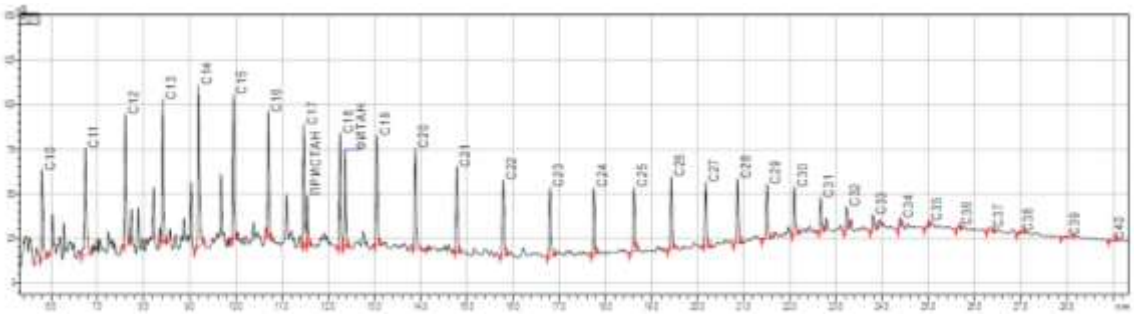


Рисунок Б.25 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 158 (дата отбора 14.11.2017)

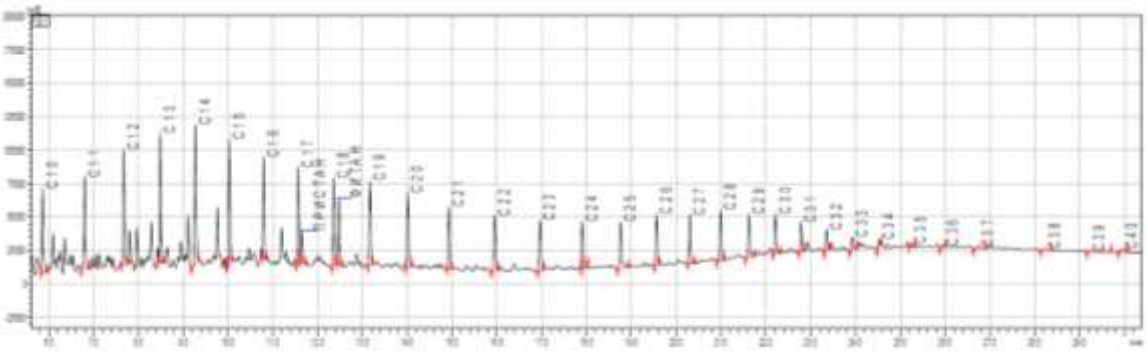


Рисунок Б.26 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 155 (дата отбора 01.11.2017)

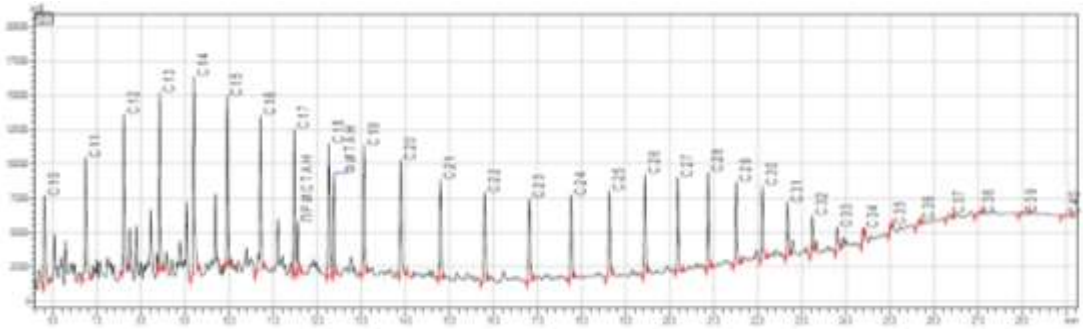


Рисунок Б.27 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 155 (дата отбора 07.11.2017)

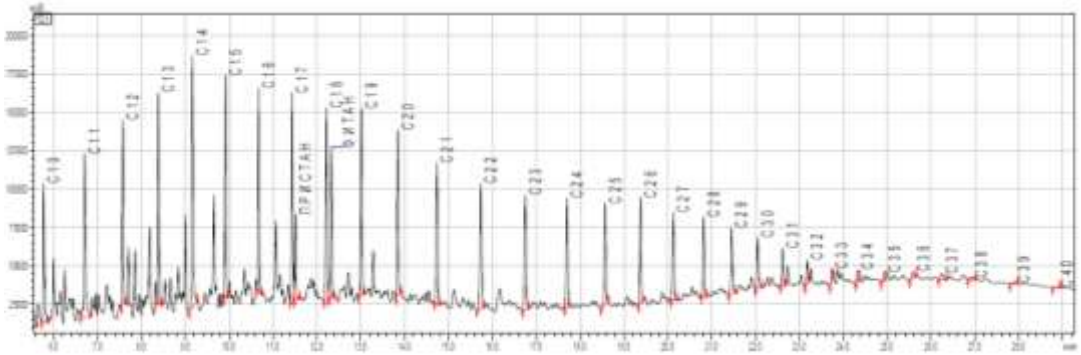


Рисунок Б.28 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 155 (дата отбора 12.11.2017)

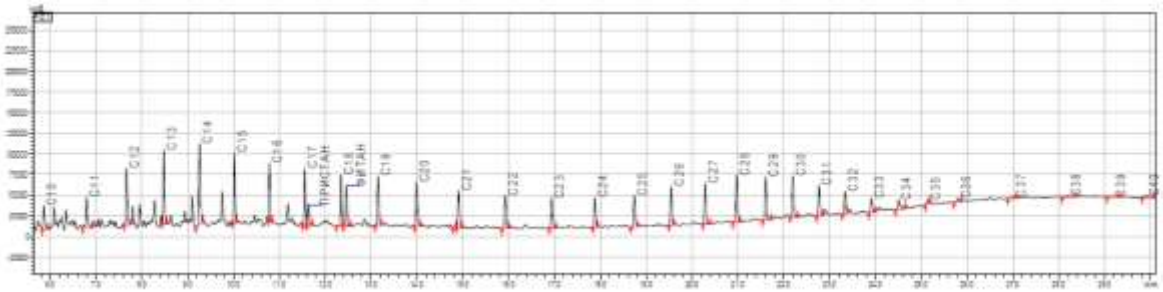


Рисунок Б.29 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 195 (дата отбора 01.11.2017)

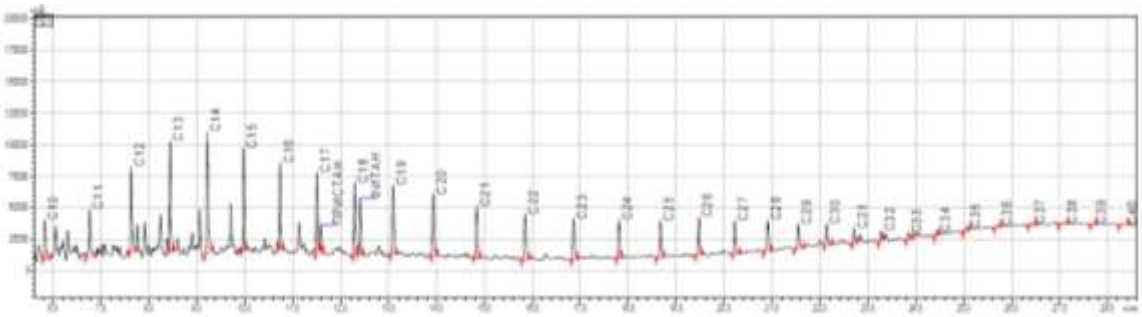


Рисунок Б.30 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 195 (дата отбора 07.11.2017)

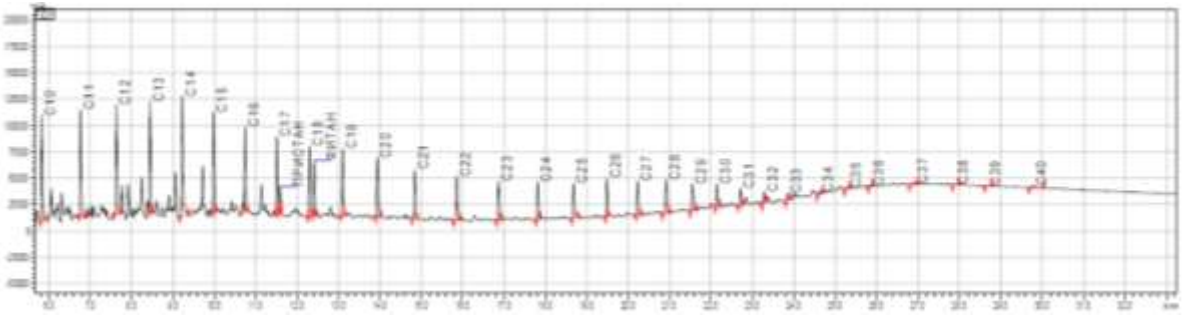


Рисунок Б.31 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 195 (дата отбора 28.11.2017)

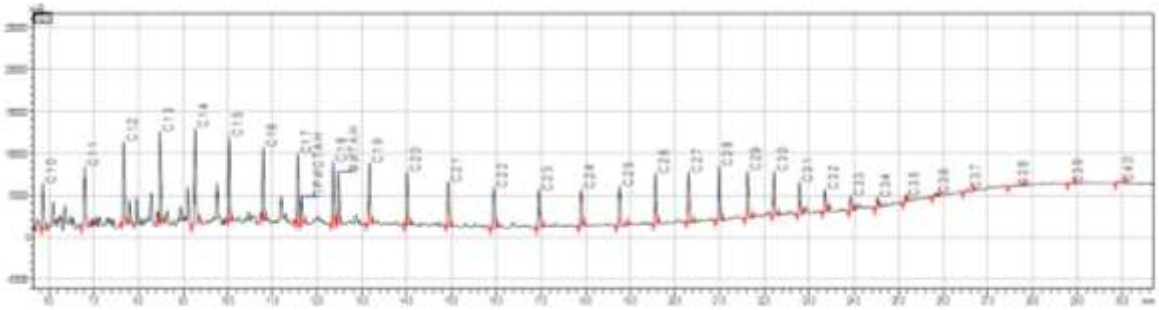


Рисунок Б.32 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 183 (дата отбора 01.11.2017)

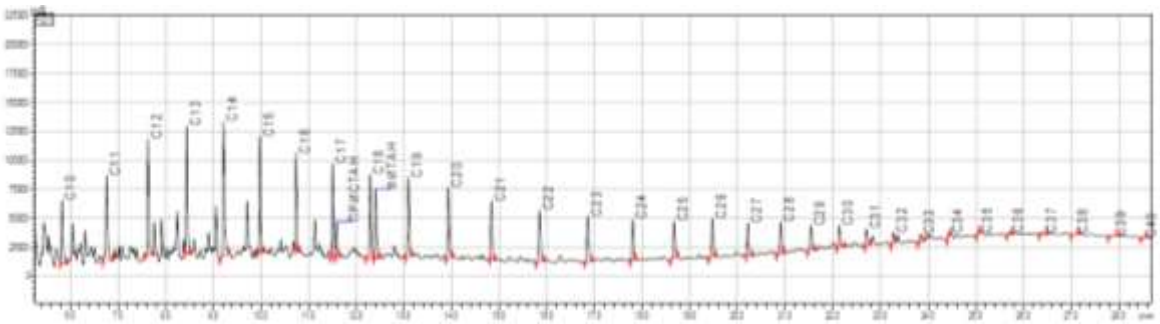


Рисунок Б.33– Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 183 (дата отбора 07.11.2017)

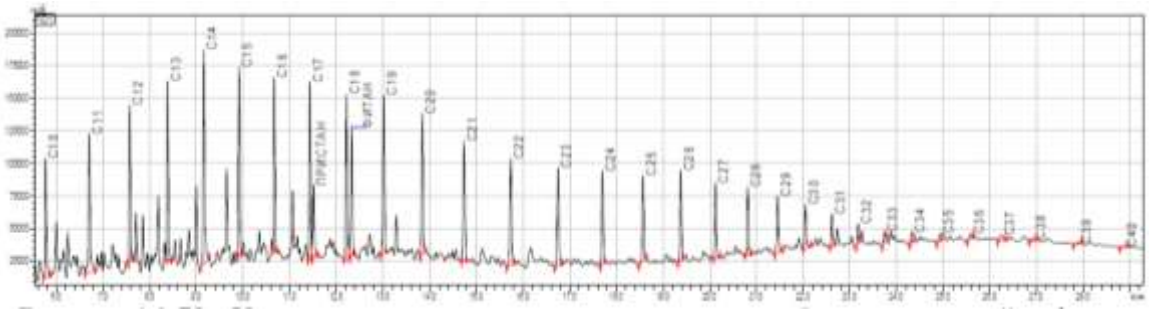


Рисунок Б.34 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 183 (дата отбора 05.12.2017)

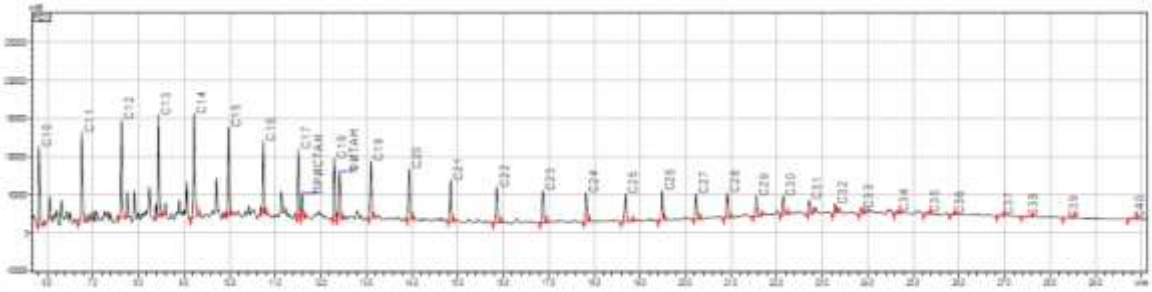


Рисунок Б.35 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 104 (дата отбора 01.11.2017)

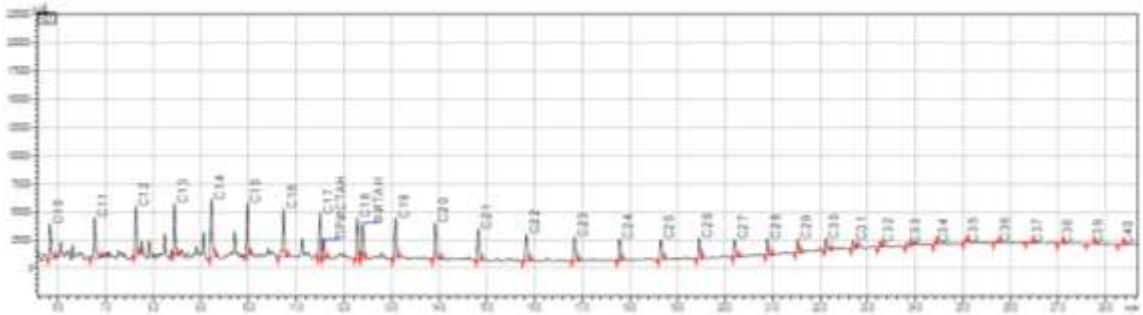


Рисунок Б.36 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 104 (дата отбора 05.11.2017)

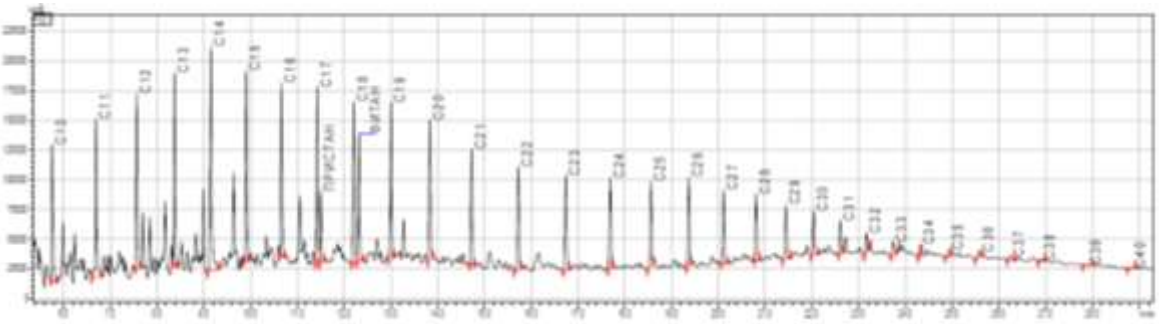


Рисунок Б.37 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 104 (дата отбора 07.11.2017)

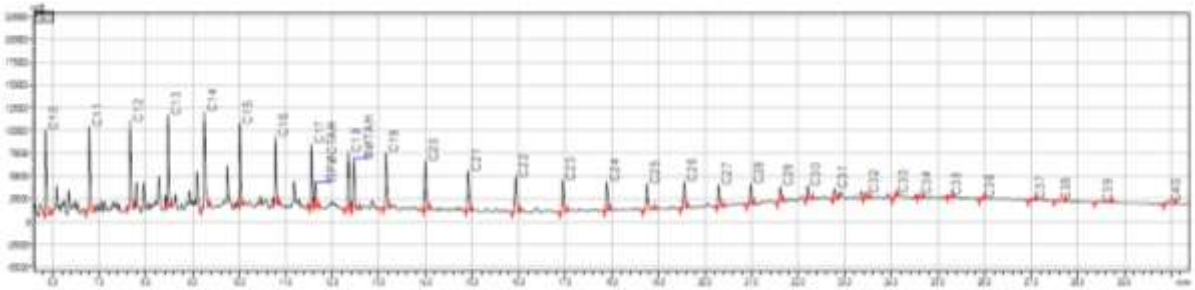


Рисунок Б.38 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 107 (дата отбора 01.11.2017)

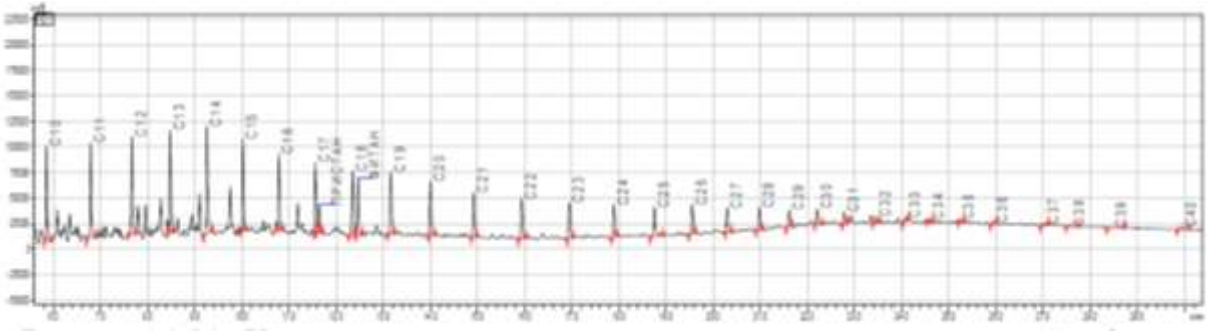


Рисунок Б.39 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 107 (дата отбора 07.11.2017)

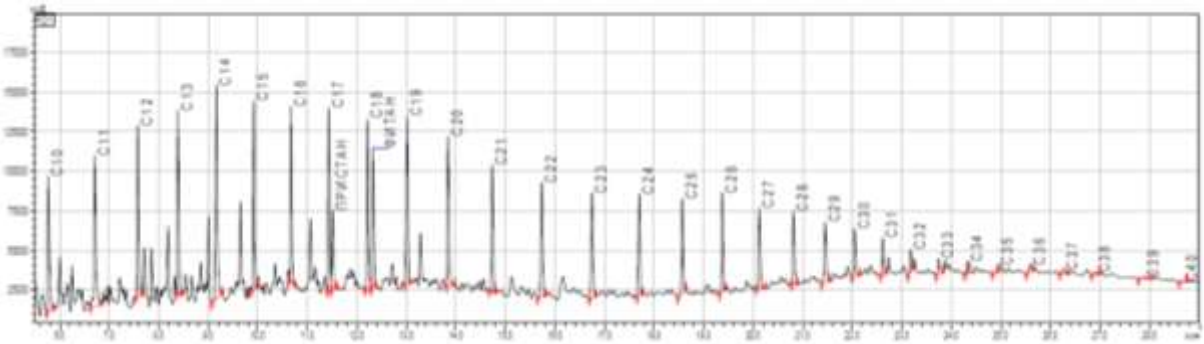


Рисунок Б.40 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 107 (дата отбора 05.12.2017)

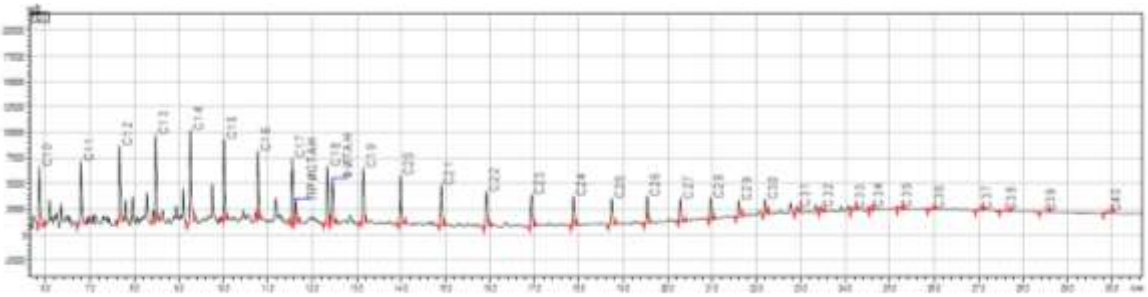


Рисунок Б.41 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 139 (дата отбора 01.11.2017)

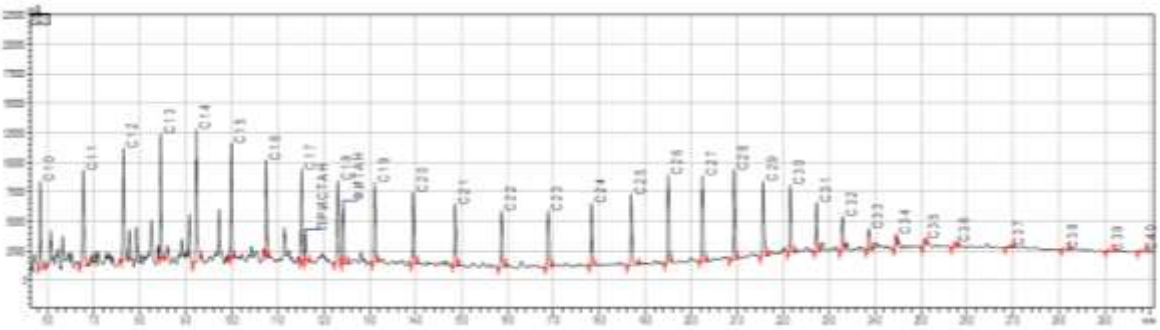


Рисунок Б.42 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 139 (дата отбора 07.11.2017)

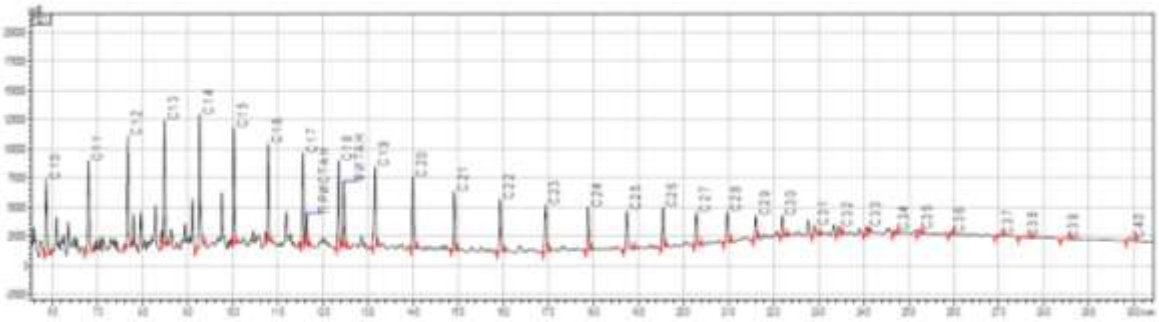


Рисунок Б.43 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 142 (дата отбора 01.11.2017)

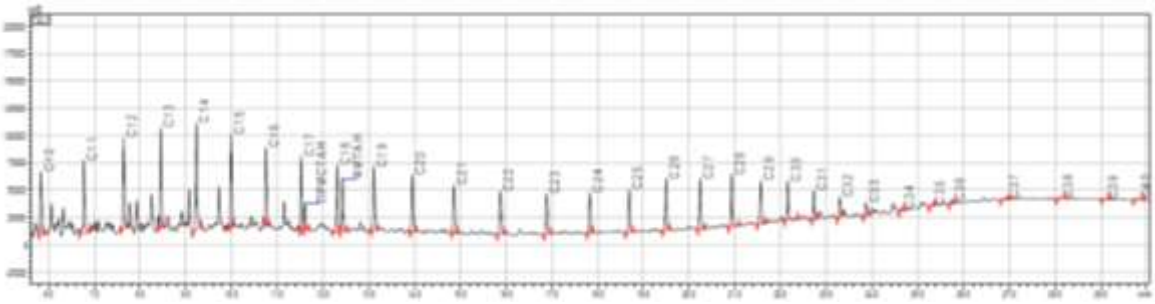


Рисунок Б.44 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 142 (дата отбора 07.11.2017)

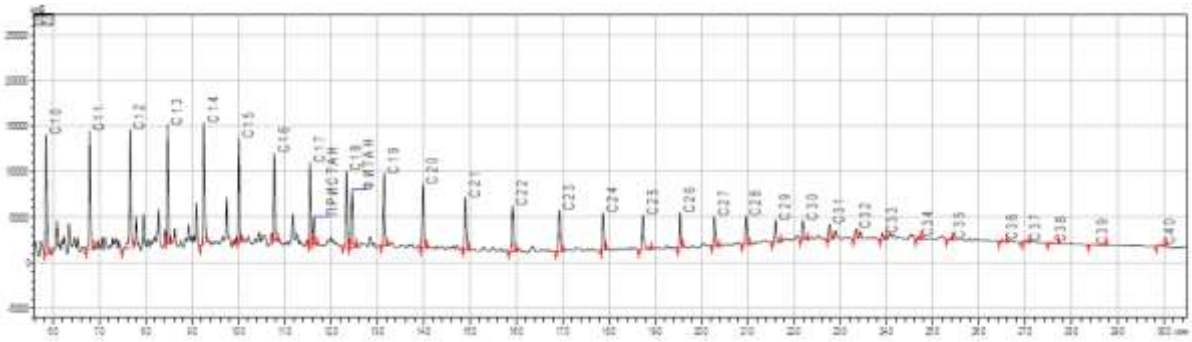


Рисунок Б.45 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 153 (дата отбора 01.11.2017)

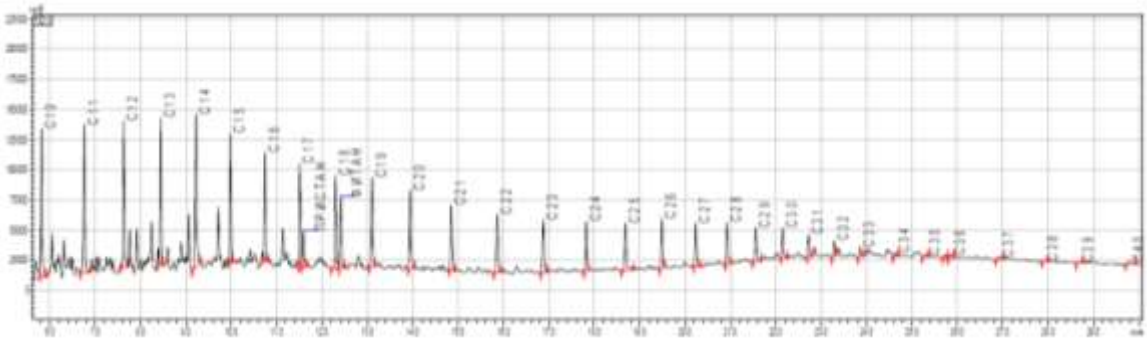


Рисунок Б.46 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 153 (дата отбора 07.11.2017)

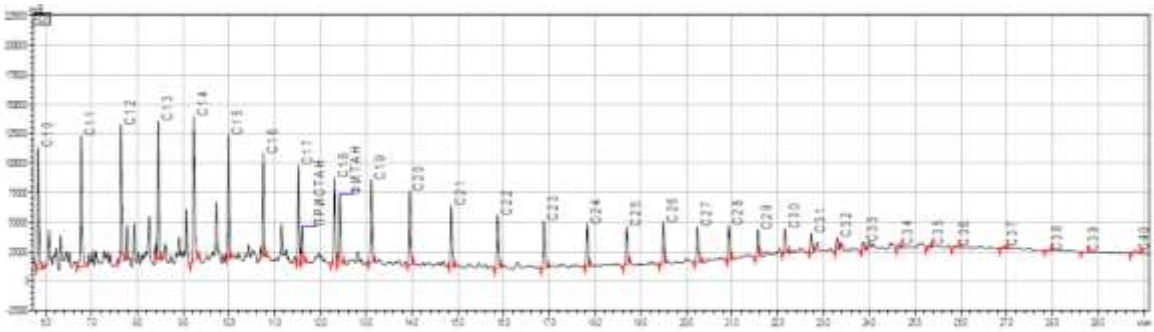


Рисунок Б.47 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 150 (дата отбора 01.11.2017)

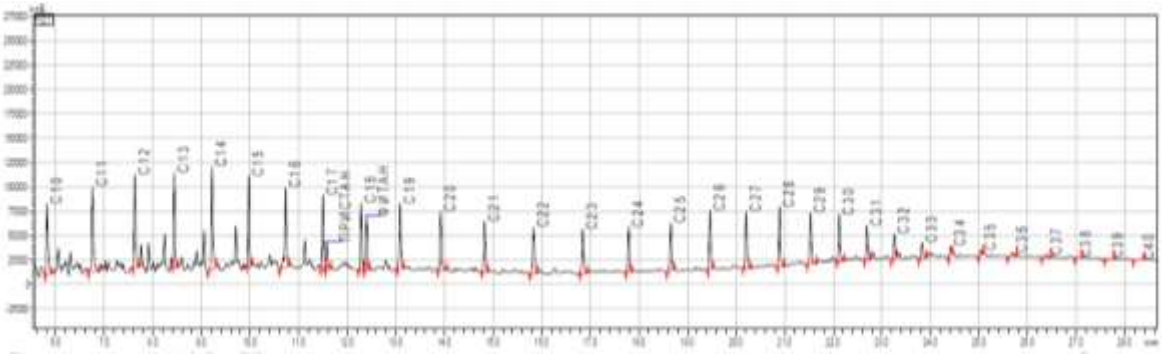


Рисунок Б.48 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 150 (дата отбора 07.11.2017)

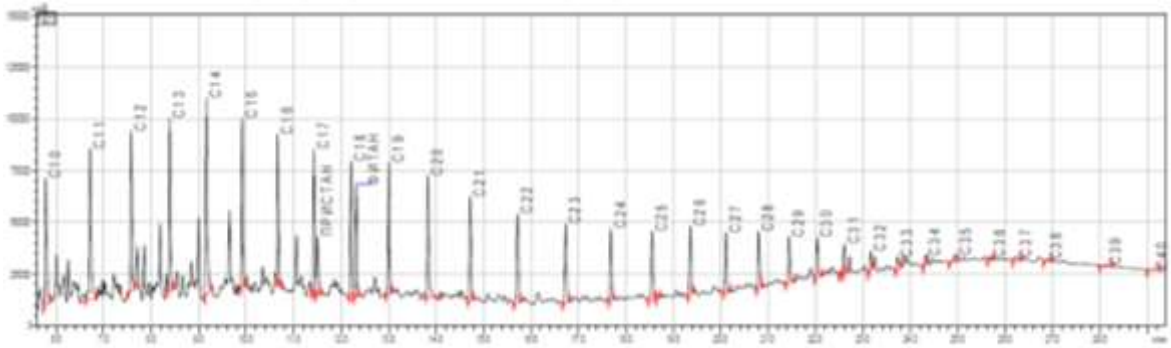


Рисунок Б.49 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 150 (дата отбора 12.12.2017)

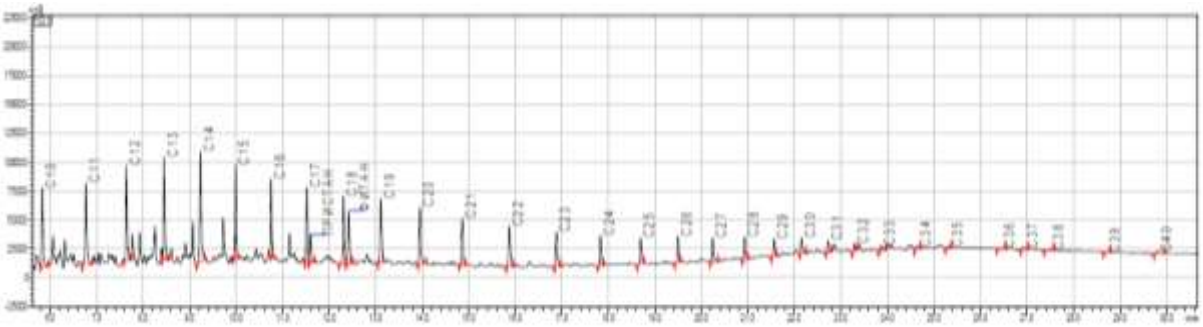


Рисунок Б.50 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 185 (дата отбора 01.11.2017)

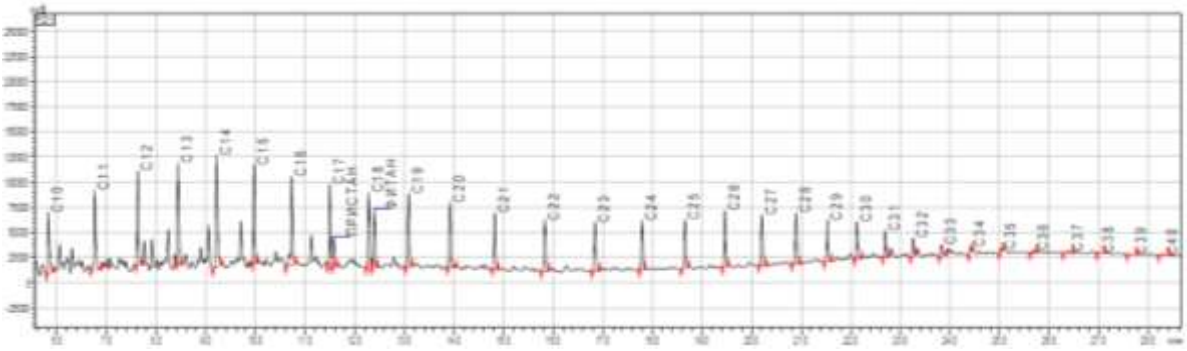


Рисунок Б.51 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 185 (дата отбора 07.11.2017)

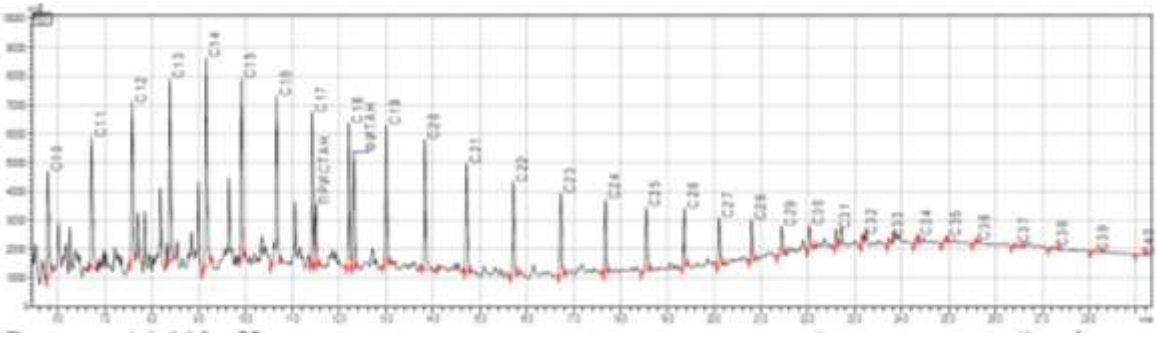


Рисунок Б.52 – Хроматограмма компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважины 185 (дата отбора 12.12.2017)

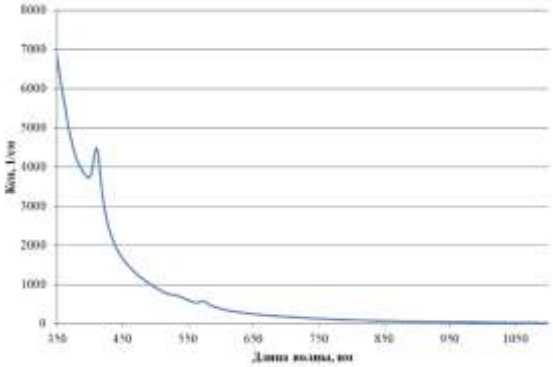
Таблица Б.8 - Результаты статистического анализа компонентного состава пробы высоковязкой нефти со скважин Вишнево-Полянского месторождения

Компонент	Коэффициент вариации																				
	193	167	175	159	165	171	114	129	130	158	155	195	183	104	107	139	142	153	150	185	Исследуемый участок месторождения
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
C_{10}	0,06	0,05	0,18	0,27	0,20	0,01	0,94	0,03	0,10	0,16	0,12	0,61	0,15	0,13	0,21	0,16	0,05	0,00	0,16	0,18	0,30
C_{11}	0,02	0,00	0,18	0,20	0,17	0,04	0,42	0,17	0,07	0,14	0,06	0,40	0,12	0,10	0,17	0,14	0,06	0,02	0,12	0,12	0,20
C_{12}	0,04	0,04	0,16	0,17	0,02	0,04	0,10	0,13	0,05	0,13	0,07	0,20	0,17	0,14	0,16	0,16	0,08	0,11	0,13	0,11	0,13
C_{13}	0,02	0,03	0,16	0,18	0,03	0,04	0,05	0,15	0,05	0,14	0,08	0,13	0,15	0,10	0,14	0,16	0,08	0,01	0,11	0,10	0,11
C_{14}	0,02	0,01	0,15	0,18	0,08	0,09	0,02	0,17	0,05	0,15	0,08	0,14	0,11	0,04	0,13	0,18	0,09	0,01	0,10	0,10	0,10
C_{15}	0,02	0,02	0,14	0,16	0,05	0,03	0,06	0,18	0,04	0,17	0,13	0,11	0,10	0,05	0,09	0,17	0,10	0,02	0,10	0,08	0,10
C_{16}	0,18	0,00	0,14	0,16	0,06	0,02	0,08	0,36	0,02	0,16	0,09	0,10	0,09	0,17	0,04	0,17	0,12	0,02	0,06	0,16	0,14
C_{17}	0,05	0,03	0,17	0,12	0,09	0,05	0,05	0,22	0,02	0,16	0,09	0,08	0,10	0,03	0,06	0,17	0,06	0,02	0,09	0,07	0,10
ПРИСТАН	0,14	0,06	0,23	0,08	0,28	0,20	0,14	0,30	0,16	0,14	0,20	0,16	0,13	0,11	0,13	0,20	0,06	0,11	0,12	0,13	0,17
C_{18}	0,01	0,03	0,15	0,12	0,06	0,03	0,06	0,22	0,02	0,16	0,08	0,07	0,14	0,05	0,05	0,16	0,13	0,02	0,08	0,06	0,10
ФИТАН	0,04	0,01	0,19	0,10	0,10	0,05	0,05	0,22	0,07	0,14	0,11	0,04	0,13	0,05	0,03	0,21	0,02	0,04	0,11	0,09	0,10
C_{19}	0,02	0,05	0,13	0,16	0,05	0,02	0,07	0,23	0,02	0,16	0,11	0,09	0,11	0,06	0,06	0,17	0,11	0,03	0,08	0,06	0,10
C_{20}	0,01	0,03	0,12	0,18	0,02	0,02	0,08	0,27	0,04	0,15	0,10	0,08	0,08	0,07	0,05	0,16	0,12	0,04	0,13	0,10	0,10
C_{21}	0,03	0,06	0,11	0,14	0,05	0,02	0,08	0,22	0,02	0,14	0,09	0,08	0,11	0,07	0,08	0,15	0,10	0,03	0,09	0,06	0,09
C_{22}	0,02	0,04	0,11	0,11	0,04	0,03	0,09	0,18	0,01	0,12	0,07	0,07	0,10	0,08	0,09	0,10	0,09	0,02	0,07	0,05	0,08
C_{23}	0,02	0,03	0,09	0,06	0,04	0,03	0,10	0,13	0,02	0,07	0,05	0,07	0,11	0,10	0,13	0,02	0,05	0,00	0,05	0,06	0,07

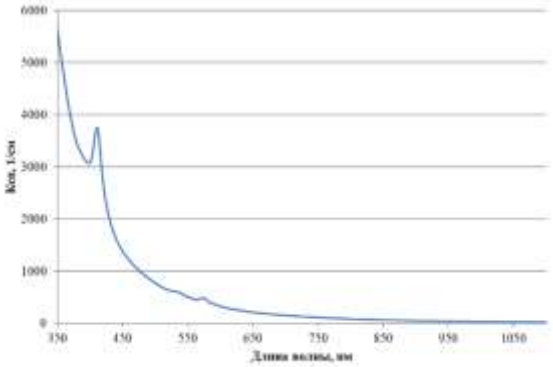
Продолжение таблицы Б.8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22
C_{24}	0,02	0,02	0,05	0,10	0,02	0,03	0,12	0,01	0,02	0,06	0,14	0,06	0,11	0,12	0,19	0,10	0,03	0,02	0,07	0,13	0,09
C_{25}	0,10	0,11	0,18	0,17	0,04	0,11	0,20	0,22	0,07	0,17	0,04	0,08	0,16	0,05	0,10	0,24	0,06	0,03	0,16	0,20	0,14
C_{26}	0,01	0,01	0,28	0,33	0,11	0,02	0,14	0,35	0,04	0,25	0,19	0,14	0,19	0,11	0,25	0,36	0,23	0,06	0,26	0,32	0,23
C_{27}	0,08	0,02	0,41	0,43	0,16	0,01	0,14	0,46	0,08	0,32	0,26	0,26	0,30	0,08	0,24	0,45	0,33	0,08	0,29	0,33	0,31
C_{28}	0,04	0,05	0,52	0,53	0,18	0,02	0,11	0,58	0,07	0,32	0,26	0,34	0,37	0,05	0,23	0,55	0,34	0,08	0,37	0,41	0,37
C_{29}	0,08	0,02	0,59	0,61	0,09	0,02	0,14	0,66	0,15	0,33	0,34	0,41	0,37	0,09	0,31	0,60	0,46	0,10	0,39	0,43	0,40
C_{30}	0,06	0,00	0,63	0,62	0,26	0,04	0,12	0,68	0,09	0,37	0,34	0,51	0,45	0,03	0,27	0,66	0,36	0,15	0,41	0,44	0,45
C_{31}	0,11	0,01	0,67	0,66	0,27	0,00	0,09	0,74	0,10	0,40	0,38	0,52	0,47	0,05	0,34	0,81	0,55	0,12	0,42	0,47	0,48
C_{32}	0,12	0,06	0,76	0,77	0,30	0,02	0,09	0,82	0,16	0,44	0,47	0,60	0,43	0,11	0,16	0,76	0,61	0,11	0,50	0,60	0,55
C_{33}	0,16	0,07	0,71	0,76	0,05	0,07	0,18	0,76	0,30	0,38	0,43	0,53	0,63	0,03	0,69	0,53	0,29	0,12	0,43	0,50	0,52
C_{34}	0,47	0,45	1,14	1,07	0,17	0,68	0,11	1,09	0,22	0,35	0,18	0,84	0,71	0,54	0,25	0,15	0,11	0,04	0,37	0,07	0,66
C_{35}	0,90	0,36	1,22	0,17	0,17	0,02	0,16	1,10	0,10	0,40	0,39	0,43	0,66	0,68	0,34	0,28	0,52	0,01	0,40	0,48	0,72
C_{36}	0,24	0,13	0,54	0,46	0,35	0,39	0,01	0,65	0,67	0,47	0,35	0,58	0,32	0,34	0,37	0,43	0,40	0,06	0,41	0,05	0,43
C_{37}	0,52	0,09	0,20	0,77	0,41	0,18	0,15	0,40	0,04	0,26	0,18	0,17	0,20	0,20	0,03	0,00	0,07	0,04	0,13	0,18	0,27
C_{38}	0,10	0,19	0,35	0,40	0,63	0,67	0,46	0,48	0,33	0,36	0,19	0,68	0,40	0,17	0,37	0,22	0,15	0,78	0,73	0,32	0,45
C_{39}	0,79	0,37	0,64	0,28	1,09	0,97	0,12	0,77	0,71	0,12	0,14	0,46	0,87	0,40	0,73	0,21	0,13	0,90	0,73	0,78	0,63
C_{40}	0,77	0,93	0,06	1,36	1,23	0,12	0,08	1,06	1,14	0,74	0,73	0,63	1,32	1,05	0,82	0,31	0,16	0,01	0,65	0,45	0,67

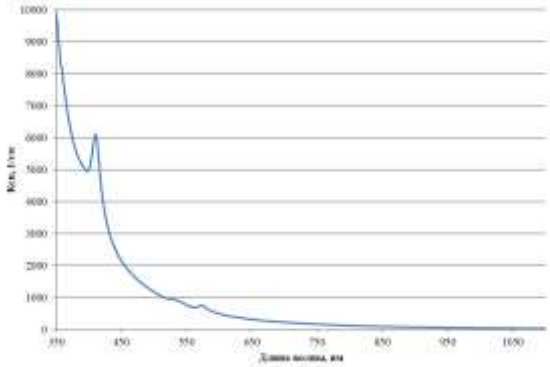
Приложение В



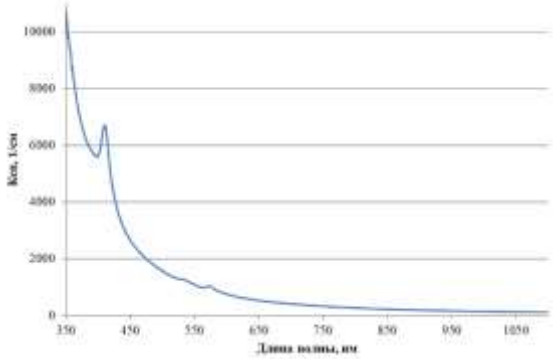
Скважина 175 (дата отбора пробы 07.11.17)



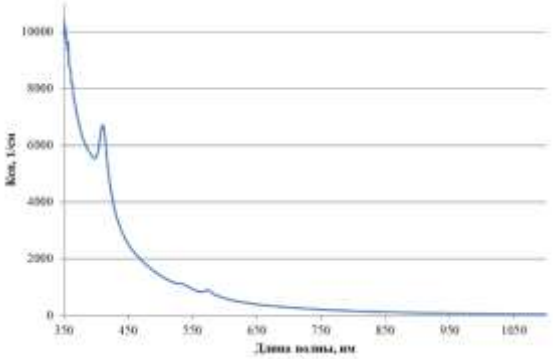
Скважина 107 (дата отбора пробы 07.11.17)



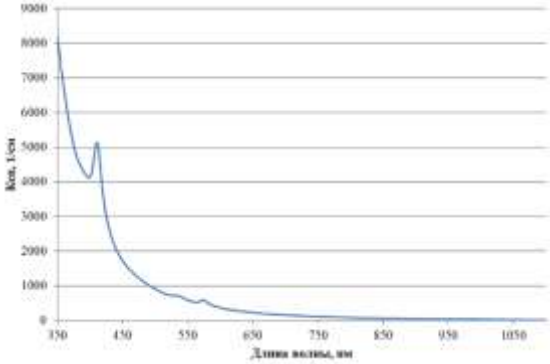
Скважина 167 (дата отбора пробы 01.11.17)



Скважина 167 (дата отбора пробы 07.11.17)

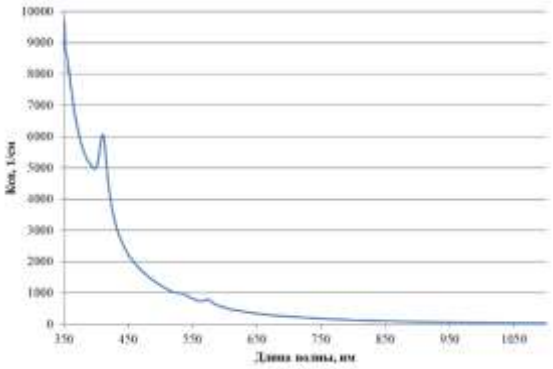


Скважина 193 (дата отбора пробы 01.11.17)

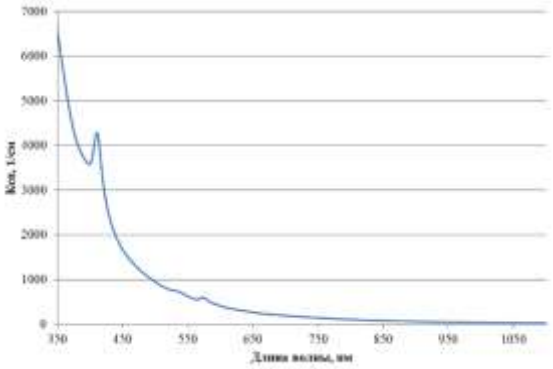


Скважина 193 (дата отбора пробы 07.11.17)

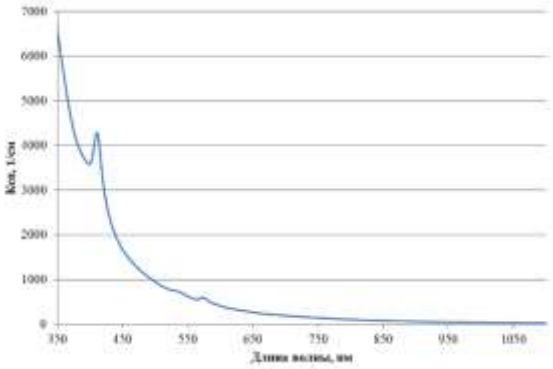
Рисунок В.1 – Зависимость коэффициента светопоглощения проб высоковязкой нефти со скважин 175, 107, 167, 193 Вишнево-Полянского месторождения



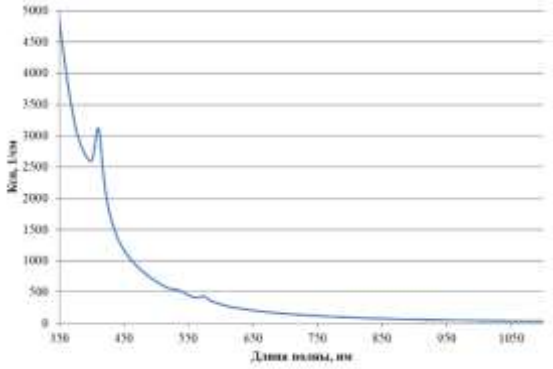
Скважина 193 (дата отбора пробы 14.11.17)



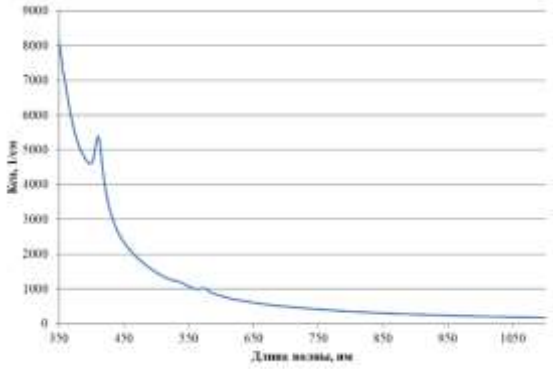
Скважина 104 (дата отбора пробы 01.11.17)



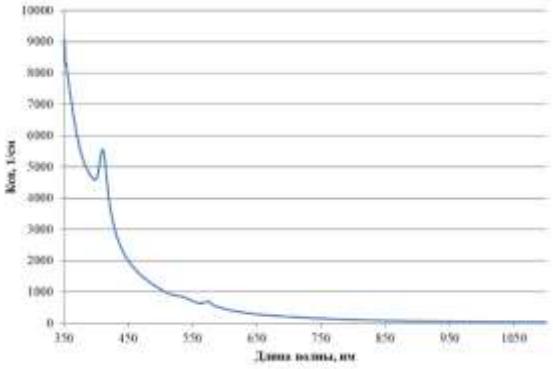
Скважина 139 (дата отбора пробы 01.11.17)



Скважина 139 (дата отбора пробы 07.11.17)

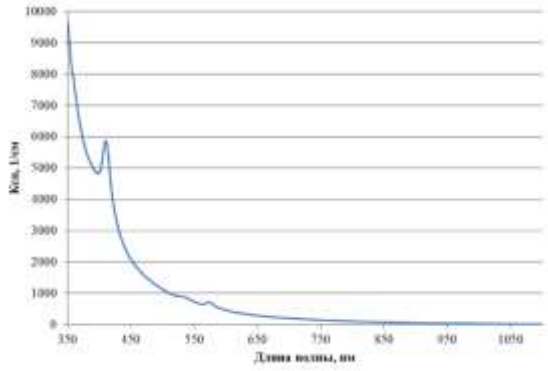


Скважина 142 (дата отбора пробы 01.11.17)

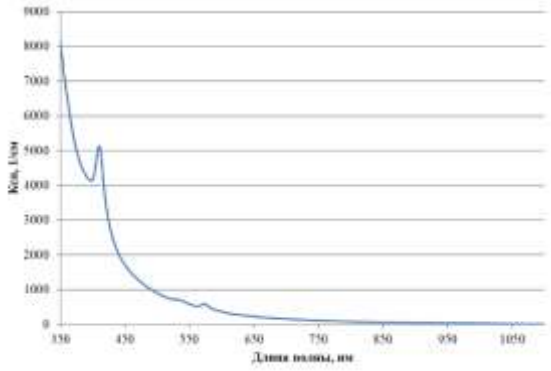


Скважина 142 (дата отбора пробы 07.11.17)

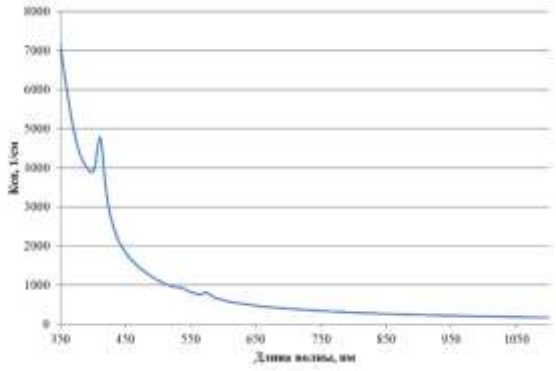
Рисунок В.2 – Зависимость коэффициента светопоглощения проб высоковязкой нефти со скважин 193, 104, 139, 142 Вишнево-Полянского месторождения



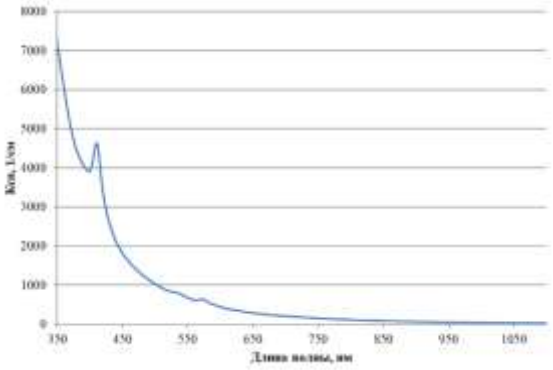
Скважина 153 (дата отбора пробы 07.11.17)



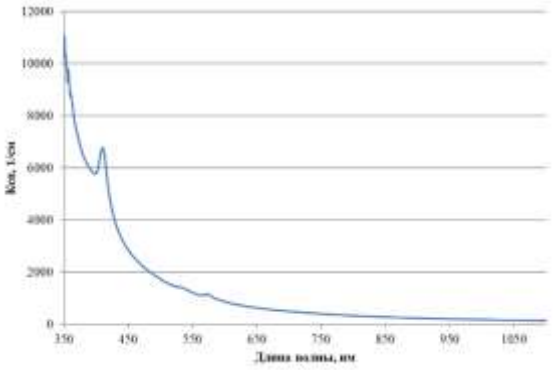
Скважина 150 (дата отбора пробы 01.11.17)



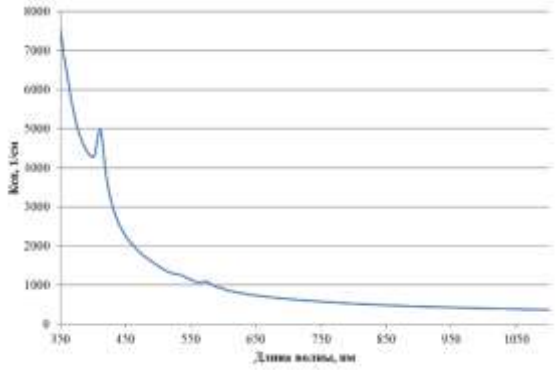
Скважина 150 (дата отбора пробы 07.11.17)



Скважина 185 (дата отбора пробы 01.11.17)

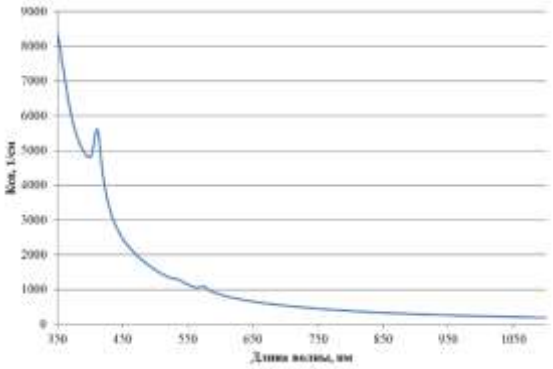


Скважина 185 (дата отбора пробы 07.11.17)

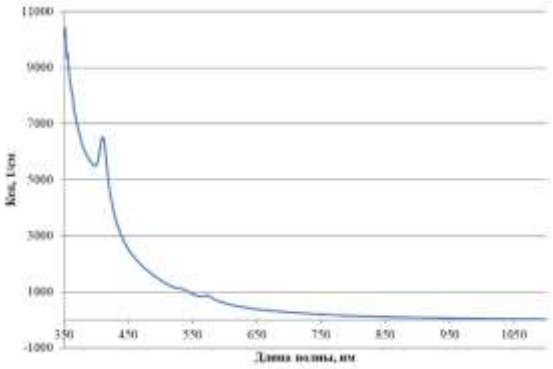


Скважина 159 (дата отбора пробы 01.11.17)

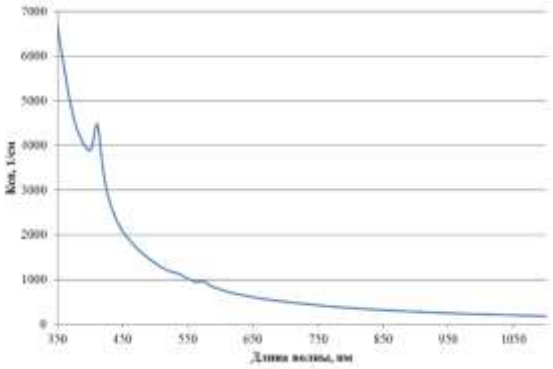
Рисунок В.3 – Зависимость коэффициента светопоглощения проб высоковязкой нефти со скважин 153, 150, 185, 159 Вишнево-Полянского месторождения



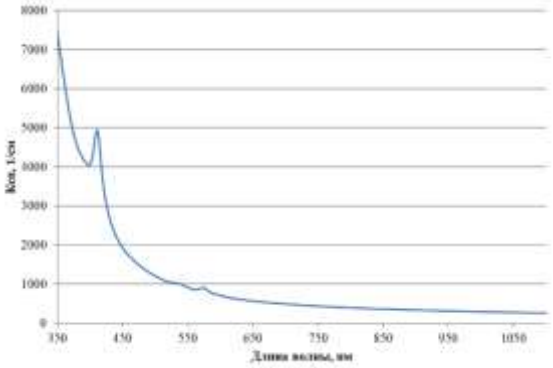
Скважина 159 (дата отбора пробы 28.11.17)



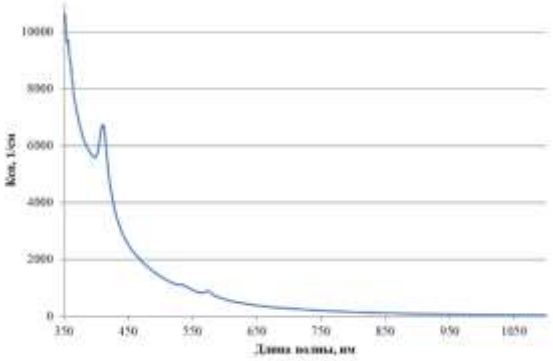
Скважина 165 (дата отбора пробы 01.11.17)



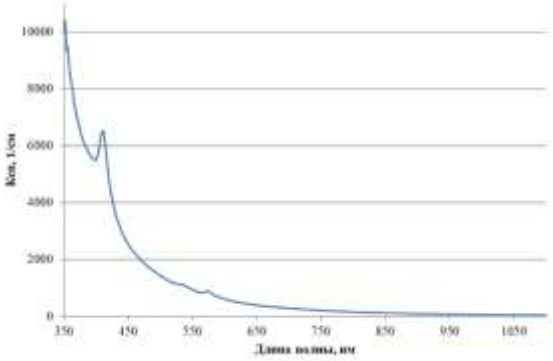
Скважина 165 (дата отбора пробы 21.11.17)



Скважина 171 (дата отбора пробы 01.11.17)

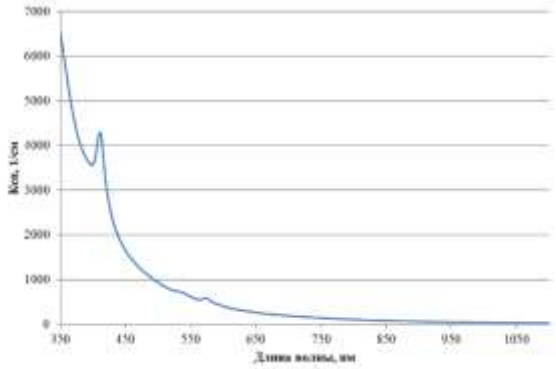


Скважина 171 (дата отбора пробы 07.11.17)

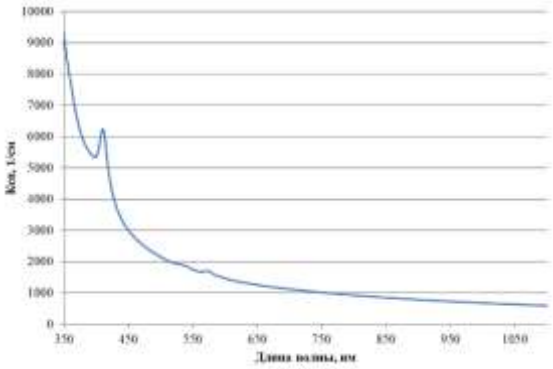


Скважина 114 (дата отбора пробы 01.11.17)

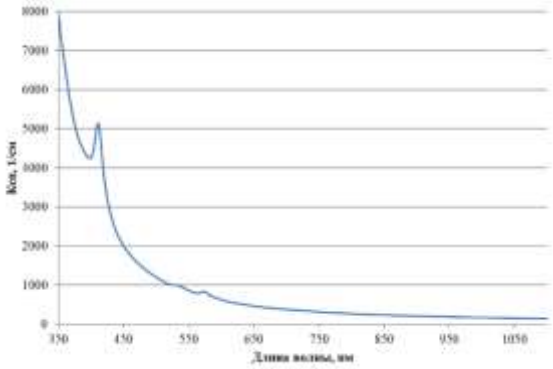
Рисунок В.4 – Зависимость коэффициента светопоглощения проб высоковязкой нефти со скважин 159, 165, 171, 114 Вишнево-Полянского месторождения



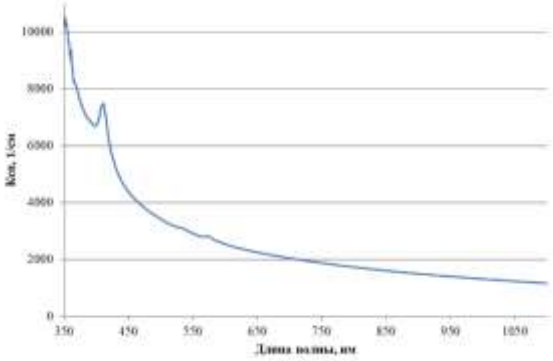
Скважина 114 (дата отбора пробы 07.11.17)



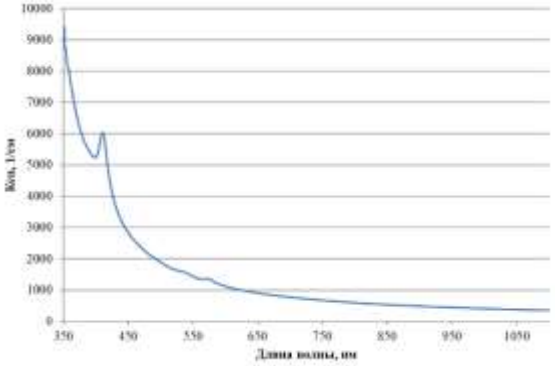
Скважина 129 (дата отбора пробы 01.11.17)



Скважина 130 (дата отбора пробы 01.11.17)



Скважина 158 (дата отбора пробы 01.11.17)



Скважина 195 (дата отбора пробы 01.11.17)

Рисунок В.5 – Зависимость коэффициента светопоглощения проб высоковязкой нефти со скважин 159, 165, 171, 114 Вишнево-Полянского месторождения

Приложение Г

Таблица Г.1 – Значение динамической вязкости проб нефти Вишнево-Полянского месторождения при температуре от 25 до 60°С и градиентах скорости от 5 до 300 $с^{-1}$

Температура нефти, °С	Градиент скорости, $с^{-1}$											
	5						10					
	Скважина											
	104	107	150	185	155	193	104	107	150	185	155	193
20	3733	673	392	641	431	1259	3512	666	394	630	435	1233
25	2967	415	296	372	316	939	2824	427	287	373	361	936
30	2119	289	201	332	219	625	2022	285	204	307	220	605
40	1118	155	121	134	135	320	1099	163	121	136	135	315
50	714	111	63,5	95,2	81,8	194	678	96,6	72,6	99,8	84	178
60	419	43,3	108	54,3	64,8	102	399	51,9	52,2	56,2	60	108
Температура нефти, °С	20						30					
20	3162	655	397	625	438	1245	2943	658	393	629	438	1255
25	2733	420	287	368	318	935	2713	429	289	370	322	929
30	1940	290	207	250	226	602	1878	290	209	250	226	603
40	1094	161	123	140	133	312	1038	166	126	139	136	318
50	625	92,1	76,3	93,8	84	181	617	92,8	76,7	94,8	84,2	179
60	391	55,1	51,6	59,4	58,4	123	386	56	51,7	59,5	57,7	111

Продолжение таблицы Г.1

Температура нефти, °С	Градиент скорости, $с^{-1}$											
	40						50					
	Скважина											
	104	107	150	185	155	193	104	107	150	185	155	193
20	2589	422	290	369	320	930	2426	423	289	367	321	926
30	1887	290	210	252	228	602	1779	289	210	252	228	601
40	1017	163	126	135	135	315	984	164	126	133	136	315
50	607	94	78,8	94	85,5	180	593	93,5	78,6	92,3	85,2	181
60	383	56,2	52	60,2	57,4	109	374	57,7	52,4	61,3	58,3	109
Температура нефти, °С	100						150					
20	2389	627	391	604	431	1313	2291	644	387	601	435	1310
25	2220	422	288	362	319	939	2050	421	288	350	319	915
30	1641	287	211	252	228	595	1529	289	210	250	228	607
40	958	158	126	145	136	311	899	158	126	146	136	310
50	570	94,4	78,3	92,9	85,3	181	561	94,7	78,8	93,2	85,4	178
60	362	57,3	52,3	60,5	56,6	109	350	58,7	52,4	60,6	57,2	108
Температура нефти, °С	200						300					
20	2230	630	397	570	439	1303	2129	614	386	550	426	1285
25	1929	430	287	354	320	903	1716	416	292	343	320	881
30	1446	286	210	250	227	594	1324	291	212	256	233	582
40	861	158	125	144	135	310	800	157	124	140	135	312
50	536	94,1	79,1	93,5	85,4	177	502	92,9	79	92,3	85	176
60	351	58,3	52,8	60,3	57	108	330	58,8	52,5	60,3	56,8	108