Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования
«Альметьевский государственный нефтяной институт»

На правах рукописи

**САЯХОВ ВАДИМ АЛИКОВИЧ**

# ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ОБОСНОВАНИЕ КОМПОЗИЦИИ РАСТВОРИТЕЛЯ ДЛЯ ПАРОТЕПЛОВОГО МЕТОДА ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**ДИССЕРТАЦИЯ**
**на соискание ученой степени**
**кандидата технических наук**

Научный руководитель:
Гуськова Ирина Алексеевна
доктор технических наук, доцент

Альметьевск - 2019

# ОГЛАВЛЕНИЕ

# ВВЕДЕНИЕ

**Актуальность темы исследования:**

В связи с ухудшением структуры добываемых запасов возникает необходимость вовлечения в разработку месторождений сверхвязкой нефти. Однако эти месторождения, как правило, отличаются неблагоприятными для добычи геолого-физическими характеристиками и условиями залегания. Поэтому при добыче сверхвязкой нефти необходимо применять высокоэффективные и, в то же время, рентабельные технологии. Мировой опыт освоения таких залежей свидетельствует о технологической эффективности использования паротеплового метода добычи.

В процессе разработки залежей сверхвязкой нефти паротепловым методом происходят изменения состава и свойств нефти, что оказывает влияние на динамику приемистости и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при дальнейшем развитии освоения площади. Управление данными изменениями в конкретных геолого-технологических условиях является одной из главных задач развития тепловых методов добычи сверхвязкой нефти.

Выбор вариантов технологий добычи сверхвязкой нефти определяется поставленными целями: обеспечение рентабельной разработки без ухудшения качества нефти или достижение высокого коэффициента нефтеизвлечения. Поэтому, при разработке или совершенствовании данных технологий, должна быть выполнена также комплексная оценка влияния реализуемых методов воздействия на состав и свойства добываемой нефти.

**Степень разработанности темы исследования:**

Изучением проблем повышения эффективности разработки залежей сверхвязкой нефти занимались Д.Г.Антониади, Н.К.Байбаков, Г.И.Баренбалатт, А.А.Боксерман, Ю.М.Ганеева, И.А.Гуськова, Р.Н.Дияшев, С.А.Жданов, Ю.П.Желтов, А.Т.Зарипов, А.Б.Золотухин, Р.Р.Ибатуллин, Г.П.Каюкова, В.И.Кудинов, А.А.Липаев, Г.Е.Малофеев, А.Х.Мирзаджанзаде, Р.Х.Муслимов,

Г.В.Романов, Л.М.Рузин, М.Л.Сургучев, Р.С.Хисамов, Н.И.Хисамутдинов, А.Б.Шейнман, Т.Н.Юсупова, R.M.Butler, M.Greaves, S.Gupta, B.Hascakir и др.

Несмотря на значительные достижения науки в области освоения залежей сверхвязкой нефти, необходимо развитие исследований, направленных на совершенствование технологий добычи на основе системного подхода с учетом состава и свойств нефти, технологических рисков и взаимовлияния технологических процессов. Необходимо уделить внимание изучению особенностей молекулярно-дисперсного поведения нефтяных дисперсных систем при реализации технологий добычи сверхвязкой нефти. Поэтому проблема развития и поиска эффективных решений по совершенствованию паротеплового метода добычи на месторождениях сверхвязкой нефти, является актуальной.

**Целью диссертационной работы** является совершенствование технологии добычи сверхвязкой нефти на основе комплекса экспериментальных исследований с учетом состава и свойств проб добываемой сверхвязкой нефти и нефти, выделенной из керна.

**Задачи исследований:**

1. Проанализировать современные технологии добычи сверхвязкой нефти и методы экспериментальных исследований состава и свойств нефти для обоснования технологий добычи сверхвязкой нефти.
2. Выполнить анализ неоднородности состава и свойств нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения.
3. Выполнить обоснование и разработать методику по выбору композиции растворителя с применением комплекса экспериментальных исследований.
4. Выполнить экспериментальные исследования и разработать рекомендации по совершенствованию технологии добычи сверхвязкой нефти.

**Научная новизна работы:**

1. На основе оптического метода исследования с применением показателя D440D490/D590D665, коррелирующего с содержанием ароматических соединений в нефти, установлено существенно большее (на

40%) содержание ароматических соединений в составе сверхвязкой нефти из керна, чем в составе добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения.

2. С применением хроматографического метода исследования установлено, что концентрация высокомолекулярных алканов ряда $C_{30}$-$C_{40}$ в составе сверхвязкой нефти из керна значительно больше (на 30%), чем в составе добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения.

3. Выявлено, что при повышении температуры выше 50°С возрастает степень неоднородности компонентного состава (коэффициент вариации более 38%) и реологических свойств добываемой сверхвязкой нефти (коэффициент вариации более 35%) Ашальчинского месторождения.

4. На основе хроматографического метода исследования установлено, что использование паротеплового метода совместно с предлагаемой композицией растворителя обеспечивает существенно большую (на 78%) концентрацию тяжелых компонентов ряда $C_{30}$-$C_{40}$ в составе извлекаемой сверхвязкой нефти, чем при паротепловом воздействии

**Теоретическая и практическая значимость работы:**

1. Выявленные различия в составе и свойствах нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти позволят усовершенствовать технологии добычи сверхвязкой нефти в условиях шешминского горизонта Ашальчинского месторождения.

2. Обоснована и разработана методика с блок-схемой для поэтапного выбора композиции растворителя для добычи сверхвязкой нефти.

3. Разработан и рекомендован к применению на опытно-промышленных работах состав композиции растворителя (смесь ароматических углеводородов бензольного ряда и неионогенного ПАВ), который в сочетании с паротепловым воздействием позволяет существенно повысить степень извлечения тяжелых углеводородных компонентов в составе вытесняемой сверхвязкой нефти. Полученные зависимости изменения компонентного состава вытесняемой сверхвязкой нефти при различных способах воздействия

могут быть использованы при обосновании технологий добычи в условиях Ашальчинского месторождения.

4. Результаты исследований были использованы при выполнении работ по проекту «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований» 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 № 14.607.21.0195 от 26.09.2017 (уникальный идентификатор работ RFMEFI60717X0195).

5. Материалы диссертационной работы использованы в учебном процессе при изучении дисциплины «Разработка месторождений высоковязких нефтей и природных битумов» для магистров направления подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело».

6. Результаты работы использованы при составлении программы опытно-промышленных работ на скважинах-кандидатах Ашальчинского месторождения.

**Методы исследования:**

Решение поставленных задач основывается на проведении теоретических и лабораторных исследований. Работа выполнена в соответствии со стандартными и специально-разработанными методиками. Обработка экспериментальных данных проводилась с применением соответствующего программного обеспечения и методов математической статистики.

**Положения, выносимые на защиту:**

1. Результаты экспериментальных исследований неоднородности состава и свойств нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения.

2. Разработанная и экспериментально обоснованная методика с комплексом экспериментальных исследований по выбору композиции

растворителя, обеспечивающей повышение степени извлечения тяжелых углеводородных компонентов сверхвязкой нефти.

3. Результаты экспериментальных исследований по выбору композиции растворителя, позволяющей повысить степень извлечения тяжелых углеводородных компонентов сверхвязкой нефти, обеспечивая при этом сохранение коллоидной устойчивости нефти.

**Достоверность научных положений, выводов и рекомендаций** подтверждена теоретическими и экспериментальными исследованиями с использованием современного оборудования, высокой сходимостью расчетных и экспериментальных величин, воспроизводимостью полученных данных.

**Апробация результатов работы:**

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации работы докладывались на 5 региональных, всероссийских и международных форумах и конференциях: IX Всероссийская конференция «Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых» (г.Пермь, 09.11.2016 ); 71-ая Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ-2017» (г.Москва, 19.04.2017г.); Молодежная научно-практическая конференция ПАО «Татнефть», посвященная 55-летию НГДУ «Елховнефть». Секция «Разработка нефтяных и газовых месторождений» (г.Альметьевск, 22.09.2017); III Международная научно-практическая конференция «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г.Альметьевск, 16.11.2018); 73-я Международная молодежная научная конференция «Нефть и газ-2019» (г.Москва, 23.04.2019).

**Личный вклад соискателя** заключается в постановке целей и задач теоретических и экспериментальных исследований, в анализе научных литературных источников, в разработке методик выполнения исследований, в непосредственном участии в проведении экспериментальных исследований, а также в интерпретации и анализе их результатов и формулировке выводов.

Автор выражает благодарность научному руководителю Гуськовой Ирине Алексеевне, заведующему кафедрой «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» ГБОУ ВО АГНИ Насыбуллину Арслану Валерьевичу, коллегам с кафедры РиЭНГМ АГНИ, научным сотрудникам ТатНИПИнефть, а также соавторам публикаций за ценные замечания, консультации, вклад и помощь при выполнении работы.

**Публикации**

По теме диссертации опубликовано всего 19 научных работ, из них 2 работы в изданиях, рекомендованных ВАК Министерства науки и высшего образования РФ, 3 работы в изданиях, входящих в базы данных SCOPUS.

**Структура и объем диссертационной работы**

Диссертационная работа состоит из введения, 4-х глав, заключения, списка сокращений и условных обозначений, списка литературы, включающего 164 наименования. Материал диссертации изложен на 146 страницах машинописного текста, включает 25 таблиц и 36 иллюстраций.

# ГЛАВА 1. АНАЛИЗ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ЛИТЕРАТУРЫ ПО ТЕХНОЛОГИЯМ ДОБЫЧИ И СОВРЕМЕННЫМ МЕТОДАМ ИССЛЕДОВАНИЯ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

## 1.1 Характеристика тяжелых углеводородов, вопросы их классификации

Тяжелые нефти и природные битумы представляют собой комплексное органическое полезное ископаемое, которое является сырьем для таких отраслей промышленности как энергетика, химическая, металлургическая и строительная промышленности и сельское хозяйство [1]. Для определения границ между тяжелой нефтью и природным битумом чаще всего используют плотность и вязкость. По данным Халимова Э.М. [2] тяжелая нефть (heavy oil, heavy crude oil) часто встречается с битумами, во многих районах мира залежи тяжелой нефти пространственно совмещены с битумными скоплениями и считаются как генетически единые зоны битумонакопления. Ряд исследователей в связи с отсутствием четких границ между мальтой и тяжелой нефтью относят их к одному классу углеводородов и используют термины «битуминозные нефти» и «сверхвязкие нефти». Термин «битуминозная нефть» встречается также в классификации [3], согласно которой к тяжелой битуминозной нефти относят нефть с молекулярной массой более 225 и плотностью в пластовых условиях более 875 кг/м$^3$ (таблица 1.1.1).

Таблица 1.1.1 – Классификация пластов по физической природе сырья [3]

| Класс | Наименование пласта | Характеристика сырья в пластовых условиях | |
|---|---|---|---|
| | | плотность, кг/м$^3$ | молекулярная масса |
| I | Газовый | < 225 | < 20 |
| II | Газоконденсатный | 225 – 240 | 20 – 40 |
| III | Нефтяной переходного состояния | 425 – 650 | 35 – 80 |
| IV | Нефтяной | 625 – 900 | 75 – 275 |
| V | Тяжелой нефти и битуминозной | > 875 | > 225 |

Сотрудниками института «ТатНИПИнефть» [4] предложена классификация нефти (рисунок 1.1.1), учитывающая основные положения XII Нефтяного

мирового конгресса (Хьюстон, 1987 г.), показатели из Методических рекомендаций [5], существующие налоговые стимуляторы федерального и регионального законодательств, а также сложившуюся отечественную практику, скомпилированную в монографии Хисамова Р.С. [3].

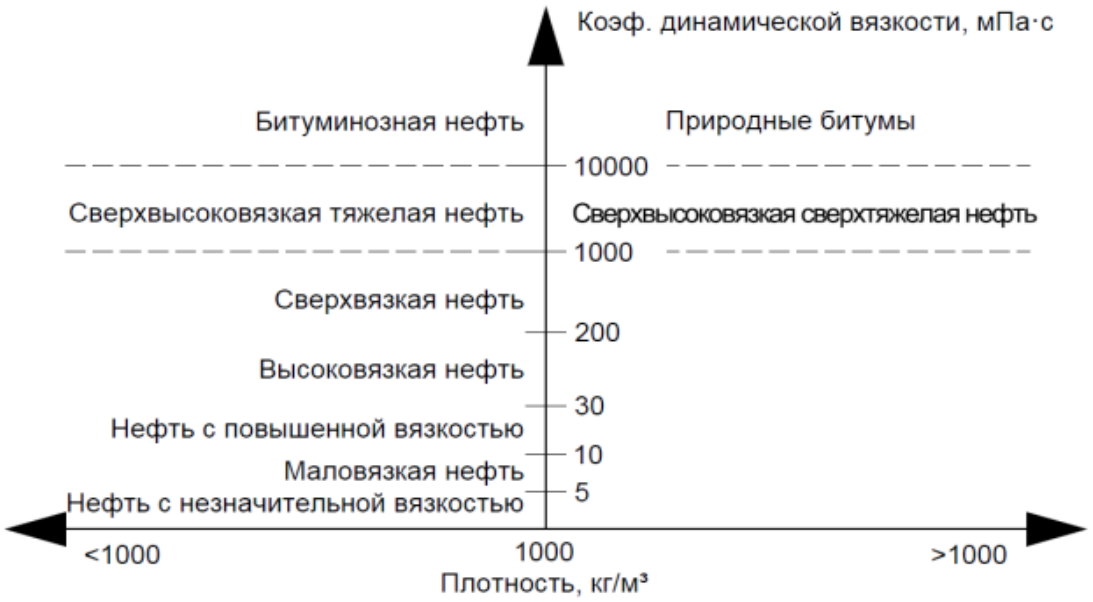



Рисунок 1.1.1 – Классификация нефти по плотности и вязкости [4]

Согласно ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия», к битуминозным относят нефти с плотностью более 895 кг/м$^3$ при 20$^o$С и более 898,4 кг/м$^3$ при 15$^o$С. Минприроды России своим распоряжением от 01.02.2016 г. [5] предложило утвердить «Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов», утвержденных приказом Министерства природных ресурсов и экологией РФ от 01.11.2013 №477, где в Приложении 4 (таблица 1.1.2) подтверждается классификация нефти по плотности, соответствующая вышеприведенному ГОСТ: к битуминозной относится нефть, имеющая при 20$^o$С и давлении 0,1 МПа плотность более 0,895 г/см$^3$.

Таблица 1.1.2 – Классификация нефти по плотности [5]

| Плотность нефти при 20°С и 0,1 МПа, г/см$^3$ | Типы нефти |
|---|---|
| до 0,830 | особо легкая |
| 0,831 – 0,850 | легкая |
| 0,851 – 0,870 | средняя |
| 0,871 – 0,895 | тяжелая |
| более 0,895 | битуминозная |

На территории республики Татарстан к битуминозной (сверхвязкой) нефти относят нефти отложений шешминского горизонта пермской системы Ашальчинского месторождения (вязкость нефти в пластовых условиях составляет до 30000 мПа·с, плотность до 990 кг/м$^3$) [6]. В связи с этими особенностями разработка залежей тяжелых углеводородов требует применения специальных технологий. Выявлено, что существующие классификации нефти основаны на физико-химических свойствах добываемых флюидов, но не на свойствах извлекаемых углеводородов в процессе разработки месторождений.

## 1.2 Анализ ресурсной базы тяжелых углеводородов

В мире насчитывается более 1600 месторождений сверхвязкой нефти (СВН) и природных битумов (ПБ), мировые запасы тяжелых углеводородов составляют не менее 1 трл.т., что превышает запасы обычных нефтей (плотностью менее 870 кг/м$^3$). Наибольшими запасами СВН и ПБ обладают Канада, Венесуэла, Россия (рисунок 1.2.1), ресурсы тяжелых углеводородов имеются также в Казахстане, США, Мексике, Кувейте, Китае, Мадагаскаре и др. странах. Доля таких запасов ежегодно продолжает возрастать в общей структуре запасов нефти, в связи с чем, все более актуальным становится вопрос освоения тяжелых углеводородов для сохранения добычи нефти на прежнем уровне [6, 8].

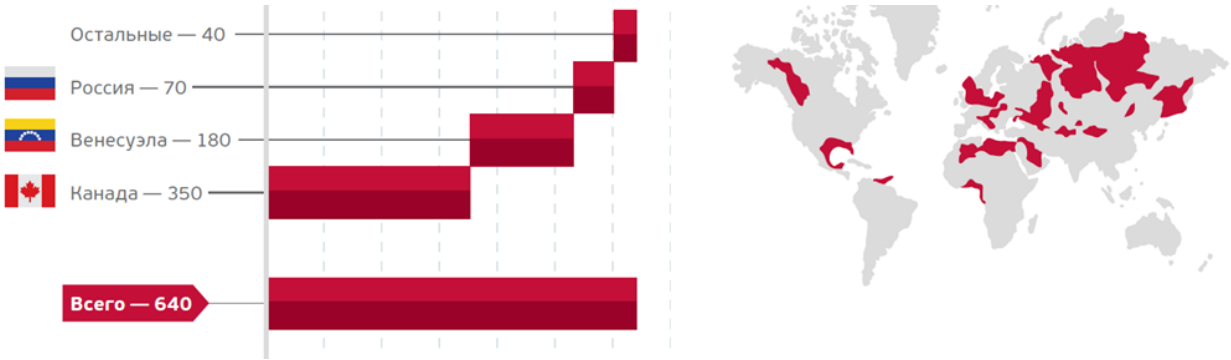



Рисунок 1.2.1–Распределение основных мировых ресурсов тяжелых углеводородов, млрд. т. [8]

Западно-Канадский нефтегазоносный бассейн (Канада) располагает крупнейшими запасами тяжелых углеводородов. Месторождение битумов

Атабаска обладает запасами более 100 млрд. т. с битуминозными высокопористыми (30–35 %) и высокопроницаемыми (до 5 мкм$^2$) песками нижнего мела. Глубина залегания продуктивной толщи изменяется до 610 м, средняя эффективная толщина составляет 27 м, а плотность углеводородов изменяется в интервале 1007,1–1029 кг/м$^3$ [10].

Ресурсы тяжелых углеводородов имеются также в Венесуэле (Пояс Ориноко). Глубина залегания продуктивных отложений составляет до 1500 м, с пористостью насыщенных песков в среднем 25%. Добываемая нефть характеризуется плотностью 980-1000 кг/м$^3$, высоким содержанием серы (до 5 %), запасы нефти оценивают в более 100 млрд. т. [10].

В России геологические запасы тяжелой нефти составляют от 7,2 до 8,8 млрд.т., а природных битумов – от 30 до 70 млрд.т. [11]. Объем таких запасов может возрасти за счет открытия новых месторождений. Большинство запасов месторождений тяжелой нефти (более 77%) залегают на глубине до 2000 м, толщина продуктивных пластов меняется в интервале от 3 до 40 м.

Основные запасы нефти вязкостью более 10000 мПа·с расположены на территории Тимано-Печерской нефтегазоносной провинции (ТПНГП) и приурочены к Ярегскому месторождению [12], в процессе эксплуатации которого установлено, что основными путями фильтрации добываемых флюидов и закачиваемых жидкостей являются трещины. Для пластовой нефти характерна аномально высокая вязкость – 10000-12000 мПа·с при начальных пластовых температуре 6-8$^o$С и давлении 1-1,3 МПа [12, 13].

На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (НГП) открыто более пятисот месторождений тяжелой нефти, большинство из которых расположены в её северных и центральных районах, приуроченных преимущественно к палеозойским отложениям. По данным Татарского геологоразведочного управления (ТГРУ) ПАО «Татнефть» запасы и перспективные ресурсы тяжелой нефти в Волго-Уральской НГП составляют порядка 4 млрд.т. [8].

Согласно распределению извлекаемых запасов тяжелой нефти по регионам Волго-Уральской НГП республика Татарстан является крупнейшим и одним из старейших нефтедобывающих регионов, обладающим ресурсным потенциалом. В республике Татарстан выявлено порядка 450 залежей тяжелых углеводородов, приуроченных к отложениям ассельского, сакмарского, артинского и кунгурского ярусов нижнего отдела, уфимского и казанского ярусов верхнего отдела пермской системы. Суммарные ресурсы СВН и ПБ республики Татарстан, по различным оценкам, составляют от 1,4 до 7 млрд.т. [3].

Природные битумы большинства залежей (80-85%) республики Татарстан являются жидкими, полужидкими и подвижными. Относительно подвижные битумы залегают в песчано-алевролитовых коллекторах, а более вязкие – в карбонатных [13]. Глубина их залегания изменяется в основном в диапазоне 50–200 м, битумонасыщенная эффективная толщина составляет от 4,3 до 11 м, пористость пород изменяется в диапазоне 21-35%, а коэффициент проницаемости – от 0,5 до 1,5 мкм$^2$. Промышленная разработка сверхвязкой нефти в республике Татарстан ведется на Ашальчинском месторождении, которое представлено поровым типом коллектора [8, 15]. Следует отметить, что ресурсы тяжелых нефтей в России наиболее достоверно определены именно для Волго-Уральской НГП и менее изучены в Сибири, где находятся самые крупные по запасам месторождения тяжелых углеводородов на территории России – Силигир Мархинское (2 млрд.т.) и Оленекское (1,3 млрд.т.) [11]. Кроме этого, на территории Сибирской платформы выявлены многочисленные и разнообразные по составу и морфологии скопления природных битумов [17].

Отметим, что месторождения тяжелых углеводородов характеризуются неблагоприятными для добычи геолого-физическими характеристиками и условиями залегания, следовательно, ключевые риски освоения таких залежей выше [17]:

1) геологический риск связан с низкой степенью изученности таких залежей с трудноизвлекаемыми запасами и возможностью не подтверждения оценки суммарных извлекаемых запасов нефти;

2) технико-экономический риск связан с необходимостью применения более интенсивных методов воздействия на пласт с самого начала разработки месторождений;

3) экономический и политический риски (неуправляемые риски) являются внешними факторами, поскольку их влияние более критическое из-за низкого порога рентабельности;

4) экологические риски связаны с повышенным расходом водных ресурсов, с наличием попутных компонентов, с проблемой утилизации экстрагированной породы при разработке тяжелых углеводородов и с необходимостью рекультивации земель.

Таким образом, несмотря на существенные запасы тяжелого углеводородного сырья, объемы его добычи остаются низкими, как в России, так и во всем мире. Месторождения тяжелых углеводородов, как правило, отличаются неблагоприятными для добычи геолого-физическими характеристиками и условиями залегания, поэтому добыча сверхвязкой нефти связана с необходимостью использования высокоэффективных и рентабельных технологий.

## 1.3 Анализ состава и свойств сверхвязких нефтей месторождений республики Татарстан

Группой исследователей в работах [1, 19, 20] охарактеризован состав и физико-химические свойства сверхвязких нефтей месторождений республики Татарстан. Наиболее исследованной и изученной является нефть Мордово-Кармальского и Ашальчинского месторождений. Выявлено, что вязкость, плотность и содержание асфальтенов могут претерпевать существенные изменения по площади и разрезу.

Основными группами химических соединений, которые определяют структуру тяжелых углеводородов, принято считать асфальтены, смолы и масла.

Асфальтены представляют собой высокомолекулярные соединения сверхвязкой нефти, нерастворимы в предельных, частично растворимы в нафтеновых и лучше растворимы в ароматических углеводородах. Дисперсия асфальтенов, как и всех коллоидных систем, не является агрегативно устойчивой, и при изменении условий частицы асфальтенов могут слипаться вплоть до полной коагуляции и выпадения в осадок. Относительно высокое содержание асфальтенов является важной характерной особенностью сверхвязких нефтей, которая обусловливает высокую вязкость флюида и способно привести к осложнениям в процессе добычи и переработки (транспорта, подготовки) нефти.

Содержание асфальтенов, смол и масел оказывает большое влияние на компонентный состав нефтей. Гуссамовым И.И. и Петровым С.М. в работе [21] был изучен структурно-групповой состав нефти Ашальчинского месторождения, который характеризуется высоким содержанием смол – до 36% и асфальтенов – до 12%. При этом смолы и асфальтены являются коксообразующими компонентами и способны создавать сложные технологические проблемы при добыче и переработке нефти. Добыча нефти, характеризующейся повышенным содержанием высокомолекулярных компонентов, сопровождается, как правило, необходимостью применения дорогостоящих технологий по снижению вязкости нефти. Кроме этого, смолы и асфальтены оказывают стабилизирующее воздействие на водонефтяные эмульсии, влияют на смачиваемость пласта, способствуют кольматации порового пространства продуктивных коллекторов и преждевременным ремонтам оборудования, ухудшают качество конечных продуктов переработки [22, 23, 24, 25].

При исследовании состава нефти широко применяется химическая типизация нефтей Ал.А. Петрова [25], основанная на сочетании полученных данных по хроматографии и масс-спектрометрии. Хроматография позволяет получить данные по распределению концентрации нормальных ($C_{10}$-$C_{33}$ и выше) и изопреноидных алканов в нефти, а масс-спектрометрия – по количественному распределению насыщенных молекул в соответствии с числом циклов в молекуле. Различия в содержании и в концентрации алканов нормального и изопреноидного

строения позволяют отнести нефть к тому или иному химическому типу ($А^1$, $А^2$, $Б^1$ и $Б^2$), соответствующему определенной стадии биодеградации нефти. Поэтому состав и соотношение компонентов в нефти является важной характеристикой, позволяющей проводить генетическую типизацию (определение генотипа) нефтей. На примере нефти Ашальчинского месторождения методом ИК-Фурье спектроскопии и газожидкостной хроматографии (ГЖХ) установлено влияние компонентного состава и структурных характеристик компонентов на устойчивость нефтей к осаждению асфальтенов [27]. В соответствии с химической классификацией Петрова Ал.А., нефть Ашальчинского месторождения относится к типу $Б^2$ [30], для которого характерно преобладание в составе нефти разветвленных алкановых углеводородов над нормальными алканами, с общим содержанием нафтенов до 60%. Данный факт указывает на наличие микробиальных процессов в термобарических условиях залегания нефти в породе.

В ходе исследований содержания и распределения биомаркеров в нефти [31, 32, 33, 34, 35] проведена также дифференциация нефтей на основании закономерностей распределения в них насыщенных углеводородов, также показана возможность применения метода ГЖХ для идентификации нефтей конкретных месторождений. В результате проведенных исследований [32] согласно геохимическим показателям следуют выводы о низкой степени зрелости нефтей северо-востока республики Татарстан, которые по своему генезису являются нефтями «морского» и «дельтового» типов.

Специалистами лаборатории исследований свойств и ресурсов нефти института «ТатНИПИнефть» [36] выявлены чрезвычайно широкие диапазоны изменения вязкости нефти шешминского горизонта Ашальчинского месторождения, сравнительный анализ содержания асфальтенов в нефти Ашальчинского месторождения показал близость значений для нефтей пермской и карбоновой систем, однако, общей зависимости величины вязкости от содержания асфальтенов не наблюдается.

Таким образом, к основным особенностям состава и свойств сверхвязкой нефти можно отнести повышенное содержание высокомолекулярных компонентов (смол – до 36% и асфальтенов – до 12%), обуславливающих высокие значения вязкости и плотности нефти в пластовых условиях. Несомненно, эти особенности значительно затрудняют добычу традиционными скважинными методами с высокими технологическими показателями. Дальнейшее эффективное освоение залежей сверхвязкой нефти будет зависеть не только от геолого-физических характеристик продуктивных пластов и условий их залегания, но и от изменения состава и свойств добываемых углеводородов в процессе разработки.

## 1.4 Анализ технологий добычи сверхвязкой нефти

Для промышленного освоения залежей сверхвязких нефтей, которые находятся в большом диапазоне вязкости, необходимо применение специальных технологий добычи, которые требуют, как правило, повышенных энергетических и материальных затрат. Добыча тяжелых углеводородов скважинными методами с высокими технологическими показателями возможна только в случае существенного снижения вязкости в пластовых условиях до уровня традиционно добываемых (лёгкого и среднего типов) нефтей [37]. Условно способы добычи сверхвязкой нефти можно подразделить на три основные группы: тепловые, «холодные» и комбинированные. В связи с этим обзор научно-технической литературы и патентный поиск был сосредоточен на технологиях, связанных с использованием перечисленных способов при освоении залежей тяжелых углеводородов.

Большинство осуществляемых проектов разработки месторождений тяжелых углеводородов связано с тепловыми методами воздействия на пласт, основанными на разогреве пласта и повышении подвижности пластового флюида.

Тепловые методы разработки нефтяных месторождений можно объединить в три группы: внутрипластовое горение (ВГ), паротепловая обработка призабойных зон скважин (ПЗС) и закачка теплоносителей (пара или горячей воды) в пласт. При закачке в пласт теплоносителя пласта увеличение нефтеотдачи достигается за счет снижения вязкости нефти под воздействием тепла, что способствует улучшению охвата пласта и повышению коэффициента нефтевытеснения [17].

В начале развития термических методов увеличения нефтеотдачи наиболее часто применяли ВГ и его модификации [37, 38]. Действующие проекты по ВГ реализуют в США, Индии, Румынии, Колумбии и Канаде. В России данный метод вызывал интерес у таких нефтяных компаний как «Сургутнефтегаз», РИТЭК, «Зарубежнефть», «Татнефть».

На месторождениях республики Татарстан накоплен значительный опыт применения технологии ВГ, специалистами компании «Татнефть» разработаны различные модификации технологии ВГ и способов её совершенствования, отраженные в многочисленных патентах на изобретения. Внутрипластовое горение может осуществляться в виде сухого (СВГ), влажного (ВВГ) и сверхвлажного внутрипластового горения (СВВГ). При сухом и влажном процессах на фронте горения температура в среднем достигает 350-500°С, а процесс сверхвлажного горения протекает при температурах 200-300 °С, вследствие чего в узкой зоне продуктивного пласта на фронте горения происходят интенсивные экзотермические реакции окисления нефти [40, 41, 42, 43]. Несмотря на все положительные аспекты, широкого применения в промышленности метод ВГ не находит из-за проблем, связанных с его реализацией. К ним относятся отсутствие надежных технических средств контроля за распространением фронта горения, что может привести к прорыву газов в добывающие скважины. Помимо этого, существует возможность возникновения поверхностных утечек газа при малых глубинах, образования стойких нефтеводогазовых эмульсий, коррозии оборудования, сгорания значительной части нефти в пласте и сложность математического моделирования самого процесса.

Сравнительный анализ [14] нефти Мордово-Кармальского месторождения, добытой методами ВГ и паротеплового воздействия (ПТВ) с применением горизонтальных скважин, позволил выявить существенные различия по физико-химическим свойствам (плотности и вязкости), содержанию общей серы, фракционному и компонентному составам добываемой нефти. Выявлено, что в нефти, добытой методом ВГ, содержится больше легких фракций, в 2 раза меньше асфальтенов, смол и более высокое содержание масел в сравнении с нефтью, добытой методом ПТВ.

Выполненный патентный обзор по технологии ПТВ и его модификаций с применением вертикальных, горизонтальных технологий свидетельствует об обширном интересе и опыте применения данного метода при добыче тяжелых углеводородов на территории РФ. Накопленный опыт позволил выявить степень влияния (%) различных факторов на нефтеотдачу при вытеснении нефти паром: за счет снижения вязкости нефти – до 30%, от эффекта термического расширения – до 8%, от эффекта дистилляции – до 9%, от эффекта газонапорного режима – до 7 %, от эффекта увеличения подвижности – до 10% [44, 45, 46, 47].

Одним из недостатков применения насыщенного водяного пара в качестве теплоносителя является резкое сокращение его объема при конденсации по мере движения вглубь пласта. С целью устранения данного недостатка к нагнетаемому пару добавляют неконденсирующиеся газы: дымовые, углекислый, азот и другие невзрывоопасные газообразные агенты [38]. Получаемый парогазовый теплоноситель меньше сокращается в объеме при конденсации и не теряет свои нефтетранспортирующие свойства. Кроме этого, положительным моментом является возможность получения водяного пара при более низких температурах, чем при производстве чистого водяного пара, что позволяет сократить материальные затраты. Результаты выполненных работ [48, 49, 50, 51] показали возможность добычи тяжелых углеводородов с применением парогазового воздействия, однако низкая надёжность и нестабильность работы парогазогенератора приводили к снижению приёмистости скважин, а агрессивность рабочего агента – к интенсивной коррозии оборудования.

Помимо закачки теплоносителей применяются так называемые «холодные» методы добычи тяжелых углеводородов. К таким можно отнести способ добычи нефти с песком (Cold Heavy Oil production with Sand – CHOPS) [51]. При реализации данного метода происходит одновременная добыча нефти и битуминозного песчаника насосами в вертикальной скважине. Однако, коэффициент нефтеизвлечения при добыче методом CHOPS ниже 10% [53], к тому же, данный метод не применим для добычи на месторождениях с подошвенной водой.

Также к «холодным» способам добычи относится способ с использованием растворителей (VAPEX – VAPorEXtraction), закачиваемых в пласт в режиме гравитационного дренажа. Данный способ воздействия предполагает использование пары горизонтальных скважин, в верхнюю из них закачивают углеводородный растворитель и создают, тем самым, камеру-растворитель. За счет применения углеводородных растворителей можно существенно снизить энергозатраты и успешно разрабатывать коллекторы с повышенным глиносодержанием [53, 54]. Низкомолекулярные алифатические растворители более эффективны для понижения плотности и вязкости нефтяного флюида, однако, из-за низкой скорости растворения (малой величины коэффициентов молекулярной диффузии на контакте нефть-растворитель) и интенсивного образования осадков асфальтенов (вплоть до полного блокирования и остановки продуктивных скважин) их применение не получило широкого распространения [56, 57], в отличие от составов, представляющих собой смесь ароматических и алифатических углеводородов [45, 58]. Применение таких составов обеспечивает большую эффективность вытеснения нефти и позволяет предотвратить осаждение асфальтосмолистых веществ.

Таким образом, и «холодные» методы разработки залежей СВН имеют свои недостатки, связанные с низкими темпами разработки. Разработку данным способом затрудняет высокое начальное фильтрационное сопротивление пористой части пласта, насыщенной малоподвижной нефтью, а также ограничения по максимальным значениям её вязкости. Однако стоит отметить,

что применение углеводородных растворителей в чистом виде и повышенных концентрациях характеризуется относительно высокими материальными затратами.

Одним из перспективных направлений разработки месторождений сверхвязкой нефти считается технология парогравитационного воздействия (SAGD) с применением двух горизонтальных скважин, которая с технологической, экономической экологической точек зрения является наиболее эффективной [59]. Эффективность технологии парогравитационного воздействия снижается в неоднородных слоистых коллекторах, поскольку уменьшается взаимодействие между расчлененными частями пласта [60]. Однако, данная проблема решается благодаря технологии JAGD, подразумевающей добавление J-образной скважины для соединения расчлененных паром прослоек общего пласта. Существует множество вариаций и модификаций технологии SAGD путем расположения, как одноустьевых, так и двухустьевых скважин относительно друг друга, бурения дополнительных вертикальных скважин и дополнительных боковых стволов. Необходимость модификаций SAGD связана с необходимостью улучшения экономических показателей с учетом конкретных геолого-физических условий разработки месторождения в соответствии с требованиями по охране окружающей среды.

Для повышения эффективности добычи нефти и снижения энергозатрат ведутся работы по комбинированию технологий VAPEX и SAGD, то есть используются методы совместной закачки пара и растворителя (Expanding Solvent SAGD – ES SAGD). Эффективность данного метода заключается в разогреве тяжелых углеводородов и их растворении до лёгких углеводородов. Канадскими учеными был предложен методов SAP (Solvent Aided Process), подразумевающий использование растворителя, конденсация которого происходит одновременно с закачиваемым паром [60]. При этом растворитель также разжижает нефть, позволяя еще более снизить её вязкость, в результате снижается паронефтяное отношение. При реализации технологии SAS (Steam Alternating Solvent) происходит чередование закачки пара и растворителя [49]. Другими словами,

совместное использование растворителей и пара при добыче сверхвязкой нефти значительно повышает энергетическую эффективность SAGD за счет уменьшения количества тепла необходимого для снижения вязкости добываемого флюида.

Ещё один метод увеличения нефтеотдачи на основе совершенствования механизмов паротеплового воздействия – метод SAVEX [49], отличающийся от метода SAP стадией введения растворителя в процессе парогравитационного воздействия (в определенный момент прекращают закачку пара в нагнетательную скважину и осуществляют закачку только растворителя). Известен также процесс BUTEX, отличающийся тем, что для превращения углеводородного растворителя в пар применяют инертный «газа-носитель» (азот) [49].

Известен способ [63], при котором через нагнетательные скважины совместно с теплоносителем выполняют закачку раствора температуростойкого поверхностно-активного вещества (ПАВ), а отбор пластовой продукции осуществляют через добывающие скважины. Данная технология способствует повышению охвата пласта воздействием, извлечению дополнительных объемов нефти и повышению нефтеотдачи месторождения. Положительное влияние на добычу нефти отмечено также при добавке к пару щелочи, что способствует снижению поверхностного натяжения, изменению смачиваемости породы водой [64, 65]. Оптимальная температура для парощелочного воздействия лежит в пределах 120–150°C, выше которой начинается вырождение свойств щелочей. Ряд измерений показал, что смесь щелочи и ПАВ обеспечивает самое низкое значение межфазного натяжения на границе сред, в связи с чем, вариант с закачкой пара в комбинации со щелочью и ПАВ можно считать достаточно перспективным направлением развития технологий добычи сверхвязкой нефти.

В качестве отрицательных аспектов технологии парогравитационного воздействия можно отметить высокую себестоимость добычи нефти. Для реализации данной технологии требуется источник с большим объемом воды, а также оборудование с большой пропускной способностью для её подготовки. Кроме того, для эффективного применения этой технологии требуется однородный пласт сравнительно большой толщины.

Неоднородность пласта является характерной особенностью большинства месторождений сверхвязкой нефти, способной влиять на эффективность применяемых способов воздействия на залежь. На Лыаельской площади Ярегского месторождения проводились опытно-промышленные работы по испытанию технологии термогравитационного дренирования пласта (ТГДП) [66], при реализации которой именно наличие неоднородности пласта может существенно оказывать влияние на развитие паровой камеры и, как следствие, приводить к снижению эффективности процесса.

Пароциклическое воздействие (CSS - cyclic steam soaking) применительно для переслаивающихся неоднородных пластов малой толщины, на которых невозможно использовать технологии SAGD. При реализации технологии CSS требуется лишь один ствол скважины, что сокращает капитальные вложения. Одиночная вертикальная скважина служит как для нагнетания пара в пласт, так и для добычи нагретой нефти [44]. Технология пароциклического воздействия для добычи тяжелых углеводородов реализуется на вертикальных и на горизонтальных скважинах, помимо закачки пара также используется комплексное воздействие с применением растворителей. Недостатками технологии CSS являются прерывистый режим работы и более низкий уровень добычи в сравнении с технологией SAGD.

Первые проекты по освоению залежей СВН и ПБ в республике Татарстан начались в 1970-х годах с проведения опытно-промышленных работ (ОПР) на двух месторождениях с использованием вертикальных скважин. Испытания проводили с применением методов внутрипластового горения, паротеплового и парогазового воздействий. Однако все работы в этом направлении не преодолели статуса ОПР, поскольку эффективность рассматриваемых методов оказалась низкой, а затраты на добычу существенно превышали себестоимость добычи нефти [67, 68].

При разработке Ашальчинского месторождения с применением теплоносителя (пара) используют пяти или семиточные схемы расположения скважин. Давление в пласте поддерживают в интервале 2-8 МПа, температура

закачиваемого пара составляет в основном 110-200°С. После паротепловой обработки дебит скважин увеличивается в среднем в 1,5-2 раза (во многих повышается обводненность скважин). Дополнительными мероприятиями могут служить направленный гидроразрыв пласта, закачка мицеллярного или щелочного раствора, закачка углеводородного растворителя или природного газа. Благодаря опытно-промышленным работам доказано, что, несмотря на слабую проницаемость пород, малую подвижность пластового флюида и невысокую битумонасыщенность пластов промышленная разработка месторождений сверхвязкой нефти паротепловым методом может быть рентабельна [68].

К недостаткам паротеплового метода можно отнести необходимость постоянного мониторинга и контроля закачки и добычи для предотвращения прорыва теплоносителя в добывающую скважину, а также в вышележащие отложения и вплоть до поверхности земли. В работе [70] установлено, что в условиях Ашальчинского месторождения предельное забойное давление закачки пара составляет 1,85 МПа. Поскольку глубинно-насосное оборудование (ГНО) работает в жестких температурных режимах, существует вероятность прорыва газообразных продуктов в рабочую область насоса из-за отбора парожидкостной смеси, кроме этого эксплуатация зачастую сопровождается интенсивным солеотложением внутри оборудования. Всё это в совокупности ограничивает величину давления закачки пара, особенно, если учитывать низкие величины пластового давления в условиях Ашальчинского месторождения.

Таким образом, на сегодняшний день разработка месторождений сверхвязкой нефти в республике Татарстан осуществляется в основном тепловыми методами, выполняются НИОКР и испытываются различные технологии, разработанные специалистами ПАО «Татнефть». Ежегодно снижается себестоимость добычи сверхвязкой нефти и увеличивается добыча нефти на Ашальчинском месторождении. Основная проблема: высокая себестоимость теплоносителя (пара), следовательно, необходимы нетрадиционные источники топлива для выработки тепла или технологии, способные снизить объемы закачиваемого пара [71]. Анализ результатов

применения технологий паротеплового, парогазового, паровоздушного воздействий в циклическом и стационарном режимах на скважинах Ашальчинского и Мордово-Кармальского месторождений показал, что эти виды воздействия имеют ряд недостатков и ограничений. К ним относятся низкая начальная приемистость и большие начальные фильтрационные сопротивления продуктивного пласта, расположенного на малой глубине, что, в свою очередь, накладывает ограничения по давлению нагнетания теплоносителя в пласт.

Воздействие на нефтяной пласт тепловыми методами сопровождается фазовыми переходами, а также изменениями характеристик коллектора, состава и свойств насыщающих его флюидов. Управление данными изменениями в конкретных геологических условиях является одной из главных задач развития тепловых методов добычи сверхвязкой нефти, а также поиска альтернативных способов воздействия [71].

Бурение уплотняющей горизонтальной скважины также приводило к снижению экономической эффективности разработки элемента залежи, а бурение и её обустройство соответственно не окупались. Принимая во внимание эти факторы, автор [80] пришел к выводу, что применение технологии уплотняющего бурения коммерчески неэффективно и необходимо искать альтернативные решения, вроде третичных методов.

Известные способы теплового воздействия с применением электрических нагревателей [72, 73, 74, 75, 76, 77], а также электромагнитных и акустических полей [78] не нашли широкого применения ввиду сложности технологических процессов, неравномерного прогрева пласта и низких коэффициентов охвата. Технология SAGD, в свою очередь, может быть усовершенствована путем разогрева пласта теплом химических реакций бинарных смесей. Ранее не применяемые в скважинах составы бинарных смесей, разработанные на основе металлотермии, могут стать реальной основой для удаления воды из продуктивного пласта [81]. Александровым Е.Н. [82] выдвинуто предложение, что в перспективе технология бинарных смесей должна прийти на смену технологии SAGD. Интересным представляется способ разработки битумных

месторождений с использованием, так называемого Microbial Enhancement of Oil Recovery - микробиологического метода повышения нефтеизвлечения. В основе данного метода лежит возможность превращения тяжелых углеводородных фракций в легкие (вплоть до метана) непосредственно в самом пласте вследствие размножения внесенных в пласт микроорганизмов или закачкой ферментов, способствующих разрушению длинных углеводородных молекул [82].

Отсутствие системного подхода к вопросам добычи нефти часто приводит к осложнениям, возникающим на последующих стадиях, а применяющиеся реагенты зачастую несовместимы друг с другом. По результатам анализа технологий, предполагающих воздействие химреагентов и теплоносителя на пласт, выявлено, что подбор композиций необходимо осуществлять, опираясь не только на технологическую эффективность. Рекомендуемые к применению композиции должны быть экологически безопасны, экономически выгодны и общедоступны, сохранять свои свойства при воздействии высоких температур и обладать частичной или полной растворимостью в воде и в нефти, что, в свою очередь, обеспечит минимизацию негативного влияния на процессы фильтрации жидкости в ПЗС, на работу ГНО, на процессы транспортировки и подготовки добываемой продукции.

Таким образом, приоритетным направлением развития технологий добычи сверхвязкой нефти на месторождениях Республики Татарстан является использование различных вариантов теплового воздействия на пласт. Стоит также отметить, что применение комплексных технологий теплового воздействия с использованием химических реагентов способно существенно повысить эффективность выработки запасов сверхвязкой нефти. Возникает необходимость в разработке или совершенствовании паротеплового метода добычи в соответствии с конечной целью: обеспечение рентабельной разработки без ухудшения качества нефти или достижение высокого коэффициента нефтеизвлечения [83]. Поэтому должна быть выполнена также комплексная оценка влияния реализуемых методов воздействия на состав и свойства добываемой нефти.

## 1.5 Анализ современных методов исследований, направленных на совершенствование способов добычи сверхвязкой нефти

Для конкретных инженерных задач, связанных с проектированием и осуществлением эффективного процесса вытеснения сверхвязкой нефти необходимы технологические решения, основанные на результатах экспериментальных исследований, а также учитывающих реальные условия нефтяного пласта и технологические риски. Правильная постановка и проведение лабораторных экспериментов играют важную роль, так как принимаемые по их результатам решения влияют на технологические и экономические показатели.

Одной из основных проблем разработки залежей сверхвязкой нефти является низкая подвижность нефти в пластовых условиях, обусловленная особенностями структурно-механических свойств нефти, а именно, высокими значениями предельного напряжения сдвига и структурной вязкости, зависящей, при прочих равных условиях, от изменения градиента давления. При выборе и совершенствовании методов добычи сверхвязкой нефти приоритетными являются исследования вязкостных характеристик (рисунок 1.5.1) и зависимости подвижности флюида от окружающих условий [85].

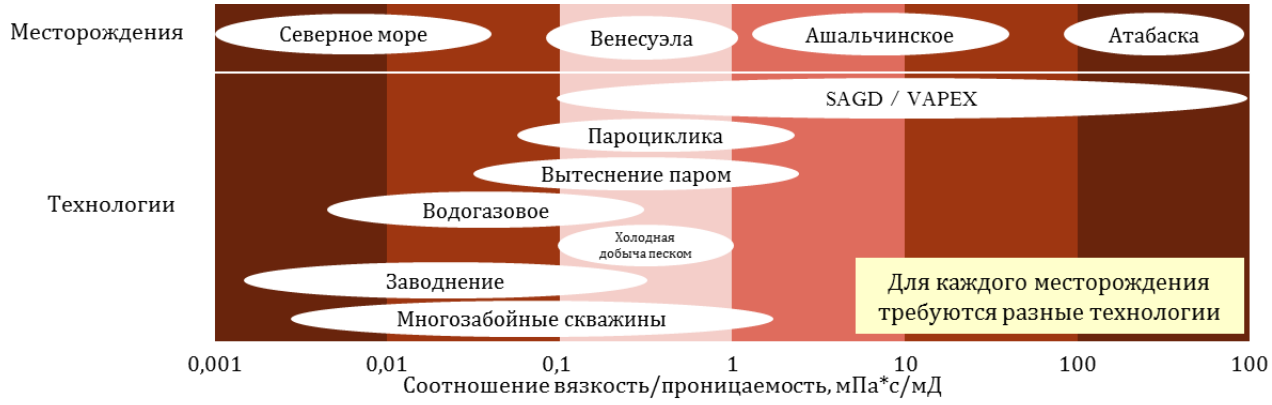



Рисунок 1.5.1 – Применяемые в мире технологии разработки нефтяных месторождений [85]

В связи с чем, актуальным является детальное исследование вязкоупругих и тиксотропных свойств нефти в различных термобарических и петрофизических

условиях для выведения разработки месторождений на рентабельный уровень [86].

В работе [87] объектом исследования служили сверхвязкие нефти Ашальчинского месторождения из разных эксплуатационных скважин и экстракты из песчаников уфимского яруса. Реологические свойства образцов исследовали на ротационном вискозиметре «Реотест-2» согласно ГОСТ 25276-82 в температурном интервале от 10 до 90°С. Согласно результатам исследования для скважинной нефти увеличение вязкости наблюдается в области температур 30-40°С, а для экстрагированной заметное увеличение вязкости происходит в области более высоких температур – 50-60°С, что связано с отличительными особенностями состава этих нефтей (практически отсутствуют нормальные алканы и фракции легких углеводородов), которые следует учитывать при разработке технологий их добычи. Увеличение напряжения сдвига до 70-100 Па приводит к разрушению структур образуемых высокомолекулярных соединений уже при 20-30°С, что необходимо учитывать при решении задач по фильтрации сверхвязкой нефти в пористой среде и разработке месторождений с применением тепловых методов. В этой же работе установлено, что при температуре от 80°С и выше исследуемые образцы нефти проявляют пластические свойства ньютоновских жидкостей. Однако в данной работе не показана динамика изменения компонентного состава (легких и тяжелых углеводородных групп, алканов нормального и изопреноидного строения) скважинной и экстрагированной нефти в зависимости от температуры исследования.

В работе Ахмадиярова А.А. [88] изучен тепловой эффект сгорания и температурные изменения вязкости нефти Ашальчинского месторождения и её отдельных фракций. Методом бомбовой калориметрии установлено, что наиболее экзотермические эффекты характерны для фракции светлых дистиллятов из-за наибольшего количества насыщенных углеводородов. Плотность и вязкость исследуемой нефти определяли с помощью вискозиметра Anton Paar Stabinger SVM 3000, измерение динамической вязкости нефти и её фракций осуществляли с использованием автоматического реометра Anton Paar MCR302. Результаты

исследования вязкости нефти и её фракций в температурном диапазоне 25-80$^0$C свидетельствуют о том, что вязкость нефти меняется неаддитивно от состава. В результате установлено, что межмолекулярные взаимодействия и окружение молекул в конденсированной среде не так сильно влияют на тепловые эффекты сгорания, как на вязкость. Поэтому особенностей молекулярной подвижности в обсуждаемых объектах целесообразно исследовать методом ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) с импульсным градиентом магнитного поля (ИГМП) [89]. Методы ЯМР являются одними из самых эффективных и современных исследований состава и структуры широкого класса органических и неорганических соединений, включая углеводородное сырье и продукты его переработки. Однако, кроме того, что оборудование для данного вида исследования является дорогостоящим, применение ЯМР характеризуется его низкой чувствительностью. Кроме этого, при исследовании образцов сверхвязкой нефти наблюдается ухудшение корреляции, что снижает точность результатов.

В работе [90] описано влияние эффектов полярности и добавок на снижение вязкости сверхвязкой нефти на основе теоретического обоснования компьютерного моделирования и с применением тренажера SHLF 6000 brill. Эксперименты проводились с использованием сверхвязкой нефти с добавлением присадок в специальном реакторе, который помещали в нагретую ванну на 2 часа при температуре 200 °C. Измерение вязкости проводили при температуре 60°C с использованием программируемого вискозиметра Brookfield DV-III, оснащенного системой для измерения вязкости при повышенных температурах (Thermosel). Установлено, что при использовании углеводородных растворителей - толуола или ксилола – вязкость нефти снижается на 50% в отличие от керосина. Установлено, что применение полярных растворителей с небольшим количеством водородных связей может позволить в значительной мере снизить вязкость нефти. Однако данные выводы следуют из результатов компьютерного моделирования и лишь для конкретной температуры, при которой производились замеры вязкости. Необходимо проведение экспериментальных исследований изменения вязкости

сверхвязкой нефти при добавлении растворителей в более широком диапазоне температур.

В работе [91] приведены результаты исследования влияния времени и температуры автоклавирования тяжелых нефтей Ярегского и Усинского месторождений совместно с композициями ПАВ на температурную зависимость вязкости нефти в процессе последовательного нагревания и охлаждения методами вибрационной и ротационной вискозиметрии в интервале температур 150–200 °С. Установлено, что при температуре автоклавирования выше 200℃ практически не происходит дальнейшего снижения вязкости нефти. Наиболее существенное снижение вязкости наблюдается при соотношениях нефти и композиции 2:1 и 4:1. Наиболее отчётливо указанные закономерности проявляются при небольших напряжениях сдвига, которые соответствуют условиям фильтрации в пласте. По результатам экспериментальных исследований с применением фильтрационной установки высокого давления установлено, что чередование оторочек пара и композиции на основе ПАВ позволяет достичь более высокого коэффициента нефтевытеснения по сравнению с паротепловым воздействием. Однако в данной работе не учитывается влияние композиции с ПАВ на осаждение тяжелых компонентов в пластовой системе при вытеснении нефти из модели пласта.

С целью выбора растворителя для совместного применения с тепловым воздействием разработана методика [92] исследования физико-химических свойств углеводородных растворителей и способности к снижению межфазного натяжения на границе раздела «тяжелая нефть - вода». Согласно методике, определяют влияние температуры на растворяющую способность углеводородного растворителя методом экстрагирования образца битуминозной породы при температурах 25°С и 90°С. На основе выполненных исследований выработаны критерии применимости углеводородных растворителей для добычи сверхвязкой нефти совместно с тепловым воздействием: высокая растворяющая способность относительно нефти, способность снижать межфазное натяжение на границе раздела «нефть-вода», отсутствие осаждаемости асфальтено-смолистых веществ в данном растворителе, низкая коррозионная активность, способность

снижать устойчивость водонефтяных эмульсий. Недостатком данного метода исследования по выбору растворителя является то, что оценка анализируемого растворителя выполняется с точки зрения ряда критериев, в каждом из которых отсутствуют описание механизма действия каждого из компонентов и четкие границы оценки эффективности растворителя. Отсутствуют обоснование и системный подход к выбору изначально исследуемых растворителей. Кроме этого, данный метод не учитывает изменение реологических характеристик нефти при взаимодействии с растворителем, что является определяющим при изучении фильтрационных сопротивлений и способов воздействия на залежь с целью повышения нефтеотдачи пластов.

Ряд исследований [93, 94, 95, 96] посвящен изучению компонентного состава сверхвязких нефтей хроматографическим методом. По содержанию и относительному распределению нормальных алканов и алканов изостроения нефти принято относить к различным химическим типам: $А^1$, $Б^2$ и $Б^1$ [14]. Например, сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения по данной химической классификации относится к типу $Б^2$ с преобладанием алканов изостроения. Однако малоизученным остается вопрос влияния теплового и химического воздействия на изменение компонентного состава добываемой сверхвязкой нефти в процессе добычи.

Неустойчивость нефтяных дисперсных систем при разработке залежей сверхвязкой нефти приводит к осаждению тяжелых компонентов, что, в свою очередь, способствует кольматации продуктивного пласта в процессе добычи, а в дальнейшем – затрудняет технологические процессы транспортировки нефти. Устойчивость нефтяных дисперсных систем зависит не только от внешних факторов, но и от изменения состава нефти в процессе разработки залежи. Результаты исследования влияния асфальтенов и смол на устойчивость нефтяных дисперсных систем [14, 97, 98, 99, 100] свидетельствуют о том, что смолы способны препятствовать объединению асфальтенов в крупные агломераты путем образования сольватных слоев на асфальтеновых частицах.

Металлопорфирины, имеющие сложное строение и ароматическую структуру также могут оказывать влияние на процессы осаждения асфальтенов. В работе [101] было показано, что при обогащении нефти ванадил-порфириновым концентратом, наблюдается стабилизация асфальтенов, что позволяет применять концентраты ванадил-порфиринов в качестве природных ингибиторов осаждения асфальтенов при добыче сверхвязкой нефти. Кроме этого, на устойчивость нефти оказывают влияние различные химреагенты, например, ПАВ, этоксиэтилированные спирты, фенолы. С применением метода ЯМР при исследовании влияния ПАВ на вязкость сверхвязкой нефти установлено, что добавление ПАВ способствует изменению структуры адсорбционных слоев на границах раздела фаз в объеме нефти, что, в свою очередь, приводит к изменению структуры нефтяной дисперсной системы и её реологических свойств [102].

Поскольку сверхвязкая нефть характеризуется высоким содержанием асфальтенов и смол, следует использовать растворители на ароматической основе при закачке в пласт и проведении обработки призабойной зоны пласта. Выделяют следующие критерии по отношению к растворителям, применяемым в процессах повышения нефтеотдачи пластов со сверхвязкой нефтью [104]: эффективность действия, экологичность реагента, влияние реагента на конечную продукцию добывающих скважин, технологические свойства, затраты на использование.

Существуют различные способы определения устойчивости нефти, то есть их совместимости, в том числе, с различными растворителями. Тесты на «несовместимость» нефтей при смешении достаточно полно описаны Евдокимовым И.Н. в учебном пособии [105]. Часть этих методик можно использовать и для определения устойчивости сверхвязкой нефти при смешении с растворителем. Среди известных вариантов контроля осаждения асфальтенов наиболее часто применяемыми являются следующие [27, 106, 107, 108, 109]: определение стабильности и совместимости по пятну, оптические, вискозиметрические, микроскопические, кондуктометрические, акустические, гравиметрические и пр.

Для сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения был проведен сопоставительный анализ [109] различных методов («метод пятна», гравиметрический, фотометрический) для оценки эффективности стабилизаторов осаждения асфальтенов. Было доказано, что фотометрический метод характеризуется меньшими трудозатратами и позволяет получить сопоставимые с гравиметрическим методом результаты. Экспериментально обоснована возможность использования спектрофотометрического метода исследования для контроля процесса осаждения асфальтенов. Согласно результатам экспериментальных исследований был предложен параметр $К_{сп}$ деасфальтизата при определении необходимого количества стабилизатора асфальтенов. При моделировании физико-химического воздействия растворителей на нефтенасыщенный пласт использовали образцы сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения. В качестве базового растворителя использовали петролейный эфир 40/70, проницаемость модели пласта составляла 270 мД (фракции песка 0,125- 0,250 мм), нефтенасыщенность породы - 5 мас.%. Процесс вытеснения сверхвязкой нефти осуществляли при атмосферном давлении под действием силы тяжести сверху вниз. Согласно результатам исследования во всех случаях наблюдается снижение $К_{сп}$ вытесненной нефти, что связано с осаждением асфальтено-смолистых компонентов. Выявлено, что количество осаждаемых асфальтенов в модели уменьшается при повышении доли вводимого толуола в виде оторочки перед закачкой базового растворителя. При экспериментальном моделировании физико-химического воздействия на нефтенасыщенный пласт [110] выявлено, что для полной коллоидной стабилизации асфальтеновых компонентов доля ароматических углеводородов должна составлять не менее 25% от общего объема растворителя. Однако данные экспериментальные исследования были выполнены при комнатной температуре 20°С (без теплового воздействия), при атмосферном давлении и на искусственно насыщаемой модели пласта, что не соответствует реальным пластовым условиям.

Известна методика системного выбора растворителя для удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) с учётом оценки его влияния

на кинетическую устойчивость нефти с использованием спектрофотометрических исследований [112]. Методика включает в себя сравнительную оценку растворяющей способности анализируемых растворителей, определение изменения оптических свойств нефти после контакта с анализируемым растворителем и оценку влияния растворителя на кинетическую устойчивость нефти на основе фактора устойчивости, который представляет собой отношение установившейся оптической плотности нефти в верхнем слое нефти после перемешивания с растворителем к оптической плотности верхнего слоя контрольной пробы нефти без контакта с растворителем. Определение коэффициента эффективности определяется как произведение фактора устойчивости на эффективность растворения. По коэффициенту эффективности осуществляется выбор растворителя, не оказывающего негативного влияния на кинетическую устойчивость и обладающего наиболее высокой растворяющей способностью. Однако в данной методике при оценке растворяющей способности и влияния на кинетическую устойчивость выбор растворителя не включает оценку воздействия на реологические свойства и углеводородный состав нефти.

В работе [113] описаны критерии выбора эффективного углеводородного растворителя для применения в условиях трещинно-порового коллектора:

- в составе растворителя обязательно должны присутствовать такие компоненты, как ароматические углеводороды, способствующие диспергированию асфальтенов, смол, парафинов и других высокомолекулярных соединений в нефти;

- растворитель должен сохранять свойства в широком диапазоне температур и не должен способствовать выпадению асфальтено-смолистых компонентов в пластовых и скважинных условиях;

- компоненты состава растворителя должны быть относительно недороги и доступны.

Однако перечисленные критерии не учитывают факторы, позволяющие судить о влиянии растворителя на динамическую вязкость добываемой нефти в пластовых условиях и растворяющую способность растворителя.

Помимо углеводородных растворителей для добычи сверхвязкой нефти применяют другие химреагенты. Разработанные [114] эффективные взаимные растворители на основе многоатомных спиртов, апротонных полярных растворителей и ПАВ способны регулировать свойства нефти в зависимости от условий применения. Однако остается малоизученным вопрос о влиянии добавок полярных компонентов на процессы осаждения тяжелых компонентов нефти в пласте.

В работе [65] было изучено влияние добавки щелочи к закачиваемому пару на эффективность теплового процесса при добыче тяжелой нефти. Авторами приведена методика подготовки насыпных моделей, описана схема экспериментальной установки ПИК-ОФП/ЭП-К-Т, приведены результаты исследований, на основе которых установлено, что добавка небольшого количества щелочи (0,1–1% масс.) к пару способствует ускорению добычи нефти в начальный период времени и значительному приросту коэффициента вытеснения нефти (на 10% и более). Открытым остается вопрос о влиянии добавки щелочи к пару на изменение состава и свойств вытесняемой нефти.

Таким образом, следует вывод о том, что подход к выбору технологий для промышленного применения осуществляется без достаточно полного обоснования и проведения комплексных научных исследований (теоретические, лабораторные, математическое моделирование и т.д.) и опытно-промышленных испытаний с сопоставлением альтернативных технологий в близких геолого-промысловых условиях. Необходим регулярный мониторинг и статистический анализ основных характеристик добываемой сверхвязкой нефти с привлечением современных экспериментальных исследований. Это позволит не только контролировать и регулировать процесс ее добычи на конкретном месторождении с применением той или иной технологии, но и глубже понять физико-химические процессы, происходящие в пластах, что важно для совершенствования имеющихся и создания новых технологий эффективной разработки залежей сверхвязкой нефти.

## Выводы по главе 1

Из проведенного анализа можно отметить следующее.

1. Несмотря на существенные запасы тяжелого углеводородного сырья (тяжелой нефти – 7,2- 8,8 млрд.т., природного битума – 30-70 млрд.т.), объемы его добычи остаются низкими, как в России, так и во всем мире. Это связано с необходимостью применения эффективных и рентабельных технологий добычи. В связи с чем проблема поиска высокоэффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов на месторождениях сверхвязкой нефти, является актуальной.

2. Мировой опыт освоения таких залежей свидетельствует о технологической эффективности использования паротеплового метода добычи. Существующие классификации технологий добычи не учитывают системного воздействия на пласт и не основываются на конечном результате. Поэтому обоснование выбора технологии воздействия должно определяться поставленными целями: обеспечение рентабельной разработки залежи без ухудшения качества добываемой нефти или достижение высокого коэффициента нефтеизвлечения.

3. В процессе разработки залежей паротепловым методом происходят изменения состава и свойств сверхвязкой нефти, что оказывает влияние на динамику приёмистости и фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов при дальнейшем развитии освоения месторождения. Поэтому при обосновании способа воздействия необходима комплексная оценка влияния реализуемых методов воздействия на состав и свойства добываемой нефти.

4. При проектировании разработки месторождений комплексные экспериментальные исследования с учетом технологических рисков и взаимовлияния технологических процессов проводят достаточно редко. К тому же, использование для лабораторных исследований только рекомбинированных проб добываемой сверхвязкой нефти может внести существенные погрешности в результаты при обосновании способа воздействия. Возникает необходимость применения комплексных экспериментальных исследований, направленных на совершенствование процессов добычи сверхвязкой нефти, учитывающих изменение состава и свойств добываемой сверхвязкой нефти в процессе разработки залежей.

# ГЛАВА 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТА ИССЛЕДОВАНИЯ

## 2.1 Геологическое строение Ашальчинского месторождения, состав и свойства пластовых флюидов

При изучении геологического строения залежей сверхвязких нефтей Ашальчинского месторождения наибольший интерес представляют отложения пермской системы, которая представлена нижним ($P_1$) и верхним ($P_2$) отделами. Верхнепермские отложения ($P_2$), включающие уфимский ($P_2u$) и казанский ($P_2kz$) ярусы, залегают на размытой эродированной поверхности нижнепермских отложений.

Уфимский ярус ($P_2u$), содержащий основные запасы сверхвязкой нефти в пределах Ашальчинского месторождения, представлен шешминским горизонтом ($P_2ss$), в котором выделяются две пачки: нижняя – песчано-глинистая ($P_2ss_1$) и верхняя – песчаная ($P_2ss_2$). Песчано-глинистая пачка ($P_2ss_1$) имеет пёстрый литологический состав и сложена переслаивающимися глинами, алевролитами, песчаниками, отмечаются небольшие по толщине прослои мергелей известняков, гипсов. Толщина пачки изменяется от 6 до 78 м, что связано, как с условиями осадконакопления, так и с рельефом поверхности сакмарского яруса.

Песчаная пачка ($P_2ss_2$) сложена песками и песчаниками. В гранулометрическом составе песчаников преобладает мелкозернистая фракция с преобладанием размера зёрен от 0,1 до 0,25 мм, доля которой составляет 58-81 %, реже встречается среднезернистая с размерами зёрен 0,2-0,5 мм. В верхней части пачки, в зоне интенсивной пропитки нефтью, песчаники рыхлые, слабосцементированные. Цементирующим материалом в них служит сверхвязкая нефть, толщина пачки изменяется до 41,5м. Толщина уфимских отложений на месторождении в целом изменяется от 6 до 116 м. Региональной покрышкой для залежей сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

является пачка плотных, часто известковистых, аргиллитоподобных глин, залегающих в нижней части байтуганского горизонта нижнеказанского подъяруса («лингуловые глины»).

Характеристика залежей и коллекторских свойств шешминского горизонта Ашальчинского месторождения приведена в таблице 2.1.1.

Таблица 2.1.1 – Характеристика залежей и коллекторских свойств шешминского горизонта Ашальчинского месторождения

| Параметр $\left(\frac{\text{интервал изменения}}{\text{среднее значение}}\right)$ | Ашальчинское поднятие | Южно-Ашальчинское поднятие | Северо-Ашальчинское поднятие |
|---|---|---|---|
| Глубина залегания кровли, м | 45,8 – 134,9 | 57,3 – 158,2 | 54 – 196,8 |
| Общая толщина, м | 3,2 – 36,6<br>20 | 6,3 – 37<br>21,6 | 9,5 – 41,5<br>25,5 |
| Эффективная нефтенасыщенная толщина, м | 1,8 – 32,5<br>14,1 | 2,2 – 25,3<br>13,9 | 3,4 – 24,1<br>11,4 |
| Коэффициент песчанистости, д.ед. | 0,153 – 1<br>0,766 | 0,245 – 1<br>0,597 | 0,1 – 0,878<br>0,483 |
| Коэффициент расчлененности, д.ед. | 1 – 4<br>1,35 | 1 – 4<br>1,73 | 1 – 4<br>1,903 |
| Коэффициент начальной нефтенасыщенности, д.ед. | 0,53 – 0,86<br>0,69 | 0,545 – 0,837<br>0,66 | 0,574 – 0,746<br>0,64 |
| Коэффициент пористости, % | 0,2 – 0,48<br>0,31 | 0,201 – 0,399<br>0,3 | 0,201 – 0,377<br>0,29 |

Общая толщина песчаной пачки в пределах залежей сверхвязкой нефти по рассматриваемым поднятиям изменяется от 2,5 до 41,5 м и в среднем равна 20,8 м. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 1,1 до 32,5 м, в среднем равна 12,7 м. Коллекторские свойства пород нефтенасыщенной части песчаной пачки изменяются в достаточно широких пределах. Коэффициент пористости в нефтенасыщенной части пласта изменяется от 0,2 до 0,48 и в среднем составляет 0,3, коэффициент начальной нефтенасыщенности изменяется от 0,505 до 0,86 и в среднем равен 0,685.

В процессе разбуривания месторождения горизонтальными скважинами в период 2006-2011 гг. аналитической лабораторией повышения нефтеотдачи заводненных пластов отдела увеличения нефтеотдачи пластов института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», были проведены лабораторные исследования пластовых проб нефти [115]. Основные физические свойства

сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения приведены в таблице 2.1.2

Таблица 2.1.2 – Свойства пластовой и дегазированной сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

| Свойства пластовой нефти | | | |
|---|---|---|---|
| Параметр | Ашальчинское поднятие (24 пробы) | Южно-Ашальчинское поднятие | Северо-Ашальчинское поднятие (3 пробы) |
| Давление пластовое, МПа | 0,44 | - | - |
| Температура пластовая, $^{o}$C | 8 | - | 9,3 |
| Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м$^3$ | 965 | 970 | 979 |
| Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с | 27350 | | |
| Свойства дегазированной нефти | | | |
| Параметр $\left(\frac{\text{интервал изменения}}{\text{среднее значение}}\right)$ | Ашальчинское поднятие (53 пробы) | Южно-Ашальчинское поднятие | Северо-Ашальчинское поднятие (3 пробы) |
| Плотность дегазированной нефти, кг/м$^3$ | 850,1-985,8<br>970,0 | 960,5 | 958,7 – 997,2<br>972,3 |
| Вязкость дегазированной нефти, мПа·с: | | | |
| - при 20 $^{o}$C | 219,9-5745,6<br>3102,1 | 1385,3 | 2908,8-2951,9<br>2930,3 |
| - при 50 $^{o}$C | 33,9-368,9<br>241,5 | 124,2 | 264,1-287,2<br>275,6 |
| Массовое содержание, %: | | | |
| - парафинов | 0,09-0,47<br>0,288 | 0,9 | 0,3-2,2<br>1,4 |
| - смол | 19-33,8<br>24,4 | 11,3 | 34,4-36,2<br>35,6 |
| - асфальтенов | 4,19-18,09<br>8,74 | 12,2 | 5,3-12,2<br>7,9 |
| - серы | 2,8-4,95<br>3,98 | 3,86 | 3,7-4,4<br>3,9 |

Как следует из таблицы 2.1.2 сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения имеет плотность в среднем 972 кг/м³, динамическую вязкость при пластовой температуре – до 30 000 мПа·с, при 20 $^{0}$C – в среднем 2473 мПа·с. Содержание серы составляет в среднем 3,91 %, парафина - 0,86 %, смол - 23,8 %, асфальтенов – 9,6 %. Пластовое давление по залежи не превышает 5 МПа, пластовая температура изменяется в пределах 8-12$^{\circ}$C.

Таким образом, добыча сверхвязкой нефти в республике Татарстан осложнена, в первую очередь, особенностями разрабатываемых месторождений: малые глубины залегания продуктивных пластов, низкие пластовые давление и температура, высокая вязкость флюида в пластовых условиях, слабая сцементированность песчаника коллектора, наличие глинистых перемычек и небольшие толщины продуктивного пласта с понижающейся битумонасыщенностью к его подошве. Несомненно, эти особенности значительно затрудняют добычу сверхвязкой нефти в условиях Ашальчинского месторождения традиционными скважинными методами с высокими технологическими показателями.

## 2.2 Исследование неоднородности состава и свойств сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения на основе хроматографических, реологических и спектрофотометрических исследований

### 2.2.1 Исследование неоднородности реологических свойств добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

При выборе параметров применения тепловых методов добычи сверхвязкой нефти необходим полноценный анализ влияния температуры на изменение основных физико-химических, включая реологических, характеристик нефти. Совершенствование технологических процессов добычи сверхвязкой нефти невозможно без знаний об особенностях её реологического поведения [116]. Из множества параметров, характеризующих реологические свойства, на практике чаще всего используют сведения о вязкости нефти, поскольку данный параметр, как и проницаемость коллектора, определяет фильтрационные сопротивления и, следовательно, дебиты и плотность

размещения эксплуатационных скважин, а также масштабы применения методов увеличения нефтеотдачи пластов [117]. Понимание взаимосвязи реологических свойств и процессов структурообразования в нефтяных дисперсных системах позволит целенаправленно осуществлять подбор реагентов для добычи и параметры физического воздействия (в том числе тепловых методов) [116].

Экспериментальные исследования по изучению влияния температуры на изменение структурно-механических свойств нефти проводились с использованием промысловых проб сверхвязкой нефти, отобранных из 8 эксплуатационных скважин (под условными номерами 106, 109, 110, 112, 114, 120, 124, 129), вскрывших шешминский горизонт Ашальчинского месторождения. Реологические исследования выполнены с применением ротационного вискозиметра Rheotest RN4.1, оборудованного термостатом с точностью поддержания температуры $+0{,}1^0$C и программным обеспечением Rheotest RN4 Manager, согласно 04-12-ФЦП-0195-02МР «Методика реологических исследований битуминозной нефти», разработанной в рамках проекта «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований» (уникальный идентификатор работ RFMEFI60717X0195).

В процессе пробоподготовки добываемой сверхвязкой нефти при наличии в пробе свободной воды её отделяли от эмульсии методом отстаивания в течение от 2 до 5 часов в зависимости от устойчивости эмульсии и динамики отделения воды. После чего производили обезвоживание отделенной нефти с использованием центрифуги. Время и число оборотов подбирали в зависимости от динамики отделения воды (скорость вращения ротора составляла не менее 4000 об/мин, время центрифугирования – не менее 10 минут).

Было изучено влияние увеличения температуры от 10 до 80°C и градиентов скорости от 5 до 1000 $с^{-1}$ на изменение динамической вязкости сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения (рисунки 2.2.1.1-2.2.1.2).

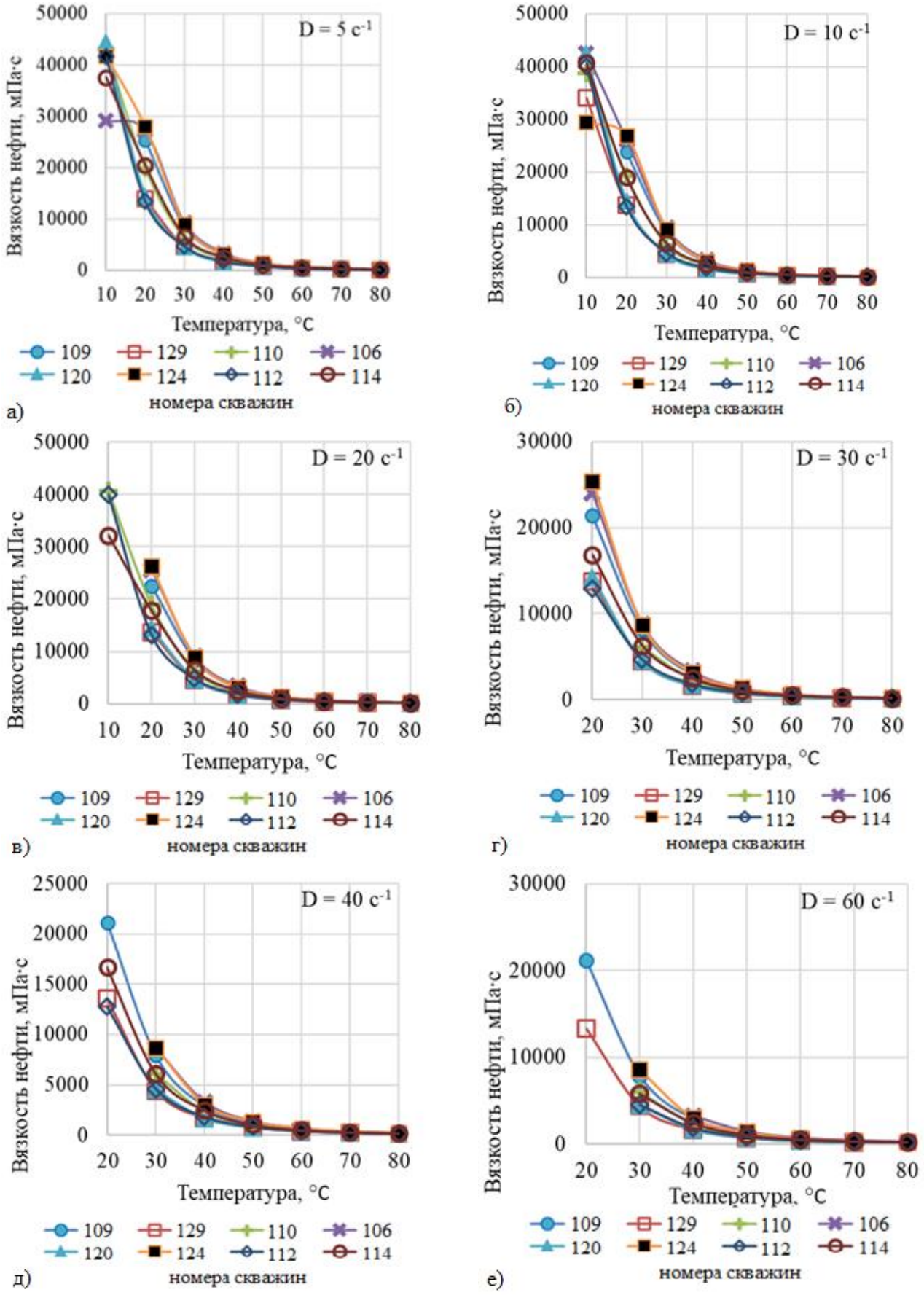



Рисунок 2.2.1.1 – Влияние температуры на динамическую вязкость сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения при различных градиентах скорости: 5 $с^{-1}$ (а), 10 $с^{-1}$ (б), 20 $с^{-1}$ (в), 30 $с^{-1}$ (г), 40 $с^{-1}$ (д), 60 $с^{-1}$ (е)

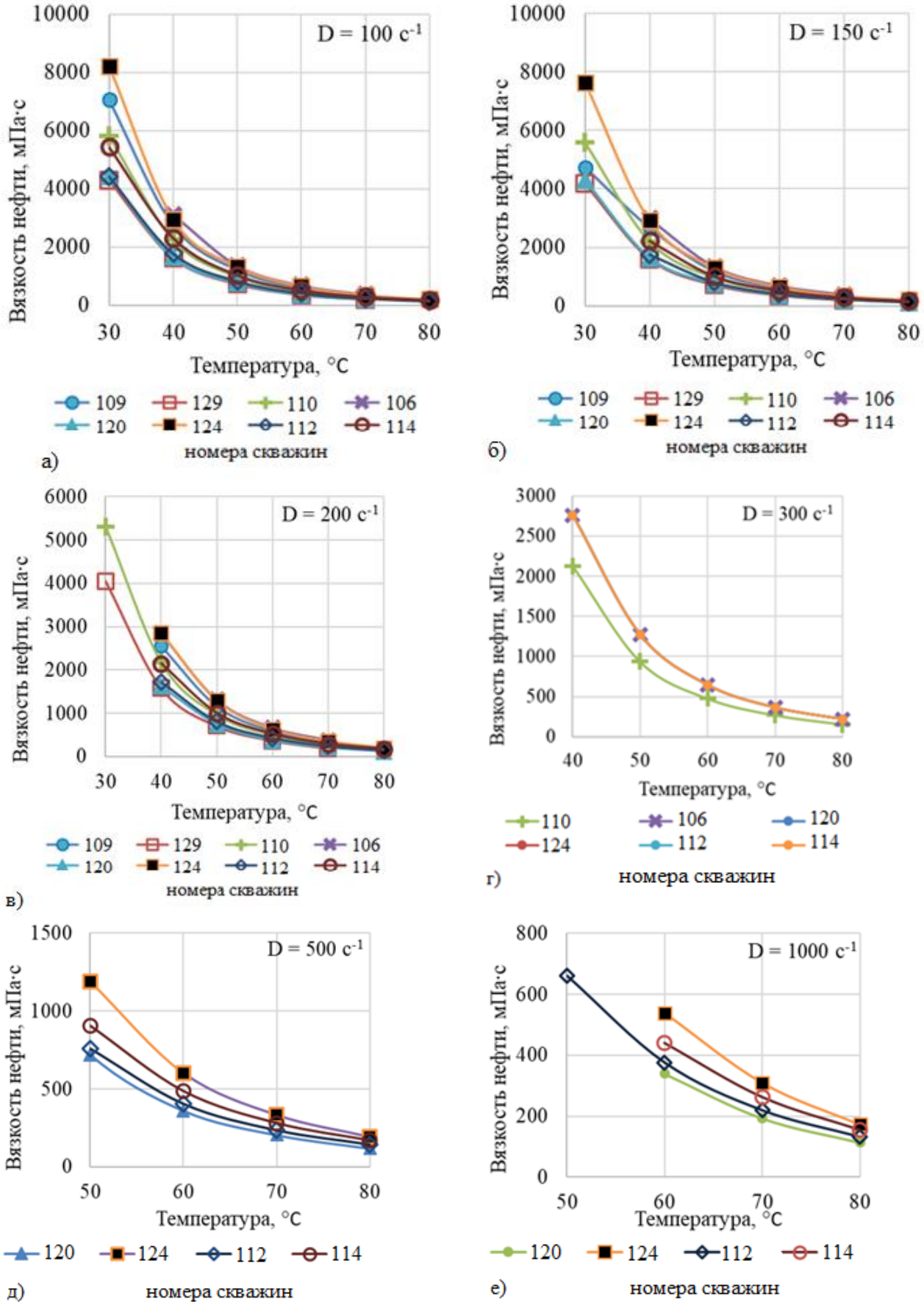



Рисунок 2.2.1.2 – Влияние температуры на динамическую вязкость сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения при различных градиентах скорости: 100 $с^{-1}$ (а), 150 $с^{-1}$ (б), 200 $с^{-1}$ (в), 300 $с^{-1}$ (г), 500 $с^{-1}$ (д), 1000 $с^{-1}$ (е)

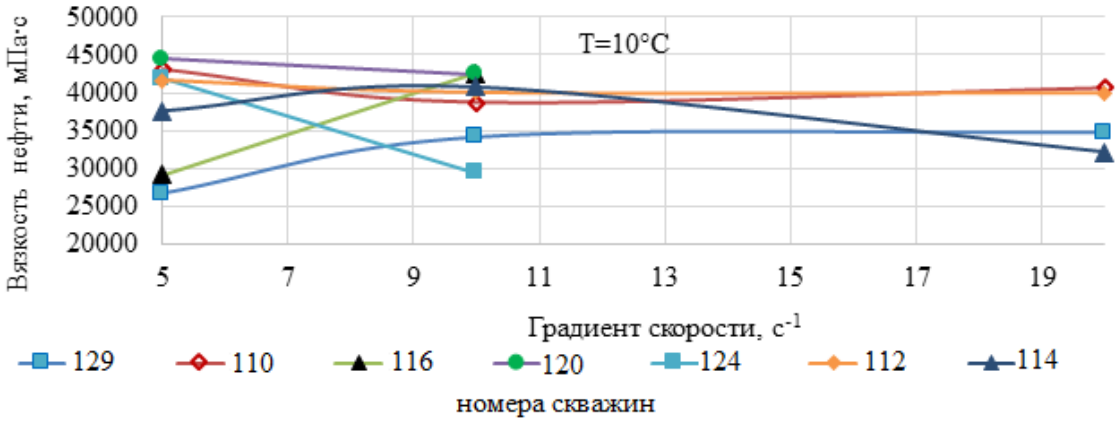
Согласно рисункам, характер кривых по всем пробам при градиентах скорости от 5 до 200 $с^{-1}$ отличается незначительно. При увеличении градиента скорости выше 200 $с^{-1}$ в интервале температур от 10 до 50°С отмечается значительный разброс значений вязкости, в связи с чем затрудняется корректная интерпретация результатов целого ряда исследований.

Резкое снижение вязкости отмечается в интервале температур от 10 до 50 °С. Увеличение температуры до 50°С при малых градиентах скорости приводит к снижению вязкости нефти на 93,7-95,1%. Критической температурой, при которой независимо от градиента скорости происходит выполаживание кривой вязкости, для всех исследованных проб является величина 50°С. При дальнейшем увеличении температуры с 50 до 80 °С происходит сближение кривых, и значения вязкости по всем скважинам становятся сопоставимы.

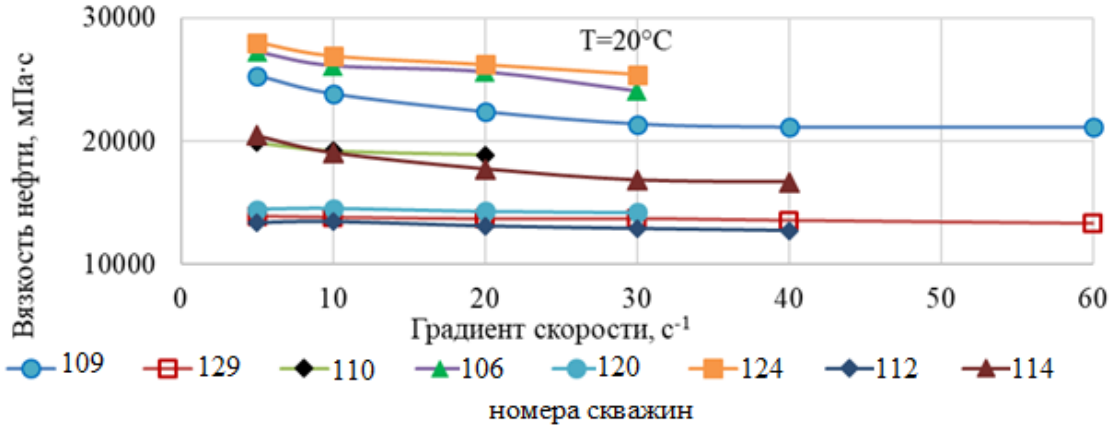
Также была выполнена оценка относительного уменьшения вязкости при увеличении температуры исследования (рисунки 2.2.1.3-2.2.1.4). Установлено, что градиенты скорости от 5 до 150 $с^{-1}$ в различных температурных интервалах оказывают неоднозначное влияние на изменение вязкости. В интервале температур 10-40°С градиент скорости оказывает наиболее существенное влияние на относительное уменьшение вязкости - от 93 до 58% (в среднем 78%), а в интервалах температур 40-60°С и 60-80°С относительное уменьшение вязкости составляет от 79 до 77% (в среднем 78%) и от 58 до 62% (в среднем 61%), соответственно.

Динамическая вязкость сверхвязкой нефти снижается при разных градиентах скорости следующим образом:

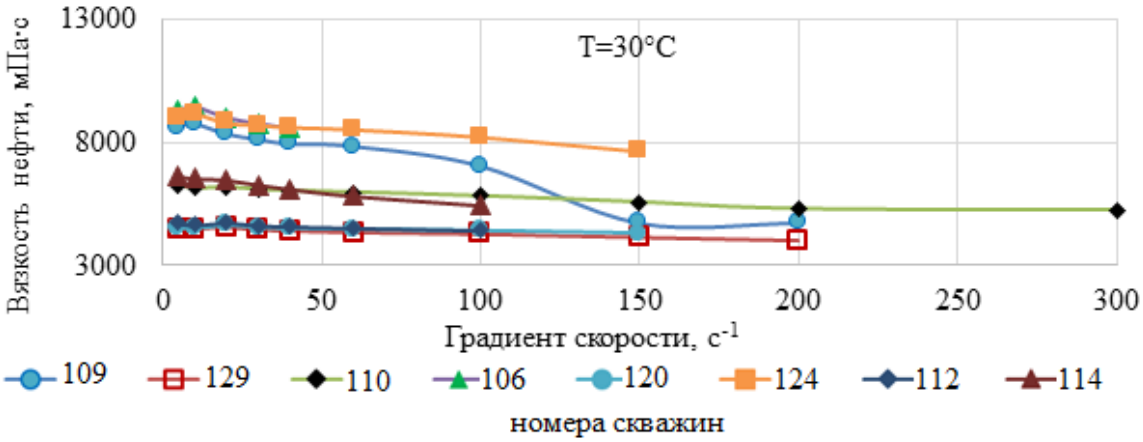
- при 5-20 $с^{-1}$ и 20°С уменьшение вязкости варьирует от 93,7 до 95,1%;
- при 30-150 $с^{-1}$ и 30°С уменьшение вязкости варьирует от 75 до 84,6%;
- при 200-300$с^{-1}$ и 40°С уменьшение вязкости варьирует от 53,8 до 55,9%;
- при 500 $с^{-1}$ и 50°С уменьшение вязкости варьирует от 46,2 до 49,9%;
- при 1000 $с^{-1}$ и 60°С уменьшение вязкости варьирует от 40,1 до 43,2%.



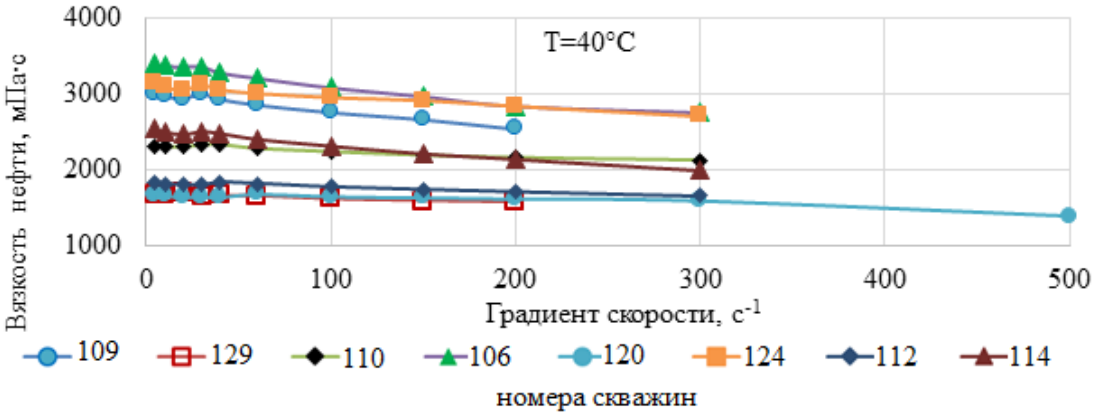

а)




б)

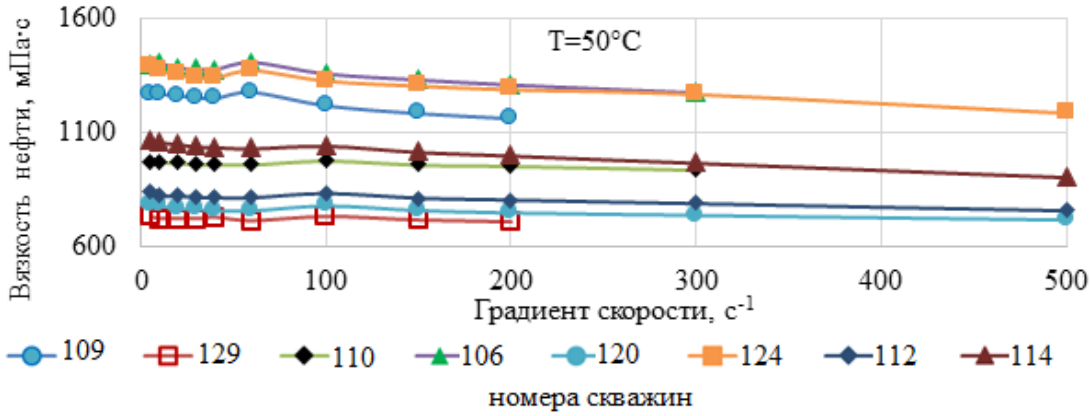



в)

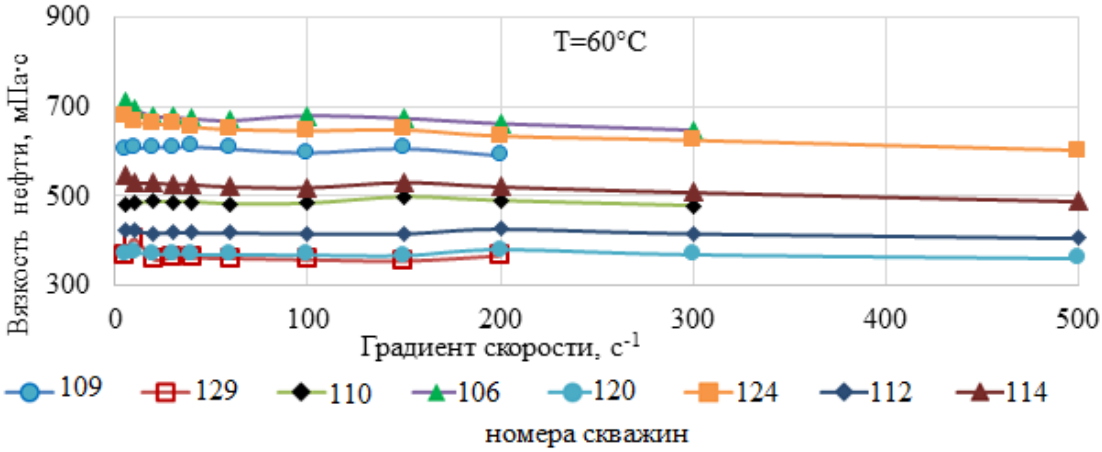



г)

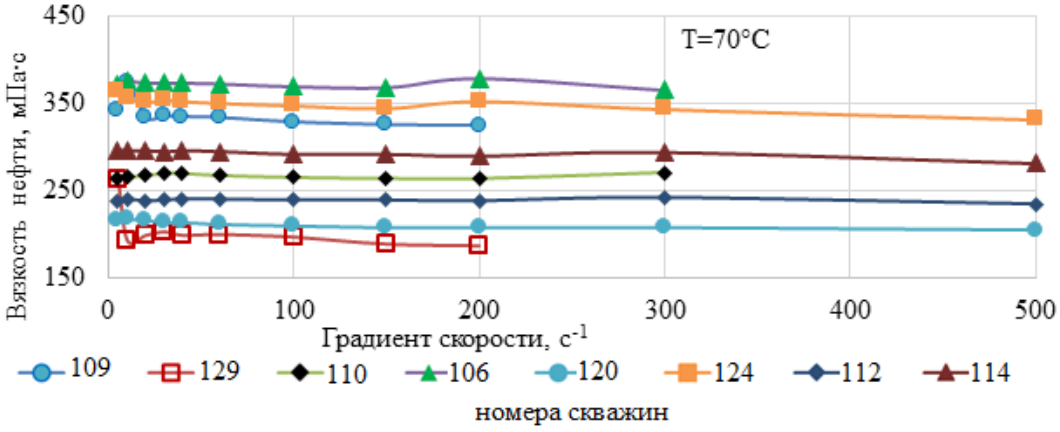
Рисунок 2.2.1.3 – Влияние температуры на динамическую вязкость сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения: 10°С (а), 20°С (б), 30°С (в), 40°С (г)



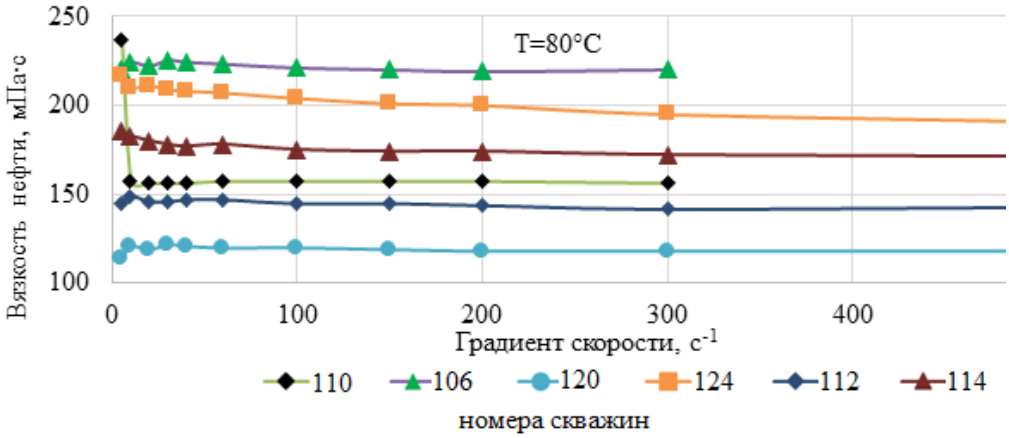

а)




б)




в)




г)

Рисунок 2.2.1.4 – Влияние температуры на динамическую вязкость сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения: 50°С (а), 60°С (б), 70°С (в), 80°С (г)

Для оценки влияния температуры воздействия на степень неоднородности динамической вязкости добываемой сверхвязкой нефти при различных градиентах скорости были применены элементы математической статистики (рисунок 2.2.1.5).

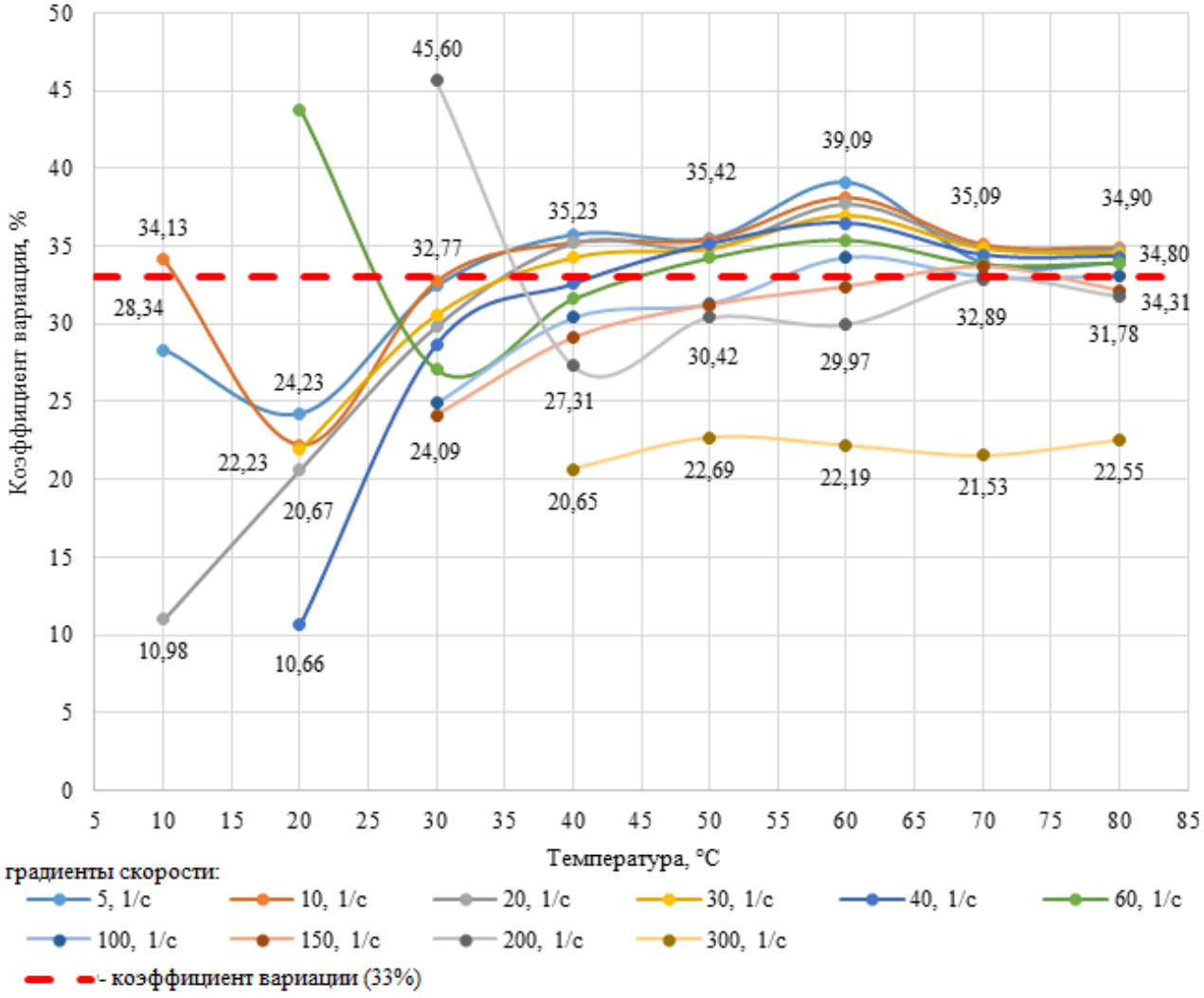



Рисунок 2.2.1.5 – Распределение коэффициента вариации величины динамической вязкости добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

В результате анализа было установлено, что с увеличением температуры и градиента скорости коэффициент вариации становится менее вариабелен – в среднем 34,31%. Максимум коэффициента вариации составляет 45,60% при градиенте скорости 200 $с^{-1}$ и температуре 30° С. Минимум коэффициента вариации составляет 10,66% при градиенте скорости 40 $с^{-1}$ и температуре 20 ℃. При температуре 10–30 ℃ наблюдается значительный разброс коэффициента вариации, а для группы кривых распределения коэффициента вариации при температурах от 40 ℃ существуют определенные зависимости со значимыми

коэффициентами парной корреляции. Тем не менее, среднее значение коэффициента корреляции превышает 33% и с повышением температуры незначительно возрастает, что свидетельствует о неоднородности величины динамической вязкости добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения.

Результаты исследования тиксотропных свойств сверхвязкой нефти показали, что визуализация петли гистерезиса возможна только в области малых (до 250 $с^{-1}$) градиентов скорости. При температурах от 10 до 40 °С площади петли гистерезиза отличаются незначительно, а в ряде случаев реологические кривые, полученные при прямом (до 200 $с^{-1}$ в течение 300 сек) и обратном (до нуля за 300 сек) ходе вискозиметра, совпадают. Подобное поведение исследуемых проб сверхвязкой нефти свидетельствует о снижении её тиксотропных свойств и переходе её в реостабильную неньютоновскую жидкость.

Таким образом, сверхвязкая нефть Ашальчинского месторождения представляет собой сложную реологическую систему, обладающую тиксотропными и вязкоупругими свойствами [118], относится к классу битуминозных нефтей при начальной пластовой температуре 8-12°С. Установлено, что на корректность результатов исследований реологических характеристик сверхвязкой нефти существенное влияние оказывает предыстория воздействия на исследуемые образцы. Следует учитывать, что величина вязкости нефти из проб эксплуатационных скважин является значительно заниженной в сравнении с фактической вязкостью нефти в пластовых условиях на дату ввода залежи в разработку.

Выполненные реологические исследования позволили установить зависимость неоднородности величины динамической вязкости добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения от температуры воздействия. Полученные исходные данные по реологическим характеристикам добываемой нефти могут быть использованы в качестве основы при совершенствовании технологии воздействия на залежи сверхвязкой нефти.

### 2.2.2 Исследование неоднородности компонентного состава сверхвязкой нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

С помощью газожидкостной хроматографии можно проводить качественный и количественный анализ углеводородных смесей. Задача качественного анализа состоит в определении числа компонентов смеси и в идентификации каждого компонента. Качественный анализ проводят, определяя время удерживания компонента, прошедшее с момента введения смеси в хроматограф до появления максимума пика данного компонента, и являющееся постоянной величиной для каждого компонента [160]. Количественный анализ заключается в определении процентного массового содержания компонента в смеси, которое пропорционально площади пика и определяется как отношение площади его пика к сумме площадей пиков всех зарегистрированных компонентов, умноженному на 100.

Хроматографические исследования сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения проводились на газожидкостном хроматографе GC 2010 Plus с использованием программного обеспечения LabSolutions для изучения количественного содержания алканов от $C_{10}$ до $C_{40}$ в режиме программирования температуры от 20 до 350°C согласно 04-12-ФЦП 0195-01 МХ «Методика хроматографических исследований битуминозной нефти», разработанной в рамках проекта «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований» (уникальный идентификатор работ RFMEFI60717X0195). Применяемое оборудование обеспечивает при хроматографическом анализе изучение количественного содержания линейных алканов методом разделения в диапазоне температур от плюс 4 до плюс 450°C с задаваемой скоростью нагрева.

При проведении хроматографических исследований использовали пробы добываемой сверхвязкой нефти из аналогичных 8 эксплуатационных скважин шешминского горизонта Ашальчинского месторождения. Для выполнения исследований компонентного состава сверхвязкой нефти, выделенной из битумонасыщенного керна, был использован керновый материал шешминского горизонта по 4 оценочным скважинам Ашальчинского месторождения. Выделение сверхвязкой нефти из кернового материала проводилось методом холодной экстракции, позволяющего за счет сохранения высокоуглеродистых компонентов наименьшим образом изменять естественные свойства нефтенасыщенных образцов керна, а также обеспечить наименьшее воздействие на выделяемую нефть.

После пробоподготовки и центрифугирования проб добываемой сверхвязкой нефти для исследования использовали по 3 образца (объемом по 1см$^3$ каждый): образец нефти при 20$^0$С; образец нефти после термостатирования до температуры 50$^0$С; образец нефти после термостатирования до температуры 80$^0$С. В дальнейшем образцы растворяли в толуоле в соотношении нефти и растворителя 1:20 и отбирали по 1 мкл от каждого для проведения хроматографических исследований.

При постановке хроматографических исследований учитывалось влияние предварительного нагрева проб добываемой сверхвязкой нефти до 50 и 80°С. В качестве базы сравнения было выполнено определение углеводородного состава пробы добываемой сверхвязкой нефти, которая не была предварительно подвергнута термическому воздействию (рисунок 2.2.2.1).

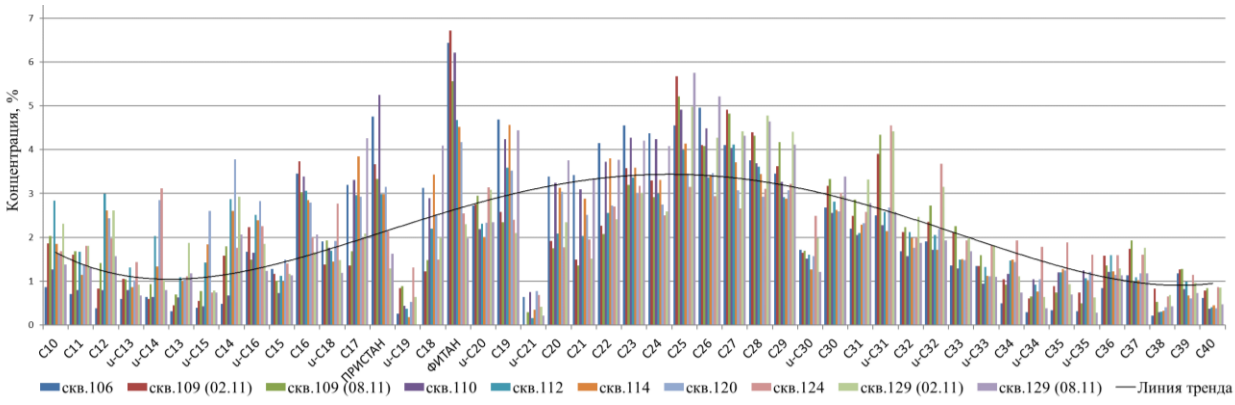



Рисунок 2.2.2.1 – Распределение углеводородных компонентов (по концентрации, %) в составе добываемой нефти Ашальчинского месторождения

Установлено, что молекулярно-массовое распределение алканов в составе добываемой нефти имеет мономодальный характер с максимумом в области $C_{16}$-$C_{31}$ (концентрация компонентов изменяется от 2,4 до 4,6%).

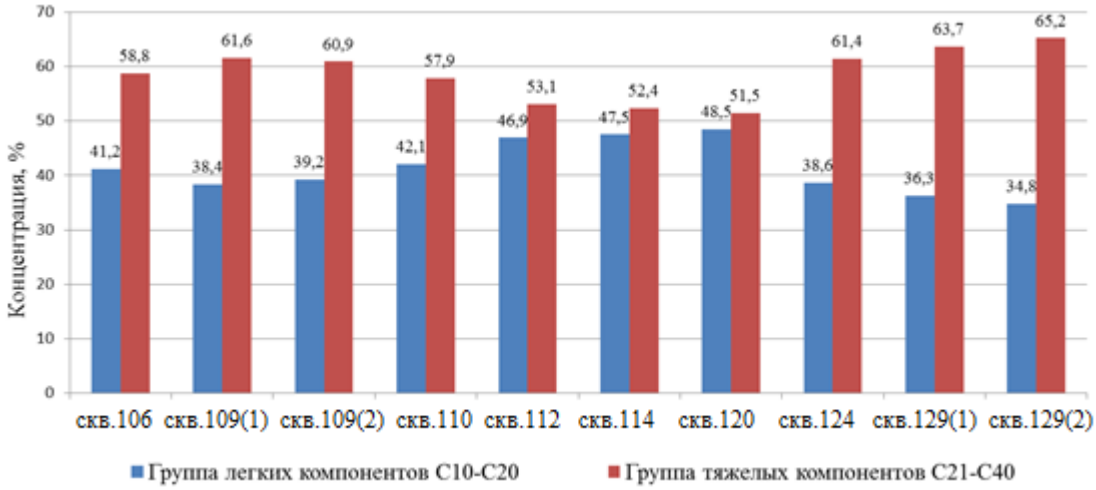



Рисунок 2.2.2.2 - Распределение концентрации легкой и тяжелой групп углеводородных компонентов в составе добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

Проведенный анализ компонентного состава добываемой сверхвязкой нефти (рисунок 2.2.2.2) позволил установить, что в углеводородном составе исследуемых проб преобладают алканы ряда $C_{21}$-$C_{40}$ (58,65% от общей концентрации). Кроме этого, в высоких концентрациях присутствуют изопреноидные алканы ряда $C_{30}$-$C_{35}$ (в среднем 10% от общей концентрации) и ряда $C_{13}$-$C_{21}$ (в среднем 11%), среди которых максимальная концентрация приходится на пристан $C_{19}$ (в среднем 3,1%) и фитан $C_{20}$ (в среднем 4,5%). Результаты исследования компонентного состава сверхвязкой нефти, подвергнутой термостатированию приведены на рисунках 2.2.2.3 и 2.2.2.4.

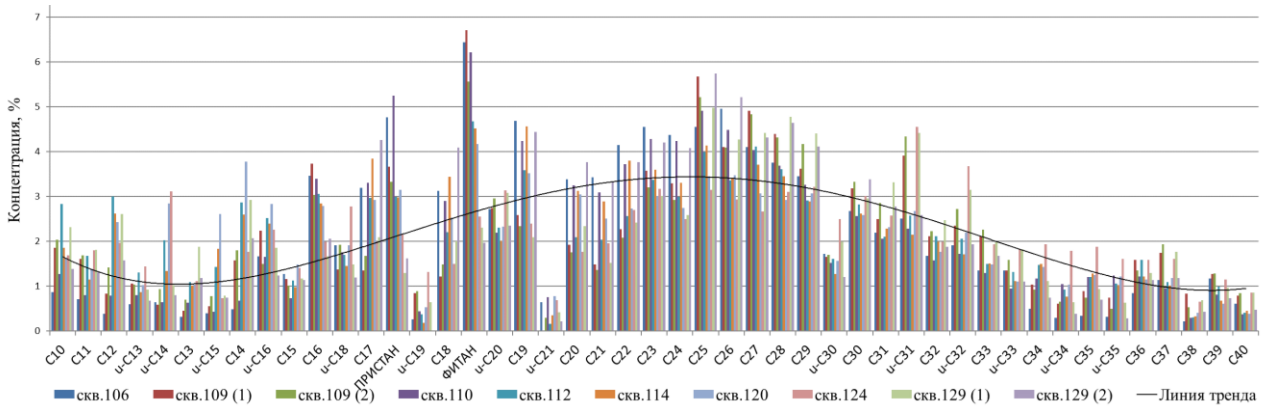



Рисунок 2.2.2.3 – Распределение углеводородных компонентов (по концентрации, %) в составе добываемой нефти Ашальчинского месторождения (при термостатировании до 50°С)

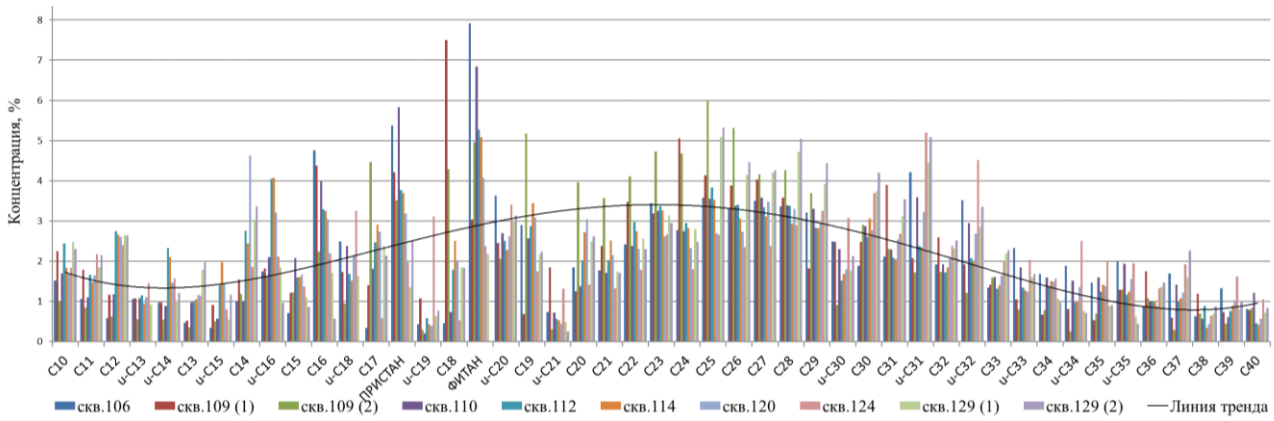



Рисунок 2.2.2.4 – Распределение углеводородных компонентов (по концентрации, %) в составе добываемой нефти Ашальчинского месторождения (при термостатировании до 80°С)

По результатам интерпретации данных ГЖХ установлено, что с повышением температуры термостатирования исследуемых проб происходит снижение содержания углеводородных компонентов по площади (в среднем на 15%) и концентрации нормальных углеводородов (в среднем на 3% от общей массы) [116]. Преобладание в составе алканов нормального строения с четным числом атомов углерода позволяет использовать особенности состава в качестве индикатора термокаталитических преобразований тяжелой нефти [94].

Для выявления превалирующих процессов, способствующих преобразованию углеводородного состава сверхвязкой нефти, были рассчитаны показатели углеводородного состава нефти, характеризующие соотношения содержаний различных групп углеводородов в исследуемых пробах нефти, не подвергнутых термостатированию (таблица 2.2.2.1) [26, 160]:

- соотношение легких и тяжелых изопреноидных углеводородов по формуле:

$$B = \frac{\sum S_{\text{пиков } i\text{C}_{13}-i\text{C}_{21}}}{\sum S_{\text{пиков } i\text{C}_{30}-i\text{C}_{35}}}, \qquad (2.2.2.1)$$

где $\sum S_{\text{пиков } i\text{C}_{13}-i\text{C}_{21}}$ – сумма площадей пиков легких алканов изостроения;

$\sum S_{\text{пиков } i\text{C}_{30}-i\text{C}_{35}}$ – сумма площадей пиков тяжелых алканов изостроения;

- соотношение тяжелых и легких углеводородов нормального строения по формуле:

$$D = \frac{\sum S_{\text{пиков } C_{10}-C_{20}}}{\sum S_{\text{пиков } C_{21}-C_{40}}}, \quad (2.2.2.2)$$

где $\sum S_{\text{пиков } C_{10}-C_{20}}$ - сумма площадей пиков легких алканов нормального строения;

$\sum S_{\text{пиков } C_{21}-C_{40}}$ - сумма площадей пиков тяжелых алканов нормального строения;

- общее соотношение содержания углеводородов нормального и изостроения по формуле:

$$\frac{\sum_i}{\sum_n} = \frac{\sum S_{\text{пиков}} iC_{13-21} + \sum S_{\text{пиков}} iC_{30-35}}{\sum S_{\text{пиков}} nC_{10-40}}, \quad (2.2.2.3)$$

где $\sum S_{\text{пиков}} iC_{13-21} + \sum S_{\text{пиков}} iC_{30-35}$ – сумма площадей пиков алканов изостроения;

$\sum S_{\text{пиков}} nC_{10-40}$ - сумма площадей пиков алканов нормального строения;

- изопреноидный коэффициент по формуле:

$$K_i = \frac{\sum S_{\text{пиков}} iC_{19} - iC_{20}}{\sum S_{\text{пиков}} C_{17} - C_{18}}, \quad (2.2.2.4)$$

где $\sum S_{\text{пиков}} iC_{19} - iC_{20}$ - сумма пиков изоалканов *i*-$C_{19}$ и *i*-$C_{20}$;

$\sum S_{\text{пиков}} C_{17} - C_{18}$ - сумма пиков нормальных алканов $C_{17}$ и $C_{18}$.

Среднее значение коэффициента i/n, характеризующего соотношение углеводородов изостроения и нормального строения, составило 0,45, что подтверждает преобладание в составе проб группы нормальных алканов. Коэффициент, характеризующий соотношение легких и тяжелых изопреноидных углеводородов, по всем пробам, превышает единицу (B>1), что говорит о преобладании легких изоалканов над тяжелыми. Среднее значение коэффициента D, характеризующего соотношение лёгких и тяжёлых углеводородов нормального строения, составило 0,48. То есть в компонентном составе всех исследуемых проб сверхвязкой нефти преобладают нормальные алканы ряда $C_{21}$-$C_{40}$. Результаты количественного анализа свидетельствуют о преобладании группы углеводородов от $C_{20}$ до $C_{33}$ (43,5%) [116].

Таблица 2.2.2.1 – Распределение значений углеводородных показателей по пробам добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

| Номера скважин | Значения показателей | | | | |
|---|---|---|---|---|---|
| | B | D | $K_i$ | i/n | П/Ф |
| 106 | 2,3 | 0,39 | 0,47 | 0,56 | 0,74 |
| 109 (от 02.11.17) | 2,15 | 0,37 | 1,4 | 0,42 | 0,55 |
| 109 (от 08.11.17) | 3,02 | 0,40 | 1,21 | 0,39 | 0,59 |
| 110 | 2,39 | 0,43 | 0,42 | 0,53 | 0,84 |
| 112 | 2,74 | 0,58 | 0,52 | 0,46 | 0,64 |
| 114 | 3,09 | 0,61 | 0,3 | 0,43 | 0,66 |
| 120 | 2,44 | 0,67 | 0,52 | 0,49 | 0,76 |
| 124 | 1,27 | 0,42 | 1,28 | 0,63 | 0,84 |
| 129 (от 02.11.17) | 1,48 | 0,45 | 0,91 | 0,34 | 0,56 |
| 129 (от 08.11.17) | 1,62 | 0,45 | 0,76 | 0,28 | 0,82 |
| Среднее значение | 2,25 | 0,48 | 0,78 | 0,45 | 0,7 |
| Минимум | 1,27 | 0,37 | 0,3 | 0,28 | 0,55 |
| Максимум | 3,09 | 0,67 | 1,4 | 0,63 | 0,84 |
| Стандартное отклонение | 0,63 | 0,1 | 0,4 | 0,11 | 0,12 |
| Коэффициент вариации | 28% | 22% | 51% | 23% | 16% |

Авторами работы [163] выявлено, что отношение пристана к фитану (П/Ф) представляет собой один из генетических показателей, характеризующих химический состав вещества. Для рассеянного органического вещества нефтей и битумоидов, генетически связанных с исходным органическим веществом, обогащенным фитопланктоном, П/Ф всегда меньше единицы. Согласно результатам выполненных исследований расчетное значение соотношения П/Ф варьируется в интервале от 0,55 до 0,84 и составляет в среднем 0,7. Это является доказательством обогащения фитопланктоном исходного органического вещества исследуемой добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения.

Известно [26], что различают четыре типа нефтей – $А^1$, $А^2$, $Б^1$, $Б^2$. На хроматограммах нефтей категории А наблюдаются пики нормальных алканов и изопреноидов, а на хроматограммах нефтей категории Б пики нормальных алканов отсутствуют. Поскольку на хроматограммах всех исследованных проб добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения четко прослеживаются пики ряда нормальных и изопреноидных алканов, можно утверждать, что все исследуемые пробы относятся к категории А [28]. Нефти типа $А^1$ и $А^2$ различаются между собой содержанием нормальных и изопреноидных алканов. Нефти типа $А^1$ характеризуются высокими

концентрациями нормальных алканов ($К_i$<1), а на хроматограммах нефтей типа $А^2$ преобладают пики изопреноидных алканов ($К_i$>1). Среднее значение изопреноидного коэффициента по всем пробам добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения (за исключением проб скв.109) меньше единицы, что позволяет отнести исследуемую нефть преимущественно к типу $А^1$.

На рисунке 2.2.2.5 и в таблице 2.2.2.2 представлены статистические параметры по определению степени неоднородности компонентного состава добываемой сверхвязкой нефти с использованием коэффициента вариации по величине концентрации компонентов.

Таблица 2.2.2.2 - Распределение коэффициента вариации по величине концентрации групп УВ компонентов добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

| Номера скважин | Концентрация (%) $\sum n\text{-}C_{10}\text{-}C_{20}$ | Концентрация (%) $\sum n\text{-}C_{21}\text{-}C_{40}$ | Концентрация (%) $\sum i\text{-}C_{13}\text{-}C_{21}$ | Концентрация (%) $\sum i\text{-}C_{30}\text{-}C_{35}$ |
|---|---|---|---|---|
| 106 | 18,3 | 46,3 | 22,9 | 12,5 |
| 109 (от 02.11.17) | 19 | 51,3 | 19,4 | 10,3 |
| 109 (от 08.11.17) | 20,8 | 51,7 | 18,4 | 9,2 |
| 110 | 19,7 | 46 | 22,4 | 11,9 |
| 112 | 25,3 | 43,3 | 21,6 | 9,8 |
| 114 | 26,6 | 43,5 | 20,9 | 8,9 |
| 120 | 26,8 | 40,2 | 21,7 | 11,3 |
| 124 | 18 | 43,4 | 20,6 | 18 |
| 129 (от 02.11.17) | 23,1 | 51,7 | 13,2 | 12 |
| 129 (от 08.11.17) | 24,3 | 54,1 | 10,5 | 11,1 |
| Среднее значение | 22,19 | 47,15 | 19,16 | 11,5 |
| Минимум | 18 | 40,2 | 10,5 | 8,9 |
| Максимум | 26,8 | 54,1 | 22,9 | 18 |
| Стандартное отклонение | 3,44 | 4,71 | 4,13 | 2,59 |
| Коэффициент вариации | 16% | 10% | 22% | 22% |

Согласно значениям коэффициента вариации (таблица 2.2.2.2), рассчитанным для легких и тяжелых групп алканов изо- и нормального строения установлено, что суммарная концентрация компонентов в рамках легких и тяжелых групп является достаточно однородной ($К_{вар}$ не превышает 22%).

При более детальном изучении неоднородности по концентрации компонентов (рисунок 2.2.2.5) в исследуемых пробах нефти при 20°С выявлено, что среднее значение коэффициента вариации по концентрации компонентов составляет 32%. Однако в составе исследуемых проб нефти выделяется целый

ряд однородных компонентов тяжелой группы $C_{19}$-$C_{33}$, по которым среднее значение коэффициента вариации по величине концентрации составляет 21%. Большинство алканов изостроения являются неоднородными по концентрации компонентами ($К_{вар}$ в среднем равен 39%), в том числе пристан и фитан.

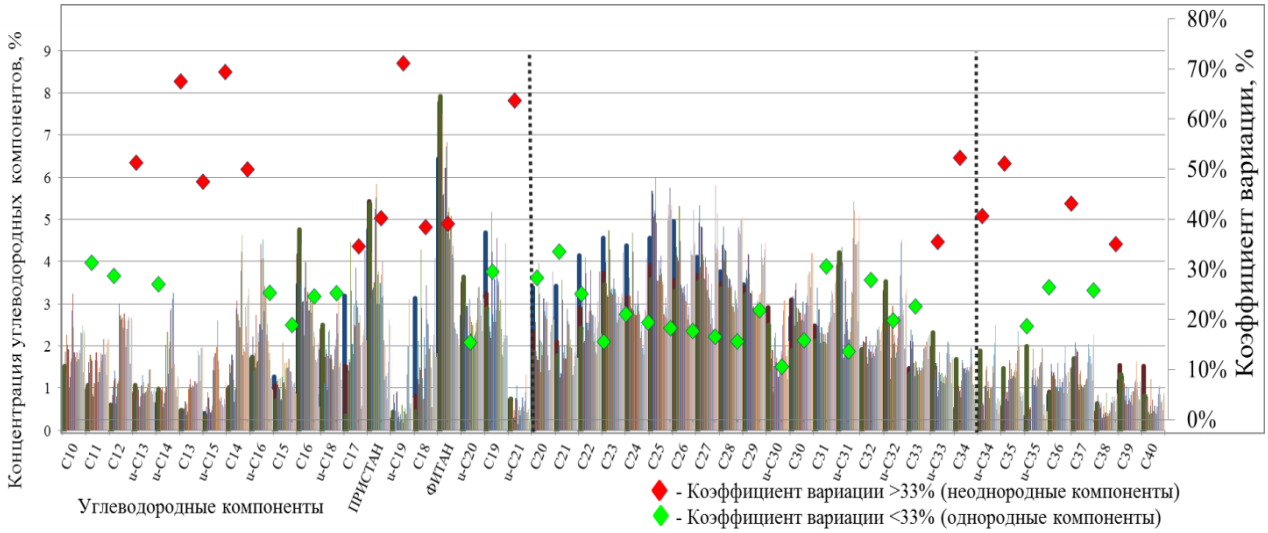



Рисунок 2.2.2.5 – Распределение степени неоднородности по концентрации углеводородных компонентов в составе добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

Аналогичная картина наблюдается при исследовании компонентного состава проб нефти при 50°С (рисунок 2.2.2.6), данные по распределению компонентов сопоставимы с составом проб нефти без термостатирования.

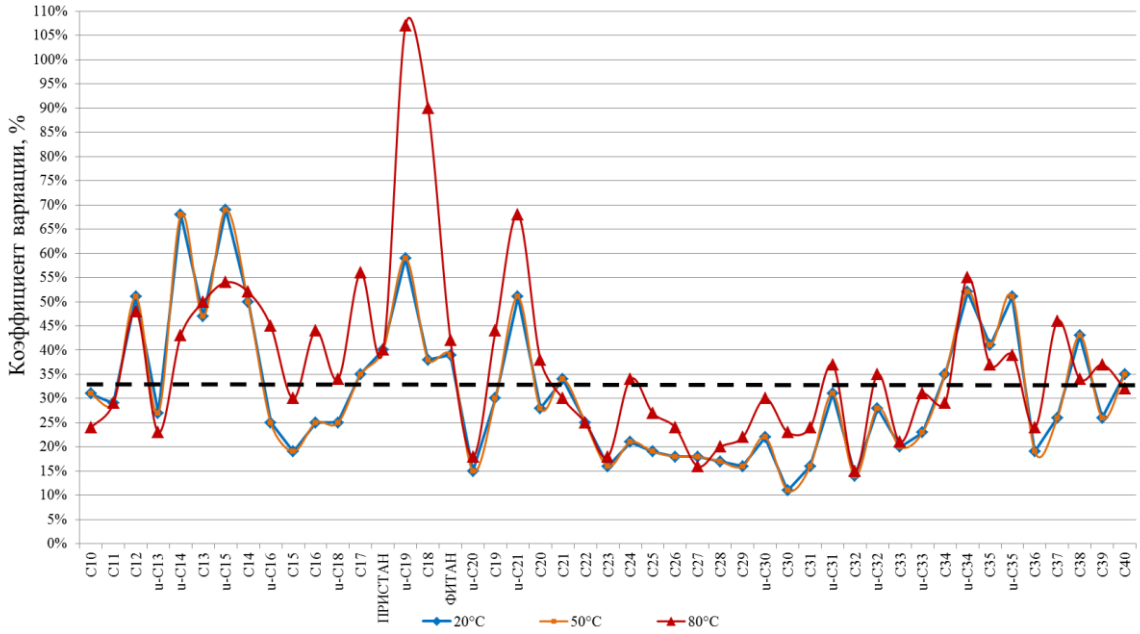



Рисунок 2.2.2.6 – Распределение коэффициента вариации по величине концентрации углеводородных компонентов добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения в диапазоне температур 20-80°С

Однако при повышении температуры термостатирования выше 50°С отмечается увеличение степени неоднородности компонентного состава сверхвязкой нефти (рисунок 2.2.2.6), среднее значение коэффициента вариации по концентрации возрастает до 38%. Кроме этого, установлено, что в углеводородном составе добываемой сверхвязкой нефти существует целый ряд углеводородных компонентов $C_{19}$-$C_{33}$, содержание которых независимо от предварительного термического воздействия можно считать однородным со средней и значительной степенью рассеивания данных (коэффициент вариации изменяется от 15 до 31%). Таким образом, установлено, что с увеличением температуры воздействия на сверхвязкую нефть Ашальчинского месторождения повышается степень неоднородности углеводородного состава.

Для исследования компонентного состава сверхвязкой нефти из керна был использован битумонасыщенный керновый материал по 4 оценочным скважинам (с условными номерами 118, 177, 115, 117) Ашальчинского месторождения (таблица 2.2.2.3).

Таблица 2.2.2.3 – Интервалы отбора кернового материала скважин Ашальчинского месторождения для выполнения исследований

| Номера оценочных скважин | Условные номера эксплуатационных скважин, прилегающих к оценочным | Расположение оценочных или расстояние между скважинами | Интервалы отбора кернового материала, м |
|---|---|---|---|
| 118 | 318, 319 (парные) | носок скважин | 116,0 – 167,0 |
| 177 | 106, 107 (парные)<br>105 (одиночная пароциклика) | 50 м<br>50 м | 84,7 – 85,7 |
| 115 | 108, 109 (парные)<br>110, 111 (парные) | 200 м<br>300 м | 118,5 – 119,5 |
| 117 | уточняющая границы пласта | вблизи контура битуминозности | 111,8 – 112,8 |

Скважины, с которых отбирался битумонасыщенный керновый материал, были пробурены для уточнения геологического строения пластов и находятся на участках расположения эксплуатационных парных горизонтальных скважин, с которых отбирались пробы добываемой сверхвязкой нефти, а также одиночных пароциклических и уточняющих геологическое строение скважин, расположенных вблизи контура битуминозности.

Для проведения экспериментальных исследований использовали 15 граммов кернового материала с каждого интервала, объемы выделенной нефти из керна методом холодной экстракции представлены в таблице 2.2.2.4.

Таблица 2.2.2.4 – Результаты выделения керновой сверхвязкой нефти из образцов кернового материала Ашальчинского месторождения

| Наименование параметра | Номер оценочной скважины | Количество выделенной нефти в параллельных определениях (грамм) | | |
|---|---|---|---|---|
| | | 1 | 2 | среднее |
| Масса нефти, выделенной из навески битумонасыщенного кернового материала | 118 | 1,61 | 1,59 | 1,6 |
| | 177 | 2,15 | 1,98 | 2,06 |
| | 115 | 0,59 | 0,61 | 0,6 |
| | 117 | 0,41 | 0,39 | 0,4 |

Объемы выделенной сверхвязкой нефти из кернового материала позволили выполнить запланированные в дальнейшем исследования по хроматографии и спектрофотометрии. Соотношение между количеством толуола и керновой нефти в растворе оценивалось как разница масс экстракта и массы флюида (из предположения выделения только нефти без связанной воды).

Привязка образцов керна и скважин к зонам последующего разбуривания месторождения и воздействия на пласты свидетельствует, что по скважинам, расположенным в области интенсивного промышленного освоения, количество первоначально выделенной нефти значительно больше, чем на участках бурения скважин с выносом керна для выделения границ пласта. Дальнейшие исследования состава нефти из керна позволят детализировать компонентный состав нефти, исходя из условий воздействия на пласты (сравнение нефти из керна и добываемой нефти при тепловом воздействии).

Определение компонентного состава сверхвязкой нефти из керна выполнено согласно 04-12-ФЦП 0195-06 МКНХ «Методика хроматографических исследований битуминозной нефти, извлеченной из нефтенасыщенного керна», разработанной в рамках проекта «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований» (уникальный

идентификатор работ RFMEFI60717X0195). Экстракты сверхвязкой нефти получены согласно 04-12-ФЦП 0195 МКН «Методика выделения битуминозной нефти из кернового материала», также разработанной в рамках данного проекта.

На основе результатов хроматографических исследований (рисунок 2.2.2.7) установлено, что молекулярно-массовое распределение алканов в составе керновой нефти имеет бимодальный характер с максимумами в области $C_{17}$-$C_{23}$ (концентрация компонентов меняется от 2,9 до 3,98%) и $C_{29}$-$C_{36}$ (концентрация компонентов меняется от 3,1 до 9,2%). Количественный анализ также свидетельствует о том, что в исследуемых образцах нефти из керна отмечается преобладание группы углеводородов с $C_{17}$ до $C_{36}$ (в среднем 88,25% от общей массы), доля легких углеводородов до $C_{17}$ незначительна.

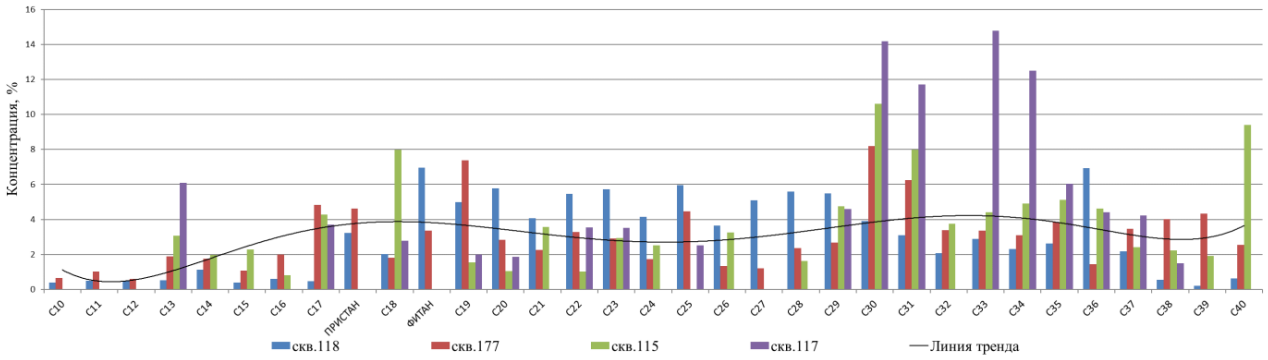



Рисунок 2.2.2.7 – Распределение углеводородных компонентов (по концентрации, %) в составе нефти из керна Ашальчинского месторождения

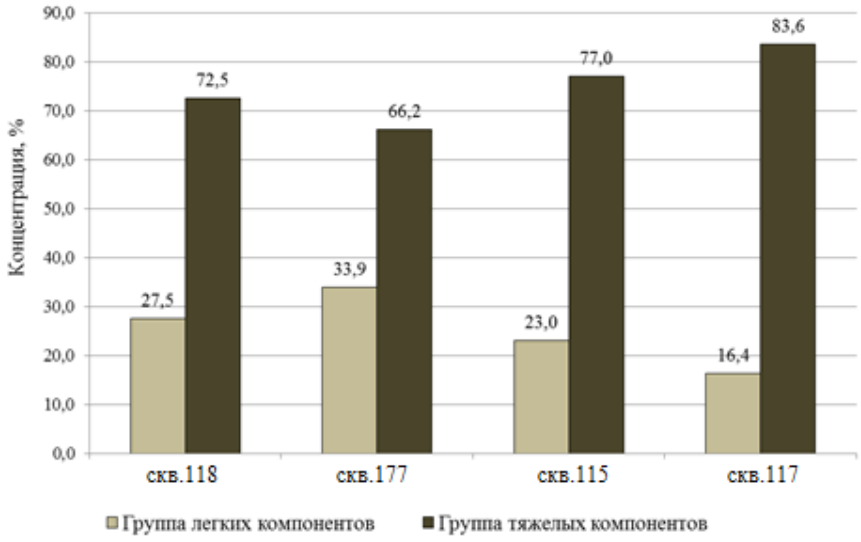



Рисунок 2.2.2.8 – Распределение концентраций групп легких и тяжелых компонентов в исследуемых пробах сверхвязкой нефти из керна Ашальчинского месторождения

Средние значения доли пристана и фитана в нефти из керна составляют 3,93% и 5,16% соответственно. Суммарная концентрация тяжелых компонентов $C_{21}$-$C_{40}$ (74,8% от общей концентрации) в образцах нефти из керна преобладает над концентрацией легких $C_{10}$-$C_{20}$ (25,2%) компонентов (рисунок 2.2.2.8).

Для выявления превалирующих процессов, способствующих преобразованию углеводородного состава нефти, были рассчитаны соотношения различных групп углеводородов в исследуемых образцах (таблица 2.2.2.5).

Таблица 2.2.2.5 – Распределение значений углеводородных показателей по пробам керновой нефти Ашальчинского месторождения

| Номер скважины | Значения показателей | |
|---|---|---|
| | D | П/Ф |
| скв. 118 | 0,38 | 0,46 |
| скв. 177 | 0,51 | 1,38 |
| скв. 115 | 0,30 | - |
| скв. 117 | 0,20 | - |
| Среднее значение | 0,35 | 0,92 |
| Минимум | 0,2 | 0,46 |
| Максимум | 0,51 | 1,38 |
| Стандартное отклонение | 0,13 | 0,65 |
| Коэффициент вариации | 37,7% | 70,7% |

В исследуемых образцах нефти из керна преобладает доля тяжелых углеводородов, средняя концентрация $C_{21}$-$C_{40}$ по исследуемым пробам составляет 74,8%, что подтверждает расчетное значение коэффициента D, равное 0,35. Расчетное значение соотношения П/Ф варьируется в интервале от 0,46 (скв.118) до 1,38 (скв.177). По скважинам 115 и 117 содержание пристана и фитана в составе нефти из керна не обнаружено.

На основе данных хроматографических исследований с использованием методов математической статистики также выполнено исследование степени неоднородности состава нефти из керна. Статистическая обработка полученных результатов показала, что среднее значение коэффициента вариации по величине концентрации углеводородных компонентов составляет 55%, что свидетельствует о неоднородности углеводородного состава нефти из керна. Для нефти из керна характерен больший разброс концентраций алканов (от 0,53 до 9,22%), чем для добываемой нефти (от 0,43 до 4,58%).

Таким образом на основе хроматографического метода исследования установлено, что содержание высокомолекулярных алканов ряда $C_{30}$-$C_{40}$ в составе нефти из керна составляет 51,85%, что в два раза превышает содержание этой же группы алканов в составе добываемой нефти (24,56%). Результаты экспериментальных исследований свидетельствуют о влиянии технологии добычи на состав добываемой сверхвязкой нефти [149].

### 2.2.3 Исследование неоднородности оптических свойств сверхвязкой нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

Спектрофотометрический метод анализа позволяет решать в промысловой практике ряд таких задач, как дифференциация нефти по свойствам, анализ эффективности геолого-технических мероприятий и т.д. [155]. Спектрофотометрический метод исследования заключается в регистрации поглощения монохроматического света в видимой, ближней ультрафиолетовой и ближней инфракрасной областях светоизлучения однородной (нерассеивающей системой), для экспресс-оценки относительного содержания высокомолекулярных соединений в сверхвязкой нефти.

Спектрофотометрические исследования сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения выполнены в спектральном диапазоне 190-1100 нм с использованием современного высокоточного спектрофотометра UV-1800 с программным обеспечением UVProbe согласно 04-12-ФЦП 0195-03 МСФ «Методика спектрофотометрических исследований битуминозной нефти», разработанной в рамках проекта «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований» (уникальный идентификатор работ RFMEFI60717X0195).

При проведении оптических исследований были получены зависимости поглощения и коэффициента светопоглощения от длины волны падающего света. При исследовании сверхвязкой нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти были использованы те же образцы, что и при проведении хроматографических исследований. В результате экспериментов были подобраны оптимальные концентрации растворов для анализа сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения для того, чтобы полученные значения поглощения соответствовали рабочей области работы спектрофотометра, и проанализированы следующие оптические характеристики [155]:

- коэффициент светопоглощения при длинах волн 408нм и 570нм, коррелирующие с содержанием ванадиевых порфиринов и этиопорфиринов;

- соотношение поглощения при длине волны 465нм к поглощению при 665нм – D465/D665, характеризующий содержание асфальтенов;

- соотношение поглощения в ближней ультрафиолетовой к ближней инфракрасной области (D440D490)/(D590D665), коррелирующее с содержанием ароматических соединений.

Согласно результатам спектрофотометрических исследований добываемой сверхвязкой нефти (рисунок 2.2.3.1) наличие полос поглощения при длинах волн 408 нм и 570нм говорит о содержании в пробах добываемой нефти ванадиевых порфиринов и этиопорфиринов.

Соотношение поглощений ближней ультрафиолетовой к ближней инфракрасной области (D440D490)/(D590D665) для добываемой нефти меньше 1, что позволяет предполагать наличие ароматических углеводородов [159]. Смещение пика при 408нм, характеризующего максимальное значение коэффициента поглощения, при исследовании добываемой нефти не отмечается, в связи с этим можно говорить о стабильном состоянии полосы Соре и содержании в нефти субфракции асфальтенов с низкой молекулярной массой [159]. Коэффициент светопоглощения при 570нм для добываемой нефти различен и изменяется в интервале 736-1814 $см^{-1}$.

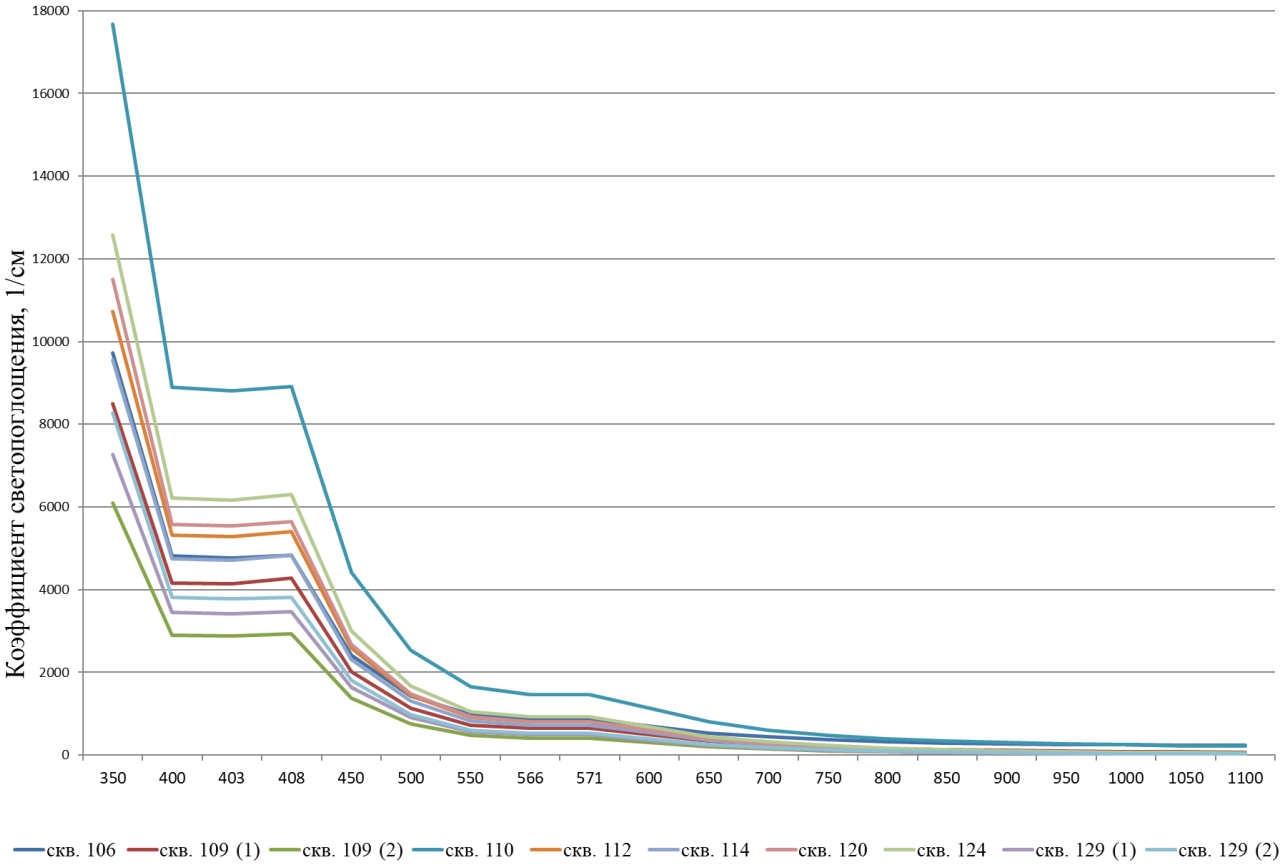



Рисунок 2.2.3.1 – Зависимость коэффициента светопоглощения от длин волн для образцов добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

Согласно данным таблицы 2.2.3.1 свойства добываемой сверхвязкой нефти однородны по коэффициенту светопоглощения при 408нм и по параметру D465/D665, коррелирующему с содержанием асфальтенов.

Таблица 2.2.3.1 – Средние значения коэффициента светопоглощения и спектральных характеристик проб добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

| Номер скважины | $К_{сп}$ (408), $см^{-1}$ | $К_{сп}$ (570), $см^{-1}$ | D465/ D665 | (D440D490)/ (D590D665) |
|---|---|---|---|---|
| скв. 106 | 7719 | 1684 | 4,09 | 0,3302 |
| скв. 109 | 4072 | 749 | 6,14 | 0,1738 |
| скв. 110 | 8918 | 1814 | 5,18 | 0,3800 |
| скв. 112 | 5410 | 1008 | 6,34 | 0,1152 |
| скв. 114 | 4831 | 911 | 6,19 | 0,0944 |
| скв. 120 | 5646 | 1027 | 6,53 | 0,1217 |
| скв. 124 | 6308 | 1157 | 6,44 | 0,1535 |
| скв. 129 | 4180 | 736 | 6,90 | 0,1680 |
| Максимум | 8918 | 1814 | 6,9 | 0,38 |
| Минимум | 4072 | 736 | 4,09 | 0,0944 |
| Среднее значение | 5886 | 1136 | 5,98 | 0,19 |
| Стандартное отклонение | 1704 | 405 | 0,91 | 0,11 |
| Коэффициент вариации, % | 29,0% | 35,7% | 15,2% | 54,7% |

Параметр (D440D490)/(D590D665) коррелирует с содержанием ароматических соединений и для анализируемых проб сверхвязкой нефти характеризуется высокой неоднородностью (коэффициент вариации составляет 54,7%).

Согласно результатам спектрофотометрических исследований керновой сверхвязкой нефти (рисунок 2.2.3.2) наличие полос поглощения при длинах волн 408 нм и 570нм также говорит о содержании в пробах нефти из керна ванадиевых порфиринов и этиопорфиринов.

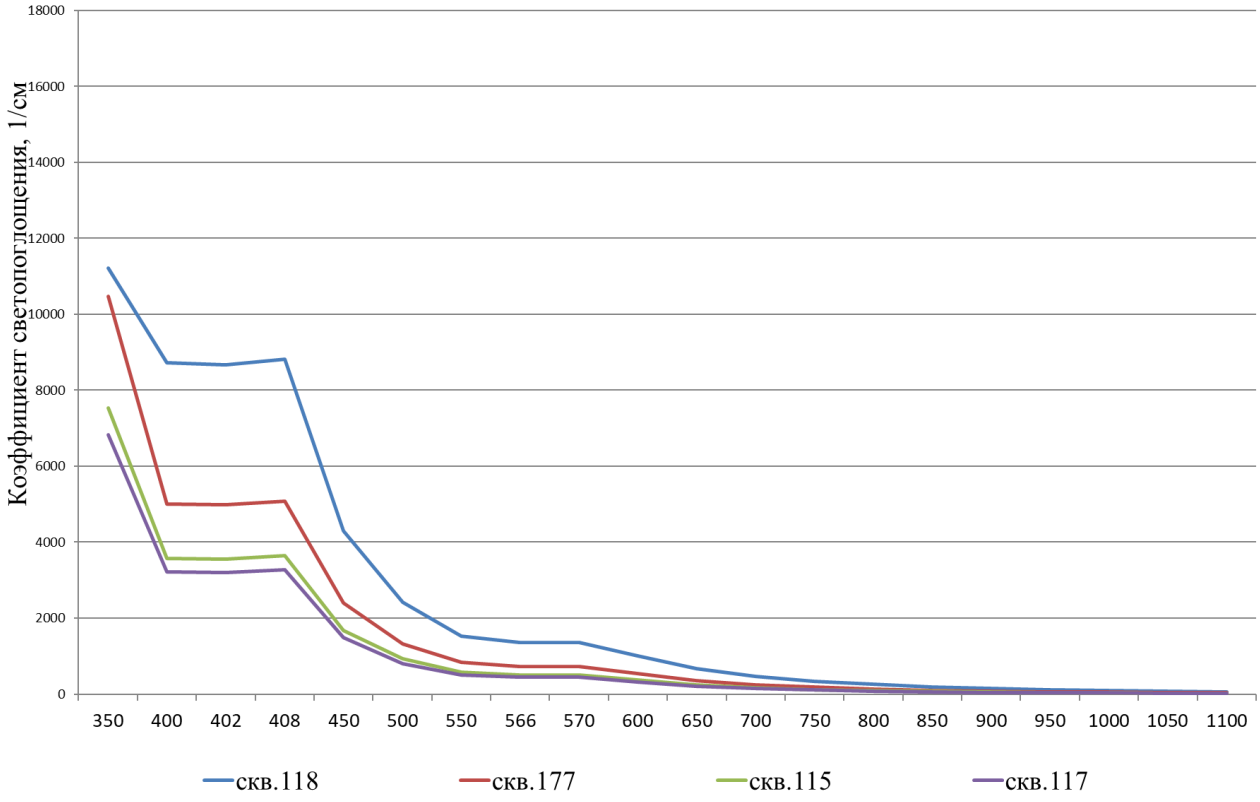



Рисунок 2.2.3.2 – Зависимость коэффициента светопоглощения керновой сверхвязкой нефти от длин волн

Смещение пика при 408нм, характеризующего максимальное значение коэффициента поглощения, также не отмечается, что говорит о стабильном состоянии полосы Core и содержании в нефти субфракции асфальтенов с низкой молекулярной массой.

соотношение поглощений ближней ультрафиолетовой к ближней инфракрасной области (D440D490)/(D590D665) меньше 1, что позволяет предполагать наличие ароматических углеводородов в пробах добываемой

сверхвязкой нефти.

Таблица 2.2.3.2 – Средние значения коэффициента светопоглощения и спектральных характеристик образцов сверхвязкой нефти из керна

| Номер скважины | $К_{сп}$ (408), $см^{-1}$ | $К_{сп}$ (570), $см^{-1}$ | D465/ D665 | (D440D490)/ (D590D665) |
|---|---|---|---|---|
| скв. 118 | 8816 | 1694 | 6,24 | 0,82 |
| скв. 177 | 5088 | 923 | 6,55 | 0,25 |
| скв. 115 | 3641 | 638 | 6,73 | 0,12 |
| скв. 117 | 3270 | 557 | 6,81 | 0,09 |
| Максимум | 8816 | 1694 | 6,81 | 0,82 |
| Минимум | 3270 | 557 | 6,24 | 0,09 |
| Среднее значение | 5204 | 953 | 6,58 | 0,32 |
| Стандартное отклонение | 2533 | 518 | 0,25 | 0,34 |
| Коэффициент вариации, % | 48,68 | 54,40 | 3,84 | 105,78 |

Согласно таблице 2.2.3.2 оптические свойства сверхвязкой нефти из керна менее однородны в сравнении со свойствами скважинных проб нефти: по коэффициенту светопоглощения при 408нм и 570нм коэффициент вариации составляет 48,7% и 54,4% соответственно. Поскольку параметр (D440D490)/(D590D665) коррелирует с содержанием ароматических соединений, для керновой нефти характерна высокая изменчивость содержания ароматических соединений.

Результаты сравнительного анализа оптических показателей сверхвязкой нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти представлены в таблице 2.2.3.3 и на рисунке 2.2.3.3.

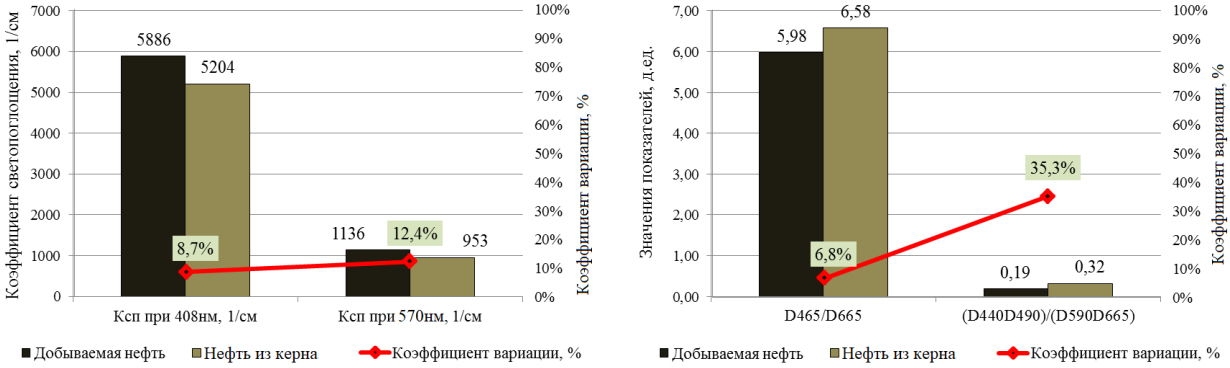
Таблица 2.2.3.3 – Значения коэффициента светопоглощения и спектральных характеристик исследуемых проб добываемой и керновой сверхвязкой нефти

| Параметр | $К_{сп}^{408}$, $см^{-1}$ | $К_{сп}^{570}$, $см^{-1}$ | D465/ D665 | (D440D490)/ (D590D665) |
|---|---|---|---|---|
| Для добываемой нефти | 5885 | 1136 | 5,98 | 0,19 |
| Для нефти из керна | 5204 | 953 | 6,58 | 0,32 |
| Разность значений | 681 | 183 | 0,6 | 0,1279 |
| Модуль относительной разности, % | 11,6 | 16,1 | 10,1 | 66,6 |
| Среднее значение | 5545 | 1044 | 6,28 | 0,26 |
| Стандартное отклонение | 482 | 129 | 0,43 | 0,09 |
| Коэффициент вариации, % | 8,7 | 12,4 | 6,8 | 35,3 |

Увеличение значения показателя (D465/D665) для нефти из керна позволяет судить о превышении асфальтенов в ней по сравнению с добываемой

нефтью. Это может быть объяснено эффектом разделительной колонки в пористой среде пласта, в результате чего более тяжёлые компоненты нефти фильтруются с меньшей скоростью относительно лёгких компонентов, либо остаются неподвижными при разработке.

Соотношение (D440D490)/(D590D665) для нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения позволяет предполагать существенное превышение содержания ароматических углеводородов в нефти из керна: сравнительный анализ оптических характеристик позволил выявить существенно большее (в 1,7 раза) содержание ароматических соединений в составе нефти из керна, чем в составе добываемой нефти. Среднее значение показателя D440D490/D590D665, для добываемой нефти составляет 0,19, а для нефти из керна – 0,32.




а) б)

Рисунок 2.2.3.3 - Распределение значения коэффициента неоднородности по коэффициенту светопоглощения (а) и спектральным характеристикам (б) исследуемых проб нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

При исследовании неоднородности оптических свойств (рисунок 2.2.3.3) выявлено, что именно высокая изменчивость содержания ароматических соединений характерна для нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти (коэффициент вариации 35,3%). При этом значения коэффициента светопоглощения (408 и 570 нм) для образцов нефти из керна являются более неоднородными (коэффициенты вариации составляют 49% и 54% соответственно) в сравнении с аналогичными показателями для образцов добываемой нефти (29% и 36% соответственно).

Несмотря на различие в углеводородном составе, корреляция хроматографических и оптических исследований свидетельствует об отсутствии существенного влияния гидротермального воздействия на изменение молекулярной массы асфальтенов и их агрегирование [159].

Таким образом, после интерпретации результатов экспериментальных исследований состава и свойств сверхвязкой нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения можно сделать вывод, что развитие паротеплового метода добычи сверхвязкой нефти может иметь 2 направления: добыча более лёгких фракций нефти и наиболее полное извлечение сверхвязкой нефти из пласта [153]. При паротепловом воздействии значительное количество тяжелых углеводородных компонентов, вследствие гидротермального влияния, остаётся в породе пласта, что приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств.

## Выводы по главе 2

1. Малоподвижное состояние флюидов в пластовых условиях шешминского горизонта уфимского яруса Ашальчинского месторождения обусловлено сравнительно низкими начальными пластовыми температурой (до 11°С) и давлением (до 2 МПа), незначительным содержанием легких фракций на фоне основного объема тяжелых асфальтено-смолистых компонентов, что обусловливает высокую вязкость нефти Ашальчинского месторождения в пластовых условиях. Несомненно, эти особенности значительно затрудняют добычу традиционными скважинными методами с высокими технологическими показателями.

2. Согласно результатам исследования реологических характеристик добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения критической температурой, при которой независимо от градиента скорости происходит выполаживание кривой вязкости нефти, является величина 50°С. Следует учитывать, что величина вязкости нефти из проб эксплуатационных скважин

является значительно заниженной в сравнении с фактической вязкостью нефти в пластовых условиях на дату ввода залежи в разработку.

3. На основе хроматографических исследований установлено, что концентрация высокомолекулярных алканов ряда $C_{30}$-$C_{40}$ в составе нефти из керна составляет 51,85%, что в два раза превышает концентрацию этой же группы алканов в составе добываемой нефти (24,56%).

4. Установлено, что с увеличением температуры воздействия более 50°C коэффициент вариации по величине динамической вязкости нефти и концентрации углеводородных компонентов становится менее вариабельным и составляет в среднем 34,3% и 38% соответственно, что свидетельствует о неоднородности реологических характеристик и компонентного состава исследуемой добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения.

5. На основе оптического метода исследования с применением показателя D440D490/D590D665, коррелирующего с содержанием ароматических соединений в нефти, выявлено существенно большее (на 40%) содержание ароматических соединений в составе нефти из керна, чем в составе добываемой сверхвязкой нефти.

6. Установленные различия в составе и свойствах сверхвязкой нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения могут быть использованы при совершенствовании технологии добычи сверхвязкой нефти в условиях Ашальчинского месторождения.

# ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПО ВЫБОРУ СОСТАВА КОМПОЗИЦИИ РАСТВОРИТЕЛЯ ДЛЯ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ

## 3.1 Обоснование методов оценки изменения состава и свойств сверхвязкой нефти при взаимодействии с композицией растворителя

Для успешного решения задач разработки трудноизвлекаемых запасов сверхвязкой нефти наряду с получением подробной информации о геологическом строении залежи и свойствах пород, слагающих пласт, необходим постоянный и надежный контроль всего многообразия физико-химических процессов, влияющих на характер движения пластовых флюидов [119, 120, 121]. Промысловым работам по освоению технологий добычи сверхвязкой нефти должны предшествовать комплексные лабораторные исследования, направленные на изучение состава и свойств нефти, а также оценку их возможного изменения в результате воздействия техногенных факторов [122, 123].

Фундаментальная научная база, используемая в современных технологиях нефтедобычи, создана применительно к традиционным нефтям, значительно отличающихся по своему составу и свойствам от трудноизвлекаемого тяжелого углеводородного сырья. Это делает невозможным автоматический перенос стандартных технологий, характерных для нефтяной отрасли к освоению нетрадиционных тяжелых углеводородных ресурсов. В связи с этим исследования, проводимые в данной работе и направленные на изучение состава и свойств сверхвязкой нефти, являются актуальными для разработки научных основ создания эффективных технологий добычи сверхвязкой нефти.

Совершенствование технологических процессов добычи сверхвязкой нефти невозможно без фундаментальных знаний об особенностях ее реологического поведения. Реология нефти – это очень быстро развивающаяся самостоятельная область науки, нуждающаяся в постоянном анализе новейших исследований. На практике чаще всего используют сведения о вязкости нефти, для измерения которой обычно используют капиллярные вискозиметры различных типов, но с увеличением доли тяжелых нефтей всё больше возникает необходимость исследования неньютоновских свойств нефти. Именно высокие напряжения сдвига и тиксотропные свойства тяжелых нефтей существенно осложняют добычу. В мировой практике исследования реологических свойств нефти все более востребованными становятся современные ротационные вискозиметры, позволяющие определять не только вязкость нефти, но эффективную вязкость неразрушенной структуры, предельное напряжение сдвига, индекс аномалии вязкости и т.п. [126].

Чаще всего кривые течения большинства нефтей описывают уравнением Бингама (таблица 3.1.1), в связи с чем обычно проводят линейную аппроксимацию полученных экспериментальных значений сдвигающего напряжения $\tau$ и скорости сдвига $\gamma$, после чего вычисляют динамическую вязкость $\eta$ и предельное напряжение сдвига $\tau_0$ (предел текучести). Однако, увеличение в составе нефти высокомолекулярных компонентов (асфальтенов, смол и парафинов), взаимодействие между молекулами которых способствует образованию агрегатов и кластеров из агрегатов, приводит к структурообразованию нефти, т.е. нефтяная дисперсная система становится структурированной, и ее реологические характеристики изменяются. В таблице 3.1.1 приведены различные реологические модели, с помощью которых можно описать течение структурированных нефтей. Несмотря на то, что главным недостатком большинства приведенных уравнений считается отсутствие теоретического обоснования микрореологической модели, при проведении реологических

исследований можно охарактеризовать нефть в движении, что актуально для нефтедобычи и транспортировки.

Таблица 3.1.1 – Реологические модели для неньютоновских жидкостей [125]

| № | Уравнение | Формула |
|---|---|---|
| 1 | Бингама | $\tau = \tau_0 + \eta\dot{\gamma}, \quad \tau > \tau_0$<br>$\dot{\gamma} = 0, \quad \tau < \tau_0$ |
| 2 | Кэссона | $\tau^{1/2} = \tau_0^{1/2} + \eta\dot{\gamma}^{1/2}, \quad \tau > \tau_0$<br>$\dot{\gamma} = 0, \quad \tau < \tau_0$ |
| 3 | Гершеля– Балкли | $\tau = \operatorname{sign}\tau_0 + k\lvert\dot{\gamma}\rvert^{n-1}\dot{\gamma}^n, \quad \tau > \tau_0$<br>$\dot{\gamma} = 0, \quad \tau < \tau_0$ |
| 4 | Шульмана | $\tau^{1/n} = \tau_0^{1/n} + (\eta\dot{\gamma})^{1/n}, \quad \tau > \tau_0$<br>$\dot{\gamma} = 0, \quad \tau < \tau_0$ |
| 5 | Освальда– де Вилля | $\tau = k\lvert\dot{\gamma}\rvert^{n-1}\dot{\gamma}^n$ |
| 6 | Шведова– Бингама | $\tau = \tau_0 \operatorname{sign}\dot{\gamma} + \eta\dot{\gamma}$ |

Помимо этого существует возможность выявить микроскопическую молекулярную структуру нефтяных дисперсных систем и связать макроскопические деформации и течение нефтяной дисперсной системы с мгновенными конфигурациями и движением ее подвижных частей [127], что является актуальным при описании состояния нефти в залежи.

При изучении изменения структуры нефти выполняют анализ реологических кривых в координатах η–τ (вязкость – напряжение сдвига), с последующим выделением на кривых течения структурированных сверхвязких нефтей следующих областей [125]:

а) область течения без разрушения структурной сетки или каркаса (при очень малых скоростях деформации);

б) область течения, сопровождающегося распадом структуры на агрегаты из частиц, и одновременным образованием новых агрегатов (при непрерывной сдвиговой деформации);

в) область течения при полном разрушении структурной сетки с распадом на отдельные частицы (при максимальной скорости деформации и минимальном уровне вязкости).

До значения, характеризующего предельное динамическое напряжение сдвига, нефть характеризуется значением эффективной вязкости неразрушенной структуры $\eta_{max}$. После разрушения структуры нефтяная система характеризуется как ньютоновская жидкость, вязкость $\eta_{min}$ которой не зависит от напряжения сдвига [128] (рисунок 3.1.1). Индексом аномалии вязкости считается отношение этих значений вязкости [129]. Индекс аномалии вязкости характеризует прочность образованных в нефти пространственных структур. Чем больше значение данного показателя, тем более рыхлыми коагуляционными структурами образован вязкоупругий каркас нефтяной дисперсной системы [130, 131].

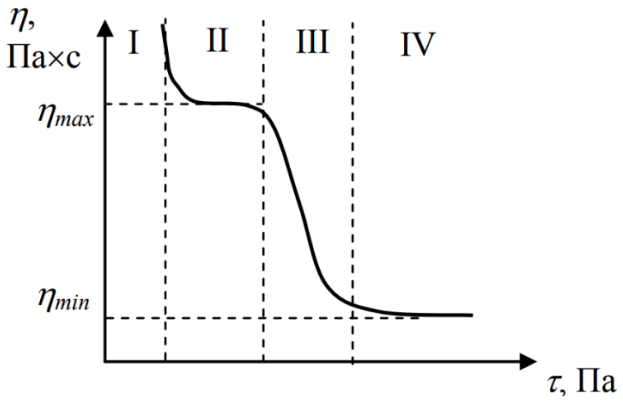



Рисунок 3.1.1 – Полная реологическая кривая в координатах η – τ

Структура нефти может быть охарактеризована также при изучении тиксотропных свойств нефти (рисунок 3.1.2). При уменьшении напряжения сдвига дисперсная система склонна к структурированию за счет агрегирования частиц с последующим образованием наноагрегатов и каркаса. Таким образом, реологические линии тиксотропных жидкостей образуют характерную петлю гистерезиса [133, 134, 135].

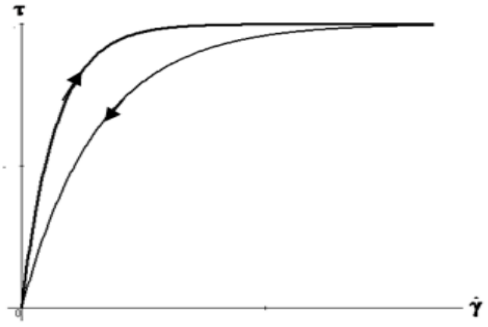



Рисунок 3.1.2 – Характерная петля гистерезиса тиксотропных жидкостей

При этом на тиксотропные свойства нефти будут оказывать влияние такие факторы как температура, количество циклов, время восстановления, предыстория и сама методика измерения реологических свойств [136]. Площадь гистерезиса, которая заключена в пределах единого цикла измерений (прямой ход – обратный ход), характеризует отношение величины энергии межмолекулярных связей к единице объема нефти [137], поэтому, чем больше площадь петли гистерезиса, тем выше вероятность структурообразования при конкретной температуре [138, 139, 140].

В основном все методы, направленные на улучшение реологических свойств сверхвязкой нефти, связаны с тепловым воздействием на пласт. Нагрев нефти до невысоких температур приводит к разрушению надмолекулярных структур, образованным молекулами высокомолекулярных парафинов, асфальтенов и смол, за счет этого снижается прочность структурных образований в нефти, и, следовательно, снижается вязкость [135]. Для снижения вязкоупругих свойств нефти недостаточно применения лишь теплового воздействия, необходимо использование физико-химических способов воздействия на пласт, например, применение закачки пара совместно с растворителем.

Следует отметить, что неправильно подобранный состав растворителя может привести к осаждению асфальтенов, что приведет к закупориванию трещинных и поровых каналов. Поэтому для улучшения свойств растворителей вводят различные природные поверхностно-активные вещества, ароматические углеводороды и т.п. [141]. В таком случае тяжелые фракции растворяются легкими углеводородами, вязкость нефти снижается, а фазовая проницаемость по нефти увеличивается, что облегчает ее извлечение.

Несмотря на актуальность проблемы и широкие исследования, подбор растворителя, как правило, осуществляется чисто эмпирически. Научные основы направленного подбора разработаны в малой степени из-за

недостатка информации о структуре нефтяных дисперсных систем и характере её взаимодействия с растворителями различной природы.

Проведенные рядом исследователей лабораторные исследования пластовых флюидов [142, 143, 144, 145, 146, 147] свидетельствуют о информативности и перспективности методов оптических измерений с целью исследования флюидов без разрушения их структуры. Спектрофотометрические методы исследования (устаревшее название «фотоколориметрические») заключаются в количественном определении степени поглощения веществом света с определенными длинами волн λ. Измеряемыми спектральными характеристиками являются пропускание T(λ), оптическая плотность D(k) и коэффициент поглощения e(λ). Спектрофотометрические методы исследования довольно широко используются в промысловой практике при решении актуальных задач разработки нефтяных месторождений [148, 150, 151, 152, 154]. Фотоколориметры и спектрофотометры работают в видимой и ближних ультрафиолетовой и инфракрасной областях светоизлучения, что позволяют определить оптическую плотность, которая характеризует способность вещества поглощать свет. Коэффициент светопоглощения $К_{сп}$ нефти является пересчетным параметром и зависит от содержания в нефти асфальтенов и смол, определяется из закона Бугера – Ламберта – Бера по формуле:

$$I = I_0 \cdot e^{-K_{сп} \cdot c \cdot l}, \qquad (3.1.1)$$

где $I$ и $I_0$ – интенсивность прошедшего и падающего света на образец;

$c$ – концентрация нефти в растворителе;

$l$ – длина оптического пути;

e – коэффициент пропорциональности или молярный коэффициент поглощения (коэффициентом экстинкции вещества).

Значение коэффициента светопоглощения $К_{сп}$ не определяется концентрацией нефти в растворителе и толщиной слоя нефтяного раствора, а зависит от природы растворённого вещества и длины волны проходящего света. Коэффициент светопоглощения $К_{сп}$ вычисляется по формуле:

$$K_{сп} = \frac{D}{0{,}4343 \cdot c \cdot l'}, \quad (3.1.2)$$

где $D$ – оптическая плотность (является безразмерной величиной или измеряется в Белах);

$c$ – концентрация нефти в растворителе, д.ед. или %;

$l'$ – длина оптического пути, см.

По значениям оптической плотности среды можно судить о групповом углеводородном составе нефти. В исследованиях [155] введены и используются коэффициенты светопоглощения образцов нефти при 410 нм (полоса Соре), при 570 нм и спектральные коэффициенты оптической плотности D465/D665, (D440D490/(D590D665), D400/D440, D440/D490, D490/D540, D540/D590, D590/D665 и D670/D750. Было обнаружено, что переход от фотоколориметрии нефтей (определение только коэффициента светопоглощения $К_{сп}$) к спектрофотометрии (с использованием вдобавок безразмерных спектральных коэффициентов и их сочетаний) способствует усилению дифференциации нефтей по разрезу и позволяет более надёжно идентифицировать нефти.

Более детализированное исследование состава нефтей подразумевает количественное определение и качественную идентификацию индивидуальных углеводородов или гетероатомных веществ. Успешное решение такой задачи возможно благодаря автоматизированной аппаратуры для проведения газожидкостной хроматографии и спектральных методов исследования, которые позволяют расшифровать многокомпонентный состав нефтяных смесей как узкого, так и широкого фракционного состава.

Сегодня невозможно представить исследование углеводородного состава нефтей без применения хроматографии. На практике чаще используют газожидкостную хроматографию, благодаря многообразию неподвижных фаз. Газожидкостную хроматографию наиболее часто применяют в нефтехимии и нефтепереработке. Метод газожидкостной хроматографии считается наиболее перспективным из-за возможности

исследования близких по составу компонентов сложной смеси, даже если их температура кипения отличается на десятые доли градуса. С помощью газожидкостной хроматографии можно проводить качественный и количественный анализы, основанные на идентификации многочисленных хроматографических пиков [160].

Компоненты разделяемой смеси перемещаются по колонке с потоком газа-носителя. Разделяемая смесь распределяется между газом-носителем и нелетучим растворителем (неподвижной жидкой фазой), нанесенным на капиллярную колонку. Компоненты смеси в соответствии со своими коэффициентами распределения селективно удерживаются неподвижной фазой до тех пор, пока не образуют отдельных полос (зон) в газе-носителе. Данные полосы соответствуют определенным компонентам, выносятся из колонки с потоком газа-носителя и регистрируются детектором в виде сигналов, зависящих от времени. Кроме того, это метод позволяет проводить идентификацию веществ, определение количественного состава и выделение отдельных фракций компонентов. Применение капиллярных колонок позволяет достичь такого разделения некоторых смесей, которое другими методами осуществить не удается.

Применение газожидкостной хроматографии для определения компонентного состава нефти обусловлено следующими преимуществами метода:

- высокая разделяющая способность позволяет проанализировать углеводородный состав нефти менее чем за 1 час;

- быстрота анализа обеспечивается за счет высокой скорости диффузии в газах (приблизительно в 1000 раз выше, чем в жидкостях);

- высокая чувствительность позволяет определять микропримеси с концентрацией до $10^{-10}$%;

- высокая точность анализа (средняя относительная погрешность измерения 3 %);

- малый объем пробы, требуемый для проведения анализа (1 мкл).

Недостатком является то, что компоненты, более сильно удерживаемые на данной колонке, выходят из неё очень медленно или не выходят совсем. Однако, при использовании программированного изменения температуры колонки, возможно уменьшение времени элюирования компонента.

Таким образом, необходимо отметить важность изучения реологических свойств нефтей до и после применения различных технологий повышения нефтеотдачи пластов с целью определения направления изменения реологических свойств сверхвязкой нефти. Значительное изменение фильтрационных характеристик добываемой сверхвязкой нефти при изменении ее структуры и состава может свидетельствовать о подключении ранее недренируемых зон пласта или о процессах выпадения высокомолекулярных компонентов нефти. Эти процессы будут сопровождаться изменением реологических свойств нефти, в том числе предельного напряжения сдвига структурной вязкости, индекса аномалии вязкости и т.п. Понимание взаимосвязи реологических характеристик и процессов структурообразования в нефтяных дисперсных системах позволит целенаправленно осуществлять подбор химических реагентов для добычи сверхвязкой нефти [156, 157, 158]. Можно утверждать, что благодаря спектрофотометрии по нефти появляется возможность охарактеризовать геолого-физические условия ее залегания, а по значениям оптической плотности можно судить о групповом углеводородном составе нефти, что позволяет получить ценную информацию при обосновании технологий воздействия на залежи сверхвязкой нефти. Использование газожидкостной хроматографии при исследовании компонентного состава нефти позволит значительно сократить время анализа и существенно уменьшить количество материала, требуемого для анализа. Данный метод обладает высокой точностью и разделяющей способностью, позволяющей в кратчайшие сроки выполнить качественный и количественный анализ компонентного состава исследуемого образца.

## 3.2 Разработка комплексной методики выбора композиции растворителя для воздействия на сверхвязкую нефть

В настоящее время, наряду с тепловыми методами, использование легких углеводородов в качестве химических реагентов для увеличения степени извлечения сверхвязкой нефти является весьма перспективным. Для эффективного извлечения сверхвязкой нефти требуется воздействовать на ряд компонентов нефти, чтобы улучшить реологические свойства жидкости. Таким образом, задача разработки методики с комплексом экспериментальных исследований для выбора композиции растворителя с учетом изменения состава и свойств добываемой нефти, является актуальной.

При разработке технологических решений, направленных на наиболее полное извлечение нефти из породы, предложена методика, в соответствии с которой выбор композиции растворителя осуществляется поэтапно. Предлагаемая блок-схема (рисунок 3.2.1) по выбору эффективной композиции растворителя для воздействия на сверхвязкую нефть включает реологические и оптические методы исследования сверхвязкой нефти при контакте с растворителем с учетом методов оценки растворяющей композиции растворителя.

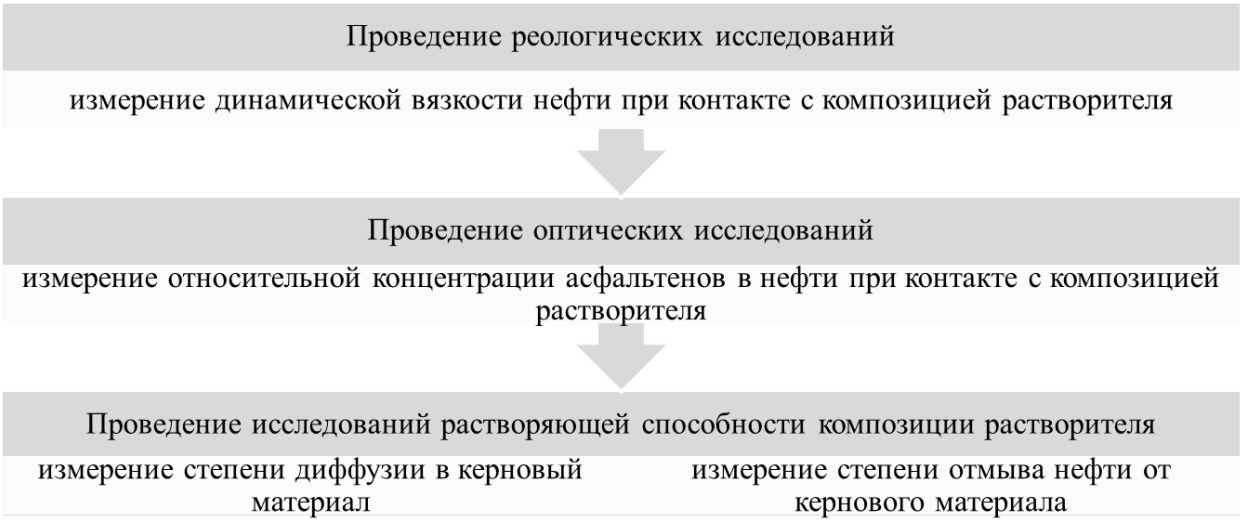



Рисунок 3.2.1 – Блок-схема выполнения экспериментальных исследований для поэтапного выбора композиции растворителя

На первом этапе выбор композиции растворителя для воздействия на сверхвязкую нефть осуществляют с учетом изменения динамической вязкости нефти при взаимодействии с композицией растворителя в зависимости от температуры и градиента скорости. Эффективной композицией растворителя считается та композиция, которая при контакте с нефтью снижает её динамическую вязкость на 85% и более в температурном диапазоне 10-80°С.

На втором этапе с применением оптического метода исследования проводилась оценка коллоидной устойчивости сверхвязкой нефти путём измерения коэффициента светопоглощения Ксп и концентрации асфальтенов в нефти после взаимодействия с композицией растворителя. Поскольку повышение значения Ксп нефти коррелируется с увеличением концентрации асфальтенов, для определения концентрации асфальтенов строится калибровочная кривая. На основе результатов спектрофотометрических исследований рассчитывают значения коэффициента коллоидной устойчивости, характеризующего отношение концентрации асфальтенов в сверхвязкой нефти в смеси с композицией растворителя к концентрации асфальтенов в контрольной пробе сверхвязкой нефти. Эффективной считается композиция растворителя, которая сохраняет коллоидную устойчивость сверхвязкой нефти при взаимодействии. Возрастание величины концентрации асфальтенов или коэффициента светопоглощения от аналогичных значений по контрольной пробе не должны превышать 10%, то есть коэффициент коллоидной устойчивости должен быть не меньше 0,9.

На третьем этапе оценивают растворяющую способность композиции растворителя путём определения наилучшей степени диффузии композиции растворителя и наилучшей степени отмыва сверхвязкой нефти от кернового материала. Эффективной считается композиция растворителя, для которой степень диффузии составляет не менее 5% (при 20°С), степень отмыва не менее 5% (при 20°С).

Предлагаемая методика по выбору композиции растворителя для воздействия на сверхвязкую нефть включает в себя следующие измерения:

- измерение динамической вязкости сверхвязкой нефти до и после воздействия с композицией растворителя при температурах 10, 20, 50, 80°С и градиентов скорости 5-1000 $с^{-1}$ с применением ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1 (пределы погрешности вискозиметра ±4%), оборудованного термостатом с точностью поддержания температуры $+0,1^{0}$С и программным обеспечением Rheotest RN 4 Manager;

- измерение коэффициента светопоглощения и относительного содержания асфальтенов при регистрации спектра поглощения монохроматического света в видимой, ближней ультрафиолетовой и ближней инфракрасной областях светоизлучения с применением спектрофотометра UV-1800 в спектральном диапазоне 190-1100 нм (пределы допускаемых значений абсолютной погрешности по шкале длины волны - ±0,3нм, по коэффициенту пропускания - ±1%) и программного обеспечения UVProbe;

- определение степени отмыва сверхвязкой нефти от предварительно измельченного битумонасыщенного кернового материала исследуемой композицией растворителя при комнатной температуре;

- определение степени диффузии при контакте исследуемой композиции растворителя в битумонасыщенном керновом материале в исследуемом диапазоне температур (20, 50 и 80°С) при изменении времени выдержки (1, 4 и 8 часов).

Метод выполнения экспериментальных исследований включает следующую последовательность действий:

- подготовка композиции растворителя и проб сверхвязкой нефти к выполнению реологических и спектрофотометрических исследований;

- выполнение экспериментальных исследований влияния растворителя на реологические свойства сверхвязкой нефти;

- выполнение экспериментальных исследований влияния растворителя на коллоидную устойчивость сверхвязкой нефти;

- подготовка битумонасыщенного кернового материала к отмыву сверхвязкой нефти композицией растворителя и к исследованию степени диффузии;

- выполнение экспериментальных работ по отмыву сверхвязкой нефти от кернового материала композицией растворителя;

- выполнение экспериментальных работ по исследованию процесса диффузии композиции растворителя в керновый материал.

*Подготовка композиции растворителя и проб сверхвязкой нефти к выполнению реологических и спектрофотометрических исследований*

Композиционный состав растворителя готовят по заданной рецептуре, последовательно добавляя компоненты, перемешивают ручным встряхиванием. При наличии свободной воды в скважинной пробе сверхвязкой нефти её отделяют от эмульсии. Для этого заполняют делительную воронку в объеме 2/3 от максимальной вместимости и оставляют в вертикальном положении. Время отстаивания может быть принято равным от 1 до 5 часов в зависимости от устойчивости эмульсии и динамики отделения воды.

Отделившуюся свободную воду сливают в приемник для дальнейшей утилизации/исследования. После отделения воды гравитационным способом производят обезвоживание пробы нефти с использованием центрифуги. Пробу нефти определенного объёма помещают в центрифугу Universal 320R или её аналог с соответствующими техническими характеристиками (таблица 3.2.1). Работу выполняют в соответствии с инструкцией по эксплуатации центрифуги. Пробу нефти центрифугируют в течение не менее 20 минут при частоте не менее 4000 оборотов в минуту. Время и число оборотов подбирают в зависимости от динамики отделения воды. После обезвоживания отделенную нефть тщательно перемешивают и отбирают пробу на анализ остаточного содержания воды согласно ГОСТ 2477-2014.

Таблица 3.2.1 – Технические характеристики центрифуги UNIVERSAL 320R

| Наименование показателя | Значение |
|---|---|
| Модель | Universal 320R |
| Максимальная емкость ротора | 4 x 100 мл (бакет-ротор)<br>6 x 85 мл (угловой ротор) |
| Скорость углового ротора RPM | 500÷15000 об/мин с шагом 10 |
| Относительная сила центрифугирования RCF | 21382 g |
| Напряжение питания | 220÷240 В |
| Частота напряжения питания | 50÷60 Гц |
| Потребляемая мощность | 400/800 ВА |
| Ток потребления | 4 |
| Охлаждение | - 20…+40 °С (R404A) |
| Габаритные размеры ШхГхВ | 401x695x346 мм |
| Масса | 52 кг |
| Кинетическая энергия | 8600 Nm |
| Уровень акустического шума | 58 дБ |
| Макс. плотность центрифугируемого вещества | 1,2 кг/дм$^3$ |
| Температура эксплуатации | 5÷35°С |
| Режим кратковременного центрифугирования | наличие |

Остаточное содержание воды в пробе нефти после центрифугирования определяют с применением аппарата Дина-Старка. Замеряют объем выделившейся воды по формуле:

$$X = \frac{V \cdot \rho_{\text{в}}}{m} \cdot 100, \qquad (3.2.1)$$

где $V -$ объем воды, собравшейся в приемнике-ловушке, см$^3$;

$\rho_{\text{в}} -$ плотность испытуемого образца, г/см$^3$;

$m -$ навеска нефтепродукта, взятая для испытания, г.

Для проведения дальнейших исследований остаточное содержание воды в исследуемой сверхвязкой нефти не должно превышать 3%. В случае, если остаточное содержание воды в исследуемой сверхвязкой нефти превышает 3%, необходимо провести повторное центрифугирование пробы сверхвязкой нефти при 40°С.

*Выполнение экспериментальных исследований влияния растворителя на реологические свойства сверхвязкой нефти*

Измерения проводят с использованием ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1 или его аналога с соответствующими техническими характеристиками (таблица 3.2.2) с использованием измерительной системы,

позволяющей оценить влияние градиента среза в широком диапазоне. Измерения выполняют в соответствии с инструкцией по эксплуатации.

Таблица 3.2.2 - Технические характеристики вискозиметра Rheotest RN 4.1.

| Наименование показателя | Значение |
|---|---|
| Момент вращения | от 0,1 до 150 мНм |
| Разрешение по моменту вращения | 0,002 мНм |
| Число оборотов | от 0 до 1000 об/мин |
| Разрешение по числу оборотов | 0,015 об/мин |
| Диапазон угла поворота | -50 ... 300° |
| Разрешение по углу поворота | 0,001° |
| Диапазон температур | -30 ... +200°C |
| Частота | 0,001 ... 10 Гц |
| Напряжение питания | 230 В AC ±10%; 49 ... 61 Гц |

Для сравнительной оценки влияния композиции растворителя сначала определяют реологические свойства контрольной пробы (КП) исследуемой сверхвязкой нефти без добавления композиции растворителя. Исследования выполняют при температурах 10, 20, 50 и 80 °C. Определяют следующие параметры:

- начальное напряжение сдвига нефти, $\tau_0$;

- динамическую вязкость нефти, $\eta$.

При оценке эффективности растворяющей способности композиции растворителя проводят серию измерений указанных реологических свойств нефти после смешивания с композицией растворителя. Для исследования реологических свойств сверхвязкой нефти с композицией растворителя при температурах 10 и 20°C запускают метод измерения эффективной вязкости сверхвязкой нефти с контролируемой скоростью сдвига с последовательным проведением трёх отдельных тестов:

1. увеличение градиента среза до 800 $с^{-1}$ в течение 800 секунд;

2. постоянное значение градиента среза 800 $с^{-1}$ в течение 800 секунд;

3. уменьшение градиента среза до 0 $с^{-1}$ в течение 800 секунд.

Для исследования реологических свойств сверхвязкой нефти с композицией растворителя при температурах 50 и 80°C запускают метод измерения эффективной вязкости сверхвязкой нефти с контролируемой

скоростью сдвига с последовательным проведением трёх отдельных тестов:

1. увеличение градиента среза до 300 $с^{-1}$ в течение 300 секунд;

2. постоянное значение градиента среза 300 $с^{-1}$ в течение 300 секунд;

3. уменьшение градиента среза до 0 $с^{-1}$ в течение 300 секунд.

Загрузку сверхвязкой нефти в смеси с композицией растворителя осуществляют нанесением 1 мл образца в центр измерительной пластины. Соединяют вместе конус и базовую измерительную пластину. При необходимости убирают излишки образца с помощью шпателя. Зазор между конусом и пластиной должен быть полностью заполнен. После термостатирования анализируемого образца в течение установленного времени проводят измерение. По полученным значениям эффективной вязкости проб сверхвязкой нефти при взаимодействии с исследуемыми составами композиций растворителя из формулы Бингамовской модели вязкопластичной жидкости определяют значения динамической вязкости:

$$\tau = \tau_0 + \eta\gamma \qquad (3.2.2)$$

где $\tau -$ напряжение сдвига, Па;

$\tau_0 -$ напряжение сдвига при нулевой скорости сдвига, Па;

$\eta -$ динамическая вязкость нефти, Па·с.

$\gamma -$ скорость сдвига, $с^{-1}$.

За результат исследования принимается среднее арифметическое трех измерений динамической вязкости нефти при величине относительной погрешности опыта не более 5%.

На основе изменения динамической вязкости растворов до и после взаимодействия сверхвязкой нефти с композицией осуществляют выбор наиболее эффективной композиции растворителя (таблица 3.2.3), которая при взаимодействии со сверхвязкой нефтью снижает динамическую вязкость раствора на 85% и более (в сравнении с динамической вязкостью контрольной пробы).

Таблица 3.2.3 - Критерии оценки композиции растворителя на основе изменения реологических свойств сверхвязкой нефти

| Эффективность, % | Снижение динамической вязкости, в раз | Температура, °С | Градиент скорости, $с^{-1}$ | Оценка | Рекомендации |
|---|---|---|---|---|---|
| менее 50 | менее чем в 2 раза | 10 | 0-25 | Неэффективный | Не рекомендуется применять в промысловых условиях |
| | | | 25-100 | Низкоэффективный | |
| | | | 100-300 | | |
| | | | 300-800 | | |
| | | 20 | 0-25 | Неэффективный | |
| | | | 25-100 | Низкоэффективный | |
| | | | 100-300 | | |
| | | | 300-800 | | |
| | | 50 | 0-25 | Неэффективный | |
| | | | 25-100 | Низкоэффективный | |
| | | | 100-300 | | |
| | | 80 | 0-25 | Неэффективный | |
| | | | 25-100 | Низкоэффективный | |
| | | | 100-300 | | |
| 51-84 | в 2 – 6 раз | 10 | 0-25 | Эффективный | Возможно применение в промысловых условиях |
| | | | 25-100 | Среднеэффективный | |
| | | | 100-300 | | |
| | | | 300-800 | | |
| | | 20 | 0-25 | Эффективный | |
| | | | 25-100 | Среднеэффективный | |
| | | | 100-300 | | |
| | | | 300-800 | | |
| | | 50 | 0-25 | Эффективный | |
| | | | 25-100 | Среднеэффективный | |
| | | | 100-300 | | |
| | | 80 | 0-25 | Эффективный | |
| | | | 25-100 | Среднеэффективный | |
| | | | 100-300 | | |
| 85 и более | более чем в 6 раз | 10 | 0-25 | Высокоэффективный | Рекомендуется применять в промысловых условиях |
| | | | 25-100 | | |
| | | | 100-300 | | |
| | | | 300-800 | | |
| | | 20 | 0-25 | | |
| | | | 25-100 | | |
| | | | 100-300 | | |
| | | | 300-800 | | |
| | | 50 | 0-25 | | |
| | | | 25-100 | | |
| | | | 100-300 | | |
| | | 80 | 0-25 | | |
| | | | 25-100 | | |
| | | | 100-300 | | |

*Выполнение экспериментальных исследований влияния растворителя на коллоидную устойчивость сверхвязкой нефти*

Исследования оптических свойств проб сверхвязкой нефти проводят методом спектрофотометрии с использованием высокоточного спектрофотометра UV-1800 или его аналога с соответствующими

техническими характеристиками (таблица 3.2.4) и с использованием программного обеспечения, позволяющего обрабатывать результаты фотометрических и спектральных измерений, а также производить расчёты для многокомпонентного анализа.

Таблица 3.2.4 – 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 |
| Средний срок службы, лет | 10 |

Для сравнительной оценки влияния композиции растворителя сначала определяют значения коэффициента светопоглощения образца сверхвязкой нефти без добавления композиции растворителя (контрольная проба). При оценке влияния композиции растворителя на содержание асфальтенов в объеме исследуемых проб сверхвязкой нефти проводят серию измерений коэффициента светопоглощения нефти после взаимодействия с композицией растворителя.

При приготовлении образцов сверхвязкой нефти для исследования оптических свойств используют пробы обезвоженной нефти. С глубины 5-10 мм от верхнего слоя обезвоженной пробы сверхвязкой нефти шприцем отбирают образец объемом 2 мл для проведения измерений коэффициента светопоглощения контрольной пробы сверхвязкой нефти. Образец сверхвязкой объемом 0,04-0,08 мл (в опыте 0,05 мл) растворяют в толуоле объёмом 10 мл.

Подготавливают 4 кюветы с оптическим расстоянием 1,00 мм:

- в первую кювету («нулевой образец») вводят толуол;
- кюветы 2,3,4 заполняют исследуемыми образцами растворов проб

сверхвязкой нефти.

При свободных кюветодержателях проводят обнуление и коррекцию базовой линии. Подготовленные кюветы устанавливают в спектрофотометр и закрывают стеклянными крышками. Выполняют спектрофотометрические исследования образцов растворов. Результаты сохраняют в виде кривых оптической плотности для различных длин волн. После завершения исследований контрольной пробы сверхвязкой нефти проводят серию экспериментальных исследований (не менее трех) с исследуемой пробой сверхвязкой нефти в смеси с композицией растворителя. Выполняют не менее трех параллельных измерений. За результат исследования принимается среднее арифметическое трех измерений оптической плотности при величине относительной погрешности опыта не более 5%. По окончании измерений закрывают программу, выключают спектрофотометр, снимают, очищают кюветы фильтровальной бумагой, смоченной толуолом.

Предварительные результаты сохраняют в электронном варианте в виде таблиц со значениями оптической плотности и коэффициента светопоглощения в диапазоне длин волн от 350 нм до 1100 нм. Обработка результатов измерения заключается в вычислении значений коэффициентов светопоглощения при длине волны 630 нм для трёх измерений.

Коэффициент светопоглощения при длине волны 630 нм рассчитывают по формуле:

$$K_{сп}=D/(0{,}4343cL) \qquad (3.2.3)$$

где $D$ – оптическая плотность, ед.;

$c$ – объёмная концентрация исследуемого раствора, д.е.;

$L$ – толщина слоя раствора, см.

Объёмную концентрацию исследуемого раствора рассчитывают по формуле:

$$C=0{,}05\cdot C_{н}/10{,}05 \qquad (3.2.4)$$

где $С_н$ – объёмная концентрация нефти в исследуемом растворе, д. ед.;

10,05 – суммарный объем толуола для разбавления (10 мл) и исследуемой пробы битуминозной нефти (0,05 мл).

По полученным значениям коэффициента светопоглощения, согласно построенной калибровочной кривой, определяют концентрацию асфальтенов в исследуемых пробах сверхвязкой нефти и рассчитывают коэффициент коллоидной устойчивости, характеризующего отношение концентрации асфальтенов в сверхвязкой нефти в смеси с композицией растворителя к концентрации асфальтенов в контрольной пробе сверхвязкой нефти. Согласно разработанным критериям (таблица 3.2.5) выбирают композицию растворителя.

Таблица 3.2.5 - Критерии оценки композиции растворителя на основе изменения оптических свойств нефти

| Эффективность, % | Возрастание величины концентрации асфальтенов и Ксп от аналогичного значения по контрольной пробе, % | Коэффициент коллоидной устойчивости | Оценка | Рекомендации |
|---|---|---|---|---|
| менее 50 | более 21 | менее 0,5 | Низкоэффективный | Не рекомендуется применять в промысловых условиях |
| 51-84 | 11-20 | 0,5-0,9 | Среднеэффективный | Возможно применение в промысловых условиях |
| 85 и более | менее 10 | более 0,9 | Высокоэффективный | Рекомендуется применять в промысловых условиях |

Таким образом, по полученным значениям выбирают композицию растворителя с минимальным влиянием на коллоидную устойчивость сверхвязкой нефти.

*Выполнение экспериментальных работ по отмыву сверхвязкой нефти от кернового материала композицией растворителя*

Для выполнения исследования степени отмыва нефти от кернового материала композицией растворителя используют битумонасыщенный

керновый материал. Из образца битумонасыщенного кернового материала отбирают навеску массой 15 грамм и измельчают в фарфоровой ступке фарфоровым пестиком до получения несцементированной однородной массы. Подготавливают не менее 150 мл композиции растворителя для отмыва сверхвязкой нефти от навески кернового материала.

Взвешивают до постоянного веса ($М_1$) высушенную коническую колбу № 1 объемом $V_1$ мл. В коническую колбу № 1 помещают навеску измельченного кернового материала с исходной массой $М_{К0}$. Из соотношения кернового материала и композиции растворителя 1:10 в коническую колбу № 1 добавляют 150 мл исследуемой композиции растворителя, после чего коническую колбу № 1 плотно закрывают крышкой. Измельченный керновый материал и композицию растворителя в конической колбе № 1 перемешивают на перемешивающем устройстве при скорости 300 об/мин в течение 15 минут при комнатной температуре ($20^0$С). После чего в течение 1 суток коническую колбу № 1 выдерживают в статическом состоянии при комнатной температуре. Готовят воронку диаметром не менее 50 мм, под размер воронки вырезают фильтровальную бумагу, высушенную до постоянного веса $М_Ф$. Содержимое конической колбы № 1 отфильтровывают через фильтровальную бумагу в коническую колбу № 2 массой $М_2$ грамм и объемом $V_2$ мл. Остатки кернового материала на фильтровальной бумаге и в конической колбе № 1 высушивают в сушильном шкафу при температуре $150^0$С. Взвешивают массу воронки с остатком кернового материала ($М_{ФК}$) и массу конической колбы № 1 с остатком кернового материала после сушки ($М_{КБ1}$). Расчетным методом определяют массу кернового материала после процесса отмыва сверхвязкой нефти композицией растворителя $М_{К1}$:

$$М_{К1} = (М_{ФК} – М_Ф) + (М_{КБ1} – М_1), \qquad (3.2.5)$$

где $М_{ФК}$ - масса фильтровальной бумаги с остатком кернового материала после сушки, грамм;

$М_Ф$ – исходная масса фильтровальной бумаги, грамм;

$М_{КБ1}$ – масса конической колбы № 1 с остатком кернового материала после сушки, грамм;

$М_1$ – масса высушенной конической колбы № 1, грамм.

Расчетным методом определяют степень отмыва сверхвязкой нефти исследуемой композицией растворителя от кернового материала $S_0$:

$$S_0 = (М_{БН} / М_{К0}) \cdot 100\% \quad (3.2.6)$$

где $М_{К0}$ – исходная масса навески кернового материала, грамм;

$М_{БН}$ – масса сверхвязкой нефти, содержащейся первоначально в навеске кернового материала:

$$М_{БН} = М_{К0} - М_{К1} \quad (3.2.7)$$

За результат испытания принимают среднеарифметическое значение результатов трех определений степени отмыва при величине относительной погрешности опыта не более 5%. По полученным значениям степени отмыва согласно разработанным критериям (таблица 3.2.6) выбирают такую композицию растворителя, которая характеризуется наибольшей степенью отмыва нефти от битумонасыщенного керна.

Таблица 3.2.6 - Критерии оценки композиции растворителя на основе степени отмыва

| Эффективность, % | Степень отмыва, % | Оценка | Рекомендации |
|---|---|---|---|
| менее 50 | менее 5 | Низкоэффективный | Не рекомендуется применять в промысловых условиях |
| 51-70 | 5 - 8 | Эффективный | Возможно применение в промысловых условиях |
| более 71 | более 8 | Высокоэффективный | Рекомендуется применять в промысловых условиях |

*Выполнение экспериментальных работ по исследованию процесса диффузии композиции растворителя в керновый материал*

При выполнении исследования степени диффузии используют битумонасыщенный керновый материал, который измельчают в фарфоровой ступке фарфоровым пестиком до получения несцементированной однородной массы. Подготавливают не менее 150 мл композиции растворителя для определения степени диффузии. Исследования проводят

при 20, 50 и 80$^0$С с тремя коническими колбами со временем выдержки 1, 4 и 8 часов.

Взвешивают до постоянного веса ($М_{Цi}$) высушенные конические колбы № 1, № 2, № 3 объемами 250 мл. В каждую коническую колбу помещают навеску измельченного кернового материала с исходной массой ($М_{Кi}$). Колбы № 1, № 2, № 3 с керновым материалом помещают в колбонагреватель при температуре 50°С. Аналогичное количество колб используют при необходимости выполнения исследований при 80°С и при комнатной температуре (20$^0$С). Из соотношения кернового материала и композиции растворителя 1:10 в каждую колбу добавляют по 150 мл исследуемой композиции растворителя. При выполнении экспериментов с нагревом до температур 50 и 80$^0$С колбы последовательно соединяют с обратным холодильником.

Измельченный керновый материал с композицией растворителя в колбах №1, №2 и №3 выдерживают в течение 1, 4 и 8 часов соответственно. По истечении 8 часов нагрева (при 50 и 80$^0$С) колбу № 3 с содержимым оставляют на остывание в течение 12 часов в выключенном колбонагревателе до комнатной температуры. Аналогичные действия с содержимым колбы №3 после 8 часов выдержки выполняют в экспериментах при комнатной температуре (20$^0$С).

Для выполнения дальнейших исследований керновый материал извлекают из колб. Готовят 3 воронки диаметром не менее 50 мм, под размер воронок вырезают фильтровальную бумагу, высушенную до постоянного веса $М_{Фi}$. Экстракты из колб № 1, № 2, № 3 осторожно сливают в сухие конические колбы, а песок промывают до бесцветного состояния композиции растворителя. Остатки кернового материала на каждой из воронок и конической колбе высушивают в сушильном шкафу при температуре 150$^0$С. Взвешивают массу каждой воронки с остатком кернового материала после сушки ($М_{ФКi}$) и массу каждой колбы с остатком кернового материала после сушки ($М_{ЦКi}$).

Расчетным методом определяют массу кернового материала ($М_{КДi}$) после процесса диффузии:

$$М_{КДi} = (М_{ФКi} – М_{Фi}) + (М_{ЦКi} – М_{Цi}) \quad (3.2.8)$$

где $М_{ФКi}$ - масса фильтровальной бумаги с остатком кернового материала после сушки, грамм;

$М_{Фi}$ – исходная масса фильтровальной бумаги, грамм;

$М_{ЦКi}$ – масса цилиндра с остатком кернового материала после сушки, грамм;

$М_{Цi}$ – масса цилиндра, грамм.

Расчетным методом определяют степень диффузии $D_i$:

$$D_i = \left(\frac{M_{Ki} - M_{КДi}}{M_{Ki}}\right) \cdot 100\% \quad (3.2.9)$$

где $М_{Ki}$ – исходная масса навески кернового материала, грамм.

За результат испытания принимают среднеарифметическое значение результатов трех определений степени диффузии, вычисленное с погрешностью до 0,001% и округленное до 0,01%.

По полученным значениям степени диффузии согласно разработанным критериям (таблица 3.2.7) выбирают такую композицию растворителя, которая характеризуется наибольшей степенью диффузии композиции растворителя в битумонасыщенный керновый материал.

Таблица 3.2.7 - Критерии оценки композиции растворителя на основе степени диффузии

| Эффективность, % | Степень диффузии, % | Температура, °С | Оценка | Рекомендации |
|---|---|---|---|---|
| менее 50 | менее 6 | 20 | Низкоэффективный | Не рекомендуется применять в промысловых условиях |
| | | 50 | | |
| | | 80 | | |
| 51-70 | 6 - 10 | 20 | Эффективный | Возможно применение в промысловых условиях |
| | | 50 | | |
| | | 80 | | |
| более 71 | более 10 | 20 | Высокоэффективный | Рекомендуется применять в промысловых условиях |
| | | 50 | | |
| | | 80 | | |

Таким образом, с учетом выявленных различий состава и свойств сверхвязкой нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти предложена методика, которая позволяет подобрать наиболее эффективную композицию растворителя для воздействия на сверхвязкую нефть с учетом наилучшей растворяющей способности, снижения динамической вязкости нефти и минимального влияния на коллоидную устойчивость сверхвязкой нефти.

## Выводы по главе 3

1. Обоснован комплекс экспериментальных исследований состава и свойств сверхвязкой нефти, включающий реологические, оптические и хроматографические исследования для целенаправленного подбора реагентов для добычи нефти.

2. Разработана методика с блок-схемой для поэтапного выбора композиции растворителя с использованием комплекса экспериментальных исследований: на первом этапе с применением реологического метода исследования осуществляется выбор композиции растворителя на основе способности существенно снижать вязкость нефти (на 85% и более), на втором этапе с применением оптического метода исследования осуществляется выбор композиции растворителя с минимальным влиянием на коллоидную устойчивость сверхвязкой нефти, на третьем этапе оценивается растворяющая способность композиции растворителя путём определения наилучшей степени диффузии и степени отмыва сверхвязкой нефти от кернового материала.

3. Комплексный выбор композиции растворителя направлен на повышение степени извлечения, как лёгких, так и тяжёлых углеводородных компонентов сверхвязкой нефти, минимизируя, тем самым, риск осаждения их в пластовой системе.

# ГЛАВА 4 ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО ВЫБОРУ КОМПОЗИЦИИ РАСТВОРИТЕЛЯ

Согласно разработанной методике, экспериментальные исследования по выбору композиции растворителя для воздействия на сверхвязкую нефть включают в себя следующие измерения:

- измерение динамической вязкости сверхвязкой нефти при воздействии композицией растворителя в исследуемом диапазоне температур и градиентов скорости;

- измерение коэффициента светопоглощения и коэффициента коллоидной устойчивости сверхвязкой нефти при воздействии композицией растворителя;

- определение степени диффузии композиции растворителя в исследуемом диапазоне температур при изменении времени выдержки;

- определение степени отмыва сверхвязкой нефти от кернового материала исследуемой композицией растворителя.

Кроме этого, после выбора композиции растворителя, согласно разработанной методике, было выполнено определение компонентного состава сверхвязкой нефти, вытесненной из насыпной модели пласта с использованием композиции растворителя и паротеплового воздействия.

При проведении экспериментальных исследований использовали добываемую сверхвязкую нефть из эксплуатационных скважин (с условными номерами 106, 109 и 112), вскрывших шешминский горизонт, и битумонасыщенный керновый материал шешминского горизонта Ашальчинского месторождения, а также композиции растворителей, в состав которых в различных концентрациях входили растворитель промышленный (РП), толуол, нефтяной растворитель и различные ПАВ (таблица 4.1).

Таблица 4.1 – Состав исследуемых композиций растворителя

| Состав | Содержание, % | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | РП | Толуол | Нефтяной растворитель | Неионогенный ПАВ (водорастворимый) | Неионогенный ПАВ (малорастворимый) | ПАВ на основе 2-аминоэтил-алкилмидазолина |
| состав 1 | 80 | 19,3 | 0,5 | 0,2 | - | - |
| состав 2 | 80 | 18,8 | 1 | 0,2 | - | - |
| состав 3 | 80 | 18,3 | 1,5 | 0,2 | - | - |
| состав 4 | 80 | 0,5 | 19,3 | 0,2 | - | - |
| состав 5 | 80 | 9,8 | 10 | 0,2 | - | - |
| состав 6 | растворитель битумов | | | | | |
| состав 7 | 80 | 16,3 | 3,5 | 0,2 | - | - |
| состав 8 | 80 | 14,3 | 5,5 | 0,2 | - | - |
| состав 9 | 80 | 12,3 | 7,5 | 0,2 | - | - |
| состав 10 | 90 | 9,9 | - | - | - | 0,1 |
| состав 11 | 80 | 12,3 | 7,5 | 0,029 | 0,171 | - |
| состав 12 | 85 | 15 | - | - | - | - |

Композиции растворителя, состоящие из РП, толуола, нефтяного растворителя и ПАВ, разработаны представителями ГБОУ ВО АГНИ в рамках выполнения работ по проекту «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований» (уникальный идентификатор работ RFMEFI60717X0195). Специалистами института «ТатНИПИнефть» для проведения экспериментальных исследований был предоставлен двухкомпонентный составы 12 (РП и толуол) и состав 6 (растворитель битумов).

## 4.1 Исследование влияния композиции растворителя на реологические свойства сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

Реологические исследования сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения до и после взаимодействия с композицией растворителя

выполнены с применением ротационного вискозиметра Rheotest RN 4.1 в диапазоне температур 10-80°С и градиента скорости 5-800 $с^{-1}$. При взаимодействии нефти и композиции растворителя получали раствор, состоящий на 90% из сверхвязкой нефти и на 10% из исследуемой композиции растворителя.

Предварительные экспериментальные исследования по определению реологических свойств сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения при взаимодействии с 11 составами композиций растворителя выполнены в диапазоне температур 10-40°С с использованием проб нефти с повышенным содержанием остаточной воды (от 11 до 20%).

Согласно данным рисунков 4.1.1 и 4.1.2 наибольшее снижение значения вязкости нефти (на 91,8-95,7%) при пластовой температуре (10°С) наблюдается после добавления составов 9 и 7.

При повышении температуры испытаний до 30 и 40 °С наиболее эффективным растворителем для снижения вязкости нефти скважины является состав 9 – относительное снижение вязкости составляет 92,5%. Составы 6, 8 и 10 снизили вязкость исследуемой смеси в среднем на 88,3-89,3% относительно контрольной пробы нефти, что также является довольно высоким показателем эффективности. Применение составов 1, 2 и 3 отличается наименьшими показателями снижения вязкости нефти во всем диапазоне температур (снижение вязкости менее 80%). Составы 5 и 11 оказали одинаковое влияние на снижение вязкости нефти при температурах 10 и 20 °С, добавление композиций снижает вязкость на 82,1-88,1%.

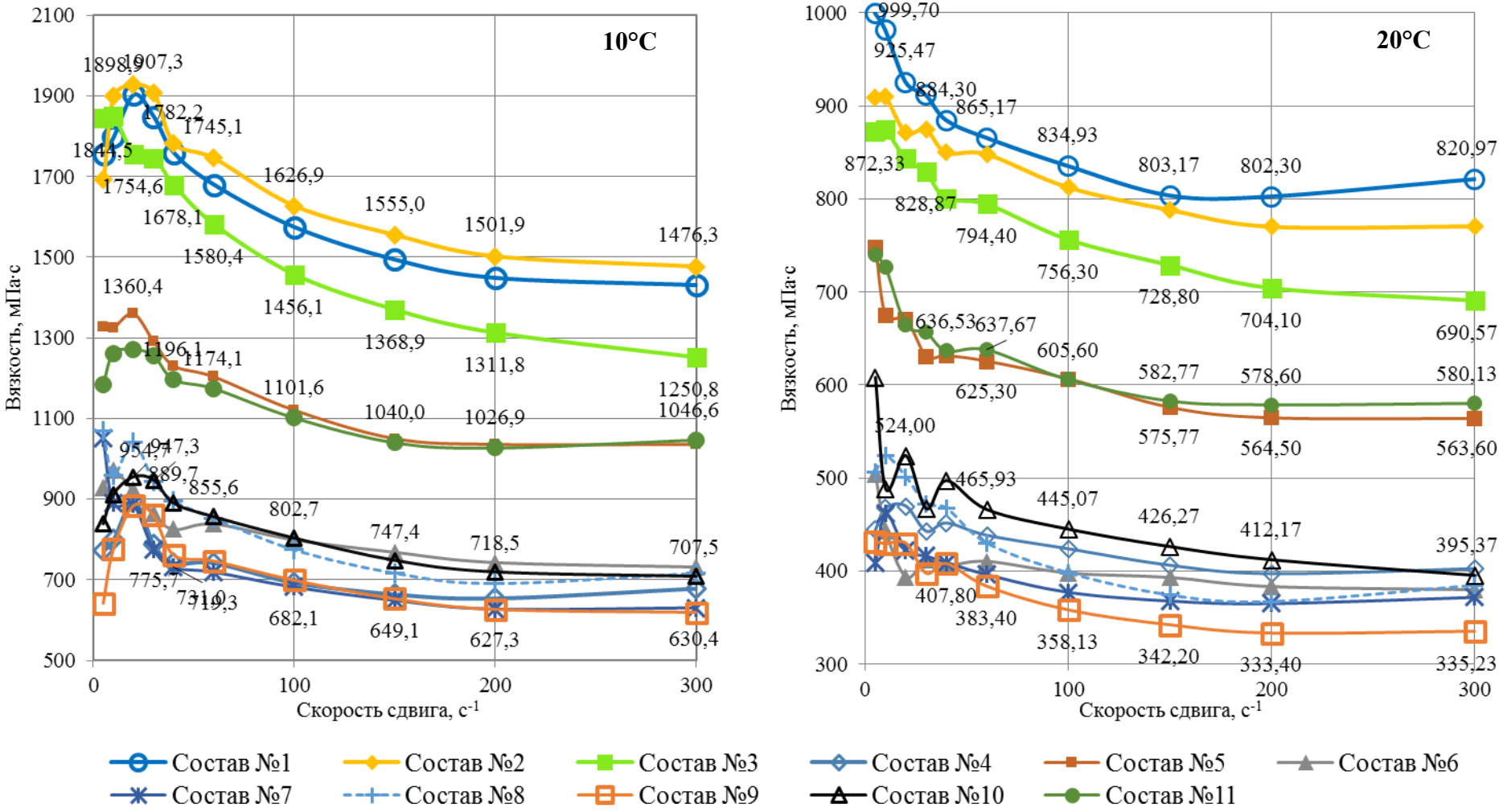



Рисунок 4.1.1 – Влияние различных композиции растворителей на вязкость нефти (скв. 112) Ашальчинского месторождения при температурах 10 и 20°С

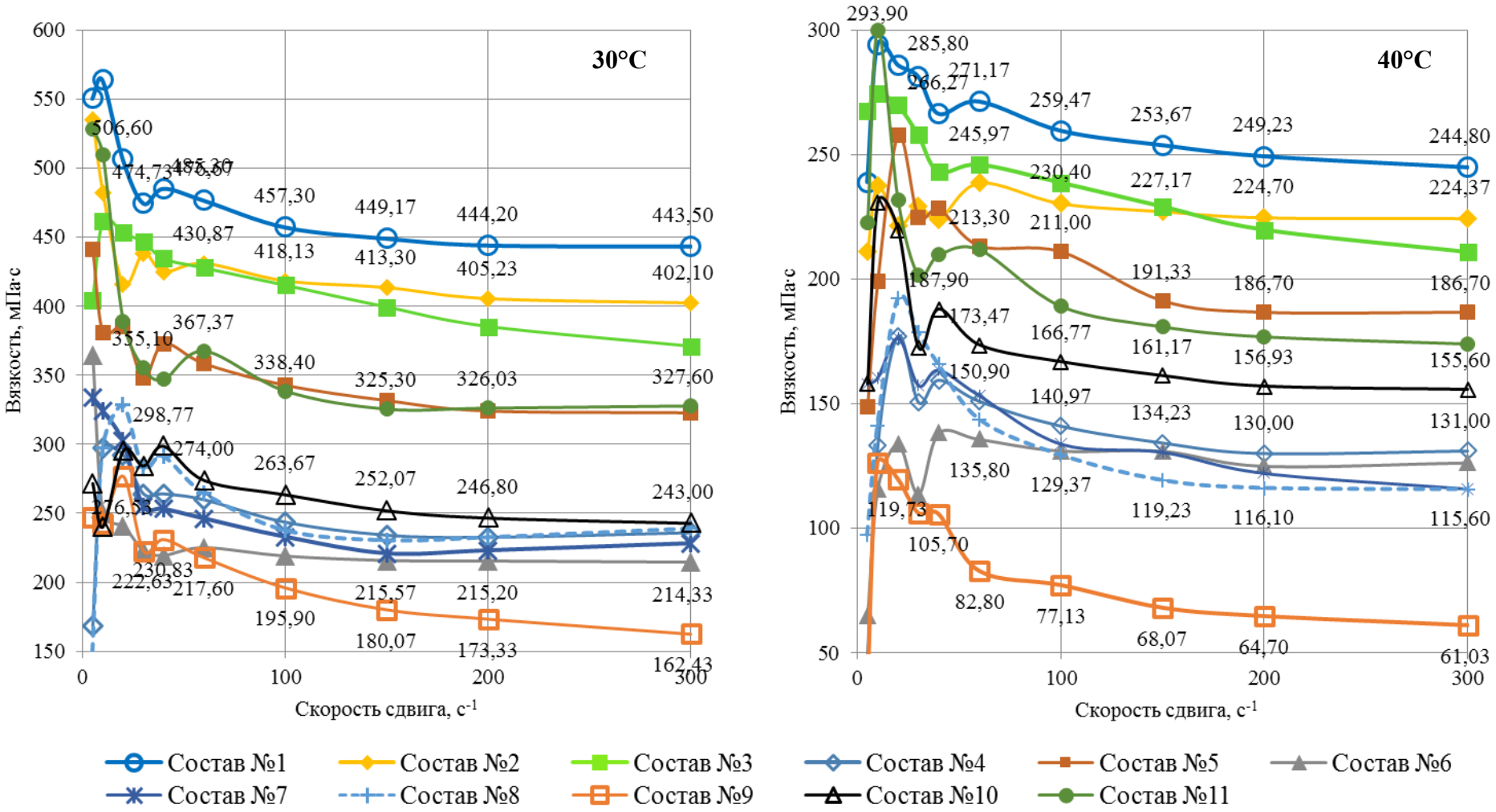



Рисунок 4.1.2 – Влияние различных композиции растворителей на вязкость нефти (скв. 112) Ашальчинского месторождения при температурах 30 и 40°С

Таким образом, на основе результатов предварительных реологических и параллельно выполненных оптических (рисунок 4.2.1) исследований для дальнейших более детальных исследований отобраны составы 7, 9 и 10, показавшие наилучшую эффективность по снижению вязкости нефти (таблица 4.1.1), а также при взаимодействии с которыми динамическая вязкость нефти при пластовых условиях снизилась до менее 1000 мПа·с.

Таблица 4.1.1 - Изменение вязкости сверхвязкой нефти при добавлении композиций растворителя по сравнению с контрольной пробой при пластовой температуре (10°С)

| Градиент скорости, $с^{-1}$ | Изменение вязкости сверхвязкой нефти | | | | | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | Состав №7 | | | Состав №9 | | | Состав №10 | | |
| | в раз | % | Δμ | в раз | % | Δμ | в раз | % | Δμ |
| 5 | 26,6 | 96,2 | 26963,5 | 43,7 | 97,7 | 27374 | 33,4 | 97 | 27177,8 |
| 10 | 29,1 | 96,6 | 24956,3 | 33,3 | 97 | 25070 | 28,4 | 96,5 | 24934,2 |
| 20 | 25,1 | 96 | 21415 | 25,2 | 96 | 21419,7 | 23,4 | 95,7 | 21348,3 |
| 30 | 26 | 96,2 | 19416,1 | 23,5 | 95,7 | 19332,5 | 21,3 | 95,3 | 19244,5 |
| 40 | 25,6 | 96,1 | 17970,8 | 24,6 | 95,9 | 17940,6 | 21 | 95,2 | 17812,1 |
| 60 | 23,3 | 95,7 | 16054,8 | 22,5 | 95,6 | 16028,1 | 19,6 | 94,9 | 15918,5 |
| 100 | 21 | 95,2 | 13621,7 | 20,5 | 95,1 | 13605,2 | 17,8 | 94,4 | 13501,2 |
| 150 | 17 | 94,1 | 10392,9 | 16,9 | 94,1 | 10389,4 | 14,8 | 93,2 | 10294,6 |
| 200 | 12,2 | 91,8 | 7054,6 | 12,3 | 91,8 | 7055,5 | 10,7 | 90,6 | 6963,4 |
| 300 | 7,6 | 86,8 | 4157 | 7,7 | 87,1 | 4168,5 | 6,8 | 85,2 | 4079,9 |

Кроме этого, для выполнения дальнейших реологических исследований специалистами ТатНИПИнефть был рекомендован состав 12, состоящий только из РП и толуола. Составы композиций растворителя, используемые для дальнейших более детальных исследований вязкости (рисунки 4.1.3-4.1.8) условно были названы составами «А», «Б», «В» и «Г» (таблица 4.1.2).

Таблица 4.1.2 – Состав композиций растворителя, отобранных по результатам предварительных реологических исследований

| Условное обозначение композиции растворителя | Состав композиции растворителя |
|---|---|
| Состав «А» | 80% растворитель промышленный + 16,3% толуол + 3,5% нефтяной растворитель + 0,2% неионогенный ПАВ |
| Состав «Б» | 80% растворитель промышленный + 12,3% толуол + 7,5% нефтяной растворитель + 0,2% неионогенный ПАВ |
| Состав «В» | 90% растворитель промышленный + 9,9% толуол + 0,1% ПАВ на основе 2-аминоэтил-алкилмидазолин |
| Состав «Г» | 85% растворитель промышленный + 15% толуол |

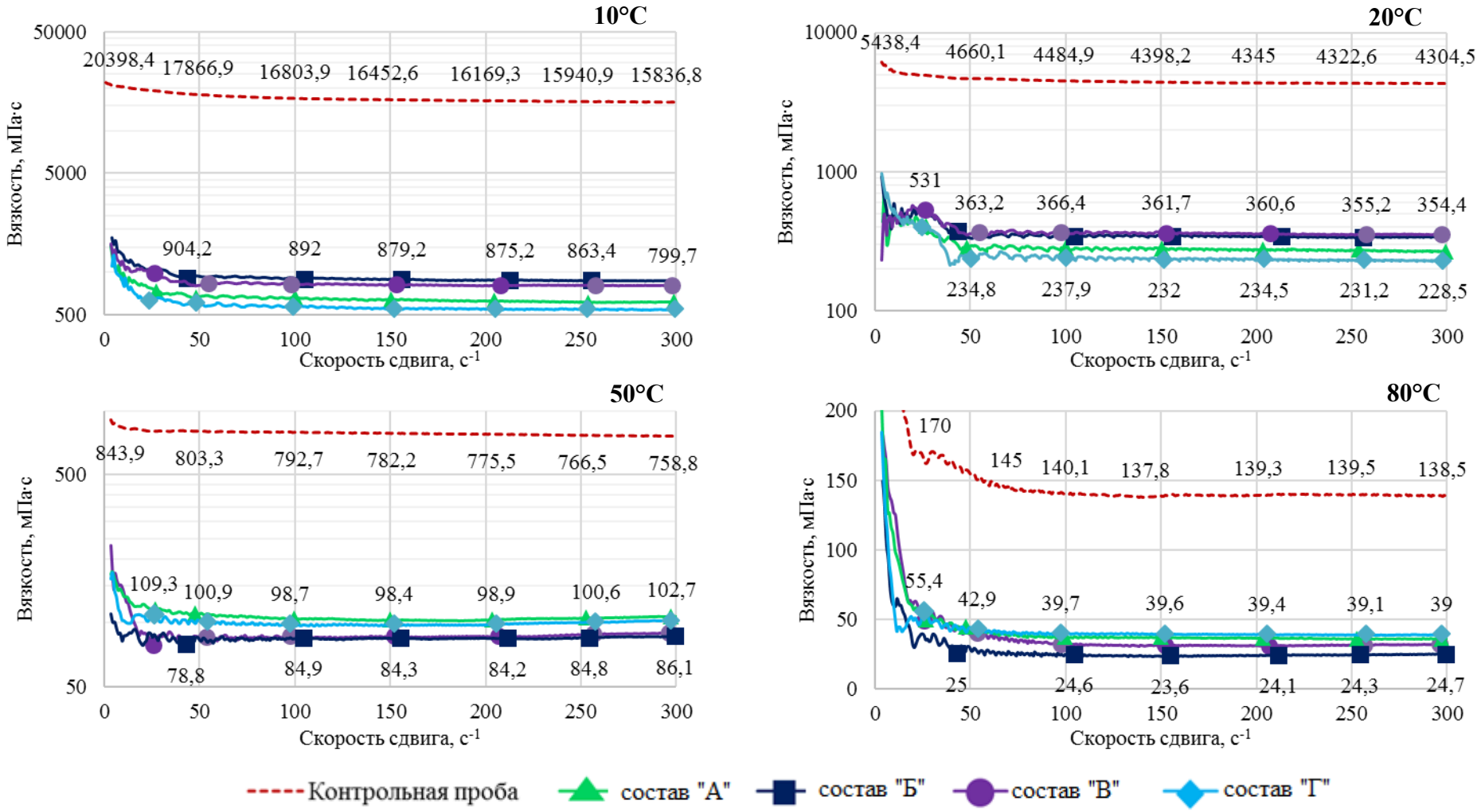



Рисунок 4.1.3 – Влияние различных композиций растворителя на вязкость сверхвязкой нефти (скв. 106) Ашальчинского месторождения (содержание воды в пробе 17,6 %)

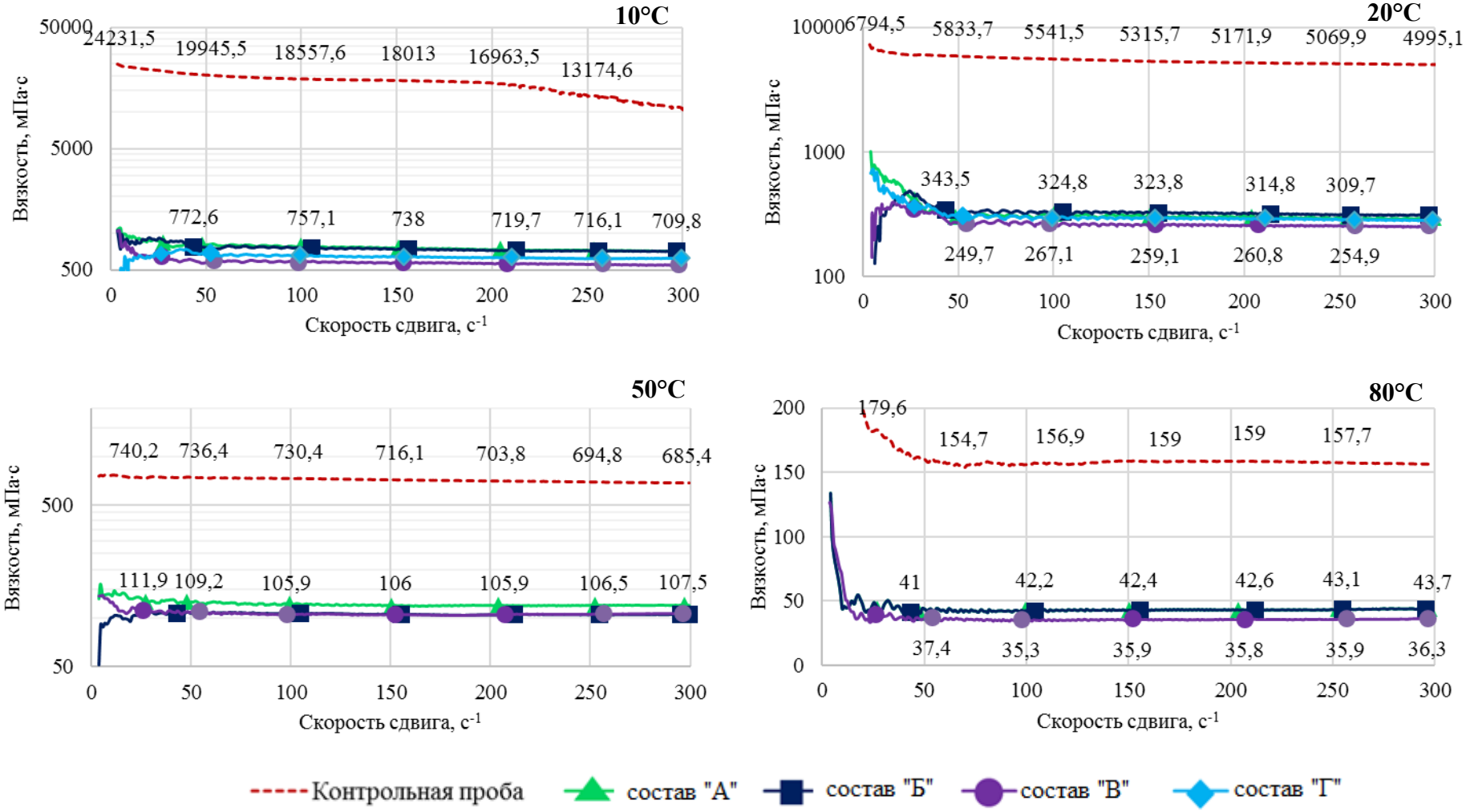



Рисунок 4.1.4 – Влияние различных композиций растворителя на вязкость сверхвязкой нефти (скв.109) Ашальчинского месторождения (содержание воды в пробе 11,5 %)

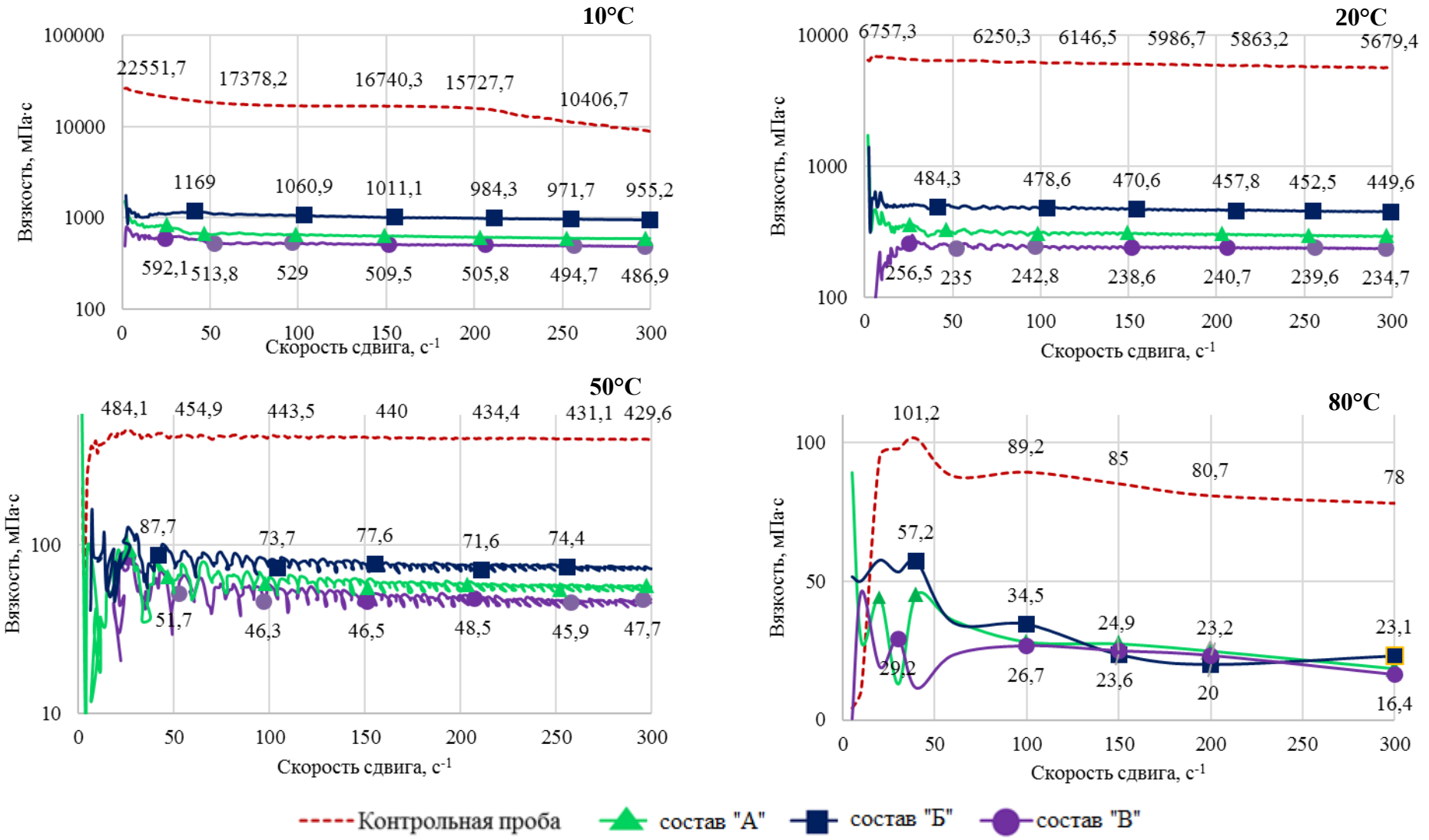



Рисунок 4.1.5 – Влияние различных композиций растворителя на вязкость сверхвязкой нефти (скв.112) Ашальчинского месторождения (содержание воды в пробе 20%)

Результаты проведенных измерений вязкости добываемой сверхвязкой нефти в смеси с композициями растворителя при температурах 10, 20, 50 и 80°С (рисунки 4.1.3-4.1.5) позволили в качестве наиболее эффективного растворителя выделить состав «В» (интервал снижения вязкости при температурах 10 и 20°С составляет 94,4-95,8 %). Следующим по эффективности снижения вязкости при температурах 10 и 20°С отмечен состав «А» (снижение вязкости в пределах 93,3-96,3 %) и состав «Б» – снижение вязкости до 89,0-93,9%.

Отметим, что при добавлении каждой из четырех исследуемых композиций растворителя эффективность снижения вязкости изменяется в диапазоне от 89 до 96%. При более высоких температурах 50 и 80°С наибольшая эффективность снижения вязкости нефти (82,6-89,5 %) отмечена по составам «А», «Б» и «В».

Для дальнейших исследований реологических свойств (рисунки 4.1.6-4.1.8) в диапазоне температур 10-80°С образцы сверхвязкой нефти подвергались предварительному обезвоживанию при нагреве до 40°С и центрифугировании до достижения показателя остаточной воды менее 3%.

На рисунках 4.1.6-4.1.8 представлены зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига для обезвоженных проб сверхвязкой нефти в смеси с исследуемыми композициями растворителя. При температурах исследования 10 и 20 °С максимальное снижение вязкости нефти (на 92,6-95,8 %) установлено по составам «А», «Б» и «В». Наименьшая эффективность отмечена при добавлении состава «Г» (снижение вязкости на 84,3-88,6 %). Наибольшее снижение вязкости при 50°С проявляется также при добавлении составов «А», «Б» и «В» (в среднем на 85% от первоначального значения). При высоких температурах по составу «Г» установлена наименьшая эффективность: отмечается снижение вязкости на 71,2 % при температуре 50 °С и в среднем на 34,8 % при повышении температуры нефти до 80 °С.

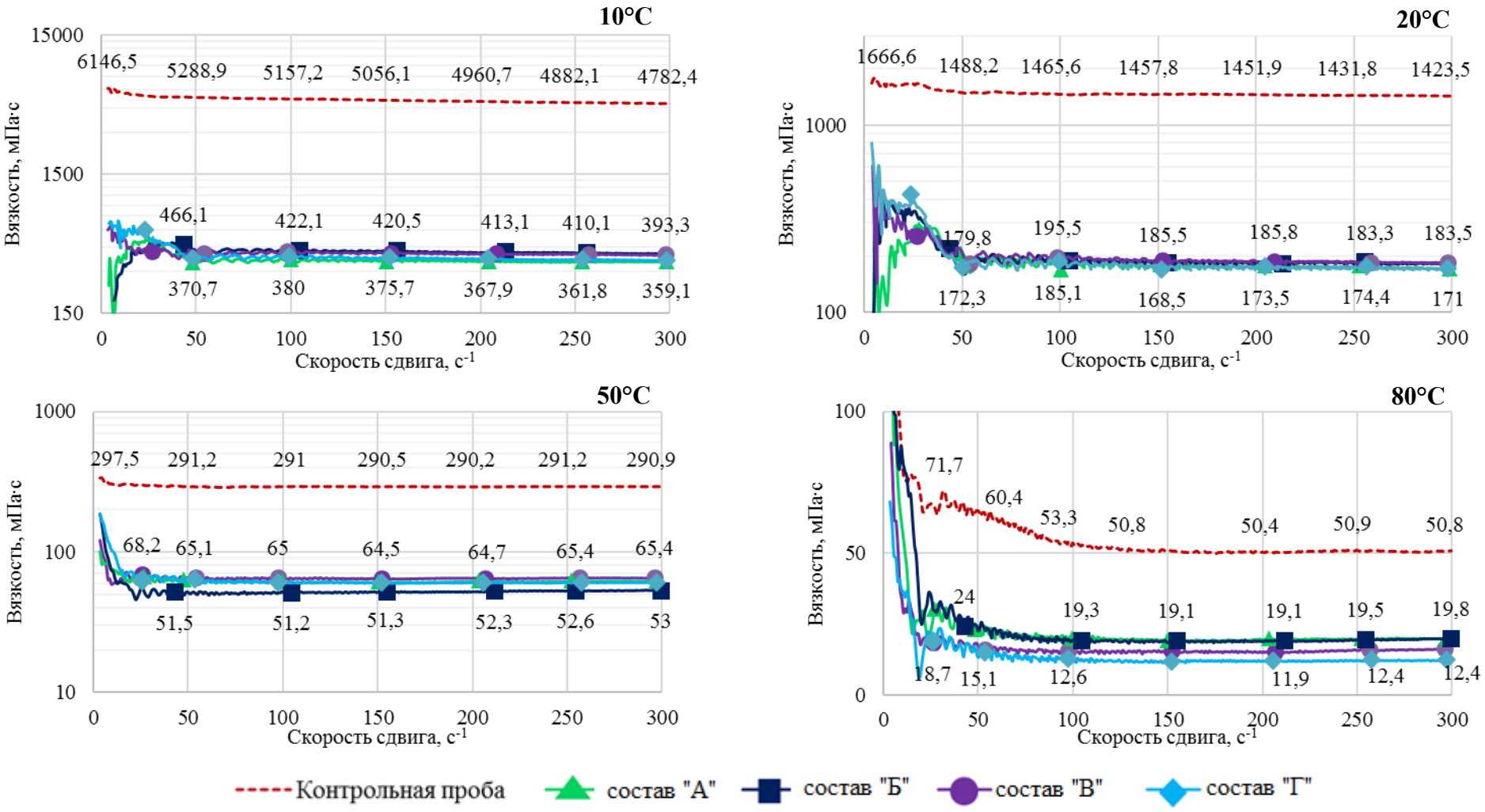



Рисунок 4.1.6 – Влияние различных композиций растворителя на вязкость сверхвязкой нефти (скв.106) Ашальчинского месторождения

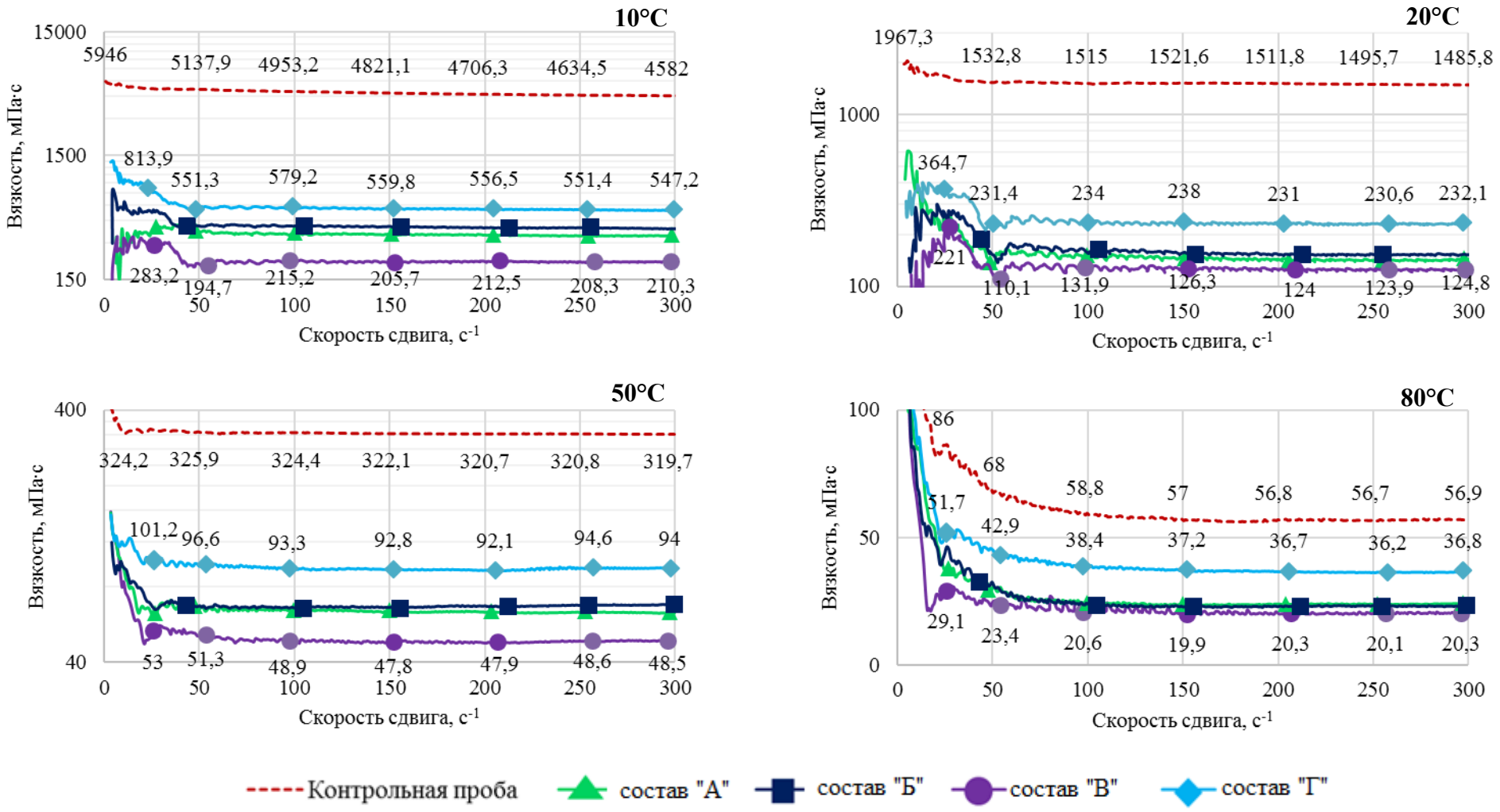



Рисунок 4.1.7 – Влияние различных композиции растворителей на вязкость сверхвязкой нефти (скв.109) Ашальчинского месторождения

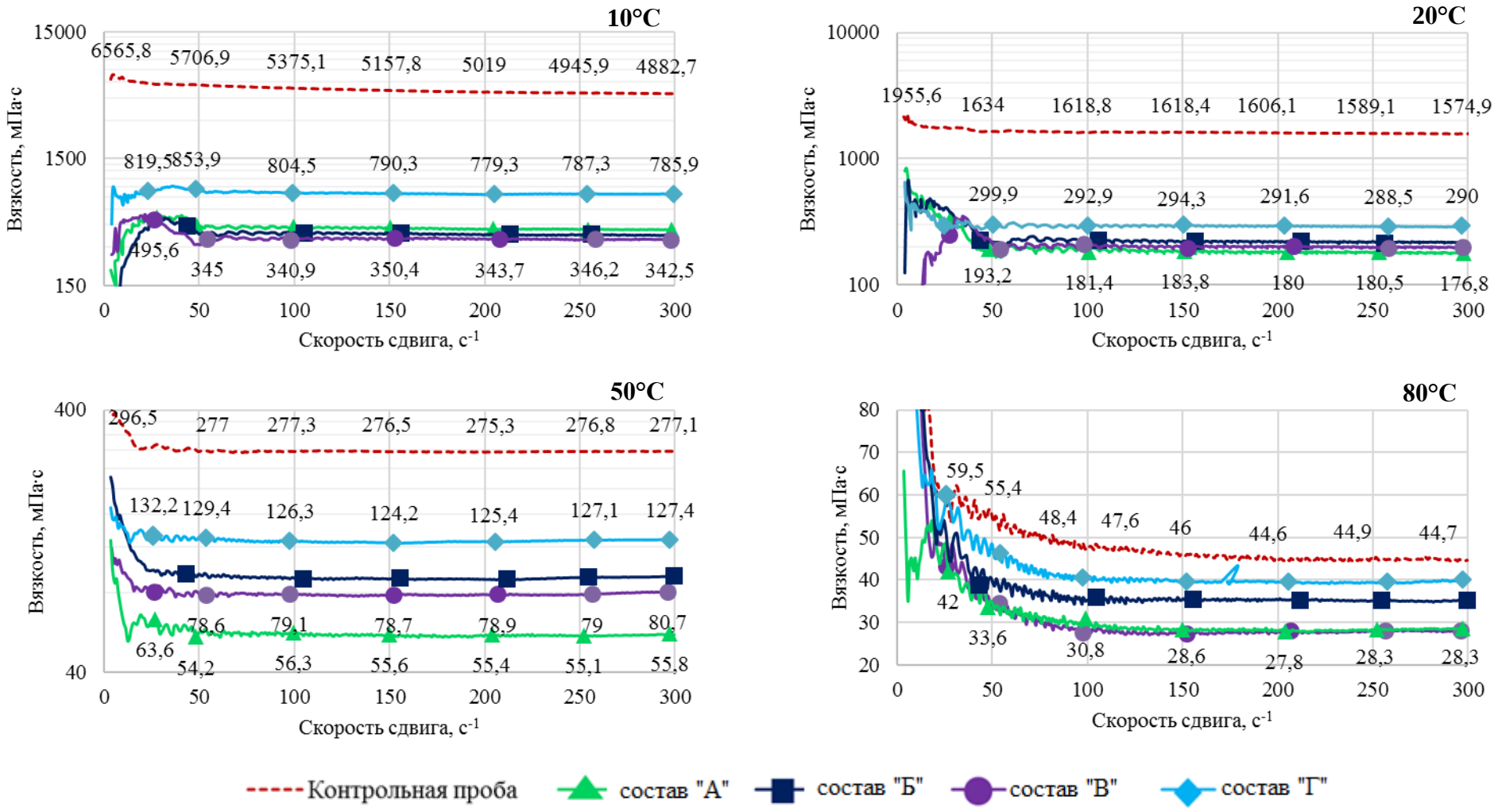



Рисунок 4.1.8 – Влияние различных композиции растворителей на вязкость сверхвязкой нефти (скв.112) Ашальчинского месторождения

Таким образом, на основе результатов исследования влияния композиций растворителя на реологические свойства сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения были выбраны составы «А», «Б» и «В», максимально снижающие на (85% и более) вязкость исследуемой сверхвязкой нефти.

## 4.2 Исследование влияния композиции растворителя на коллоидную устойчивость сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения

Для месторождений республики Татарстан добываемые сверхвязкие нефти характеризуются повышенным массовым содержанием асфальтенов и смол, что является основной причиной возникновения затруднений при добыче нефти и требует разработки комплексных решений для минимизации влияния негативных факторов. Поскольку от состава растворителя зависит эффективность его применения при добыче сверхвязкой нефти, актуальной является оценка вероятности осаждения асфальтенов при выборе эффективной композиции растворителя для воздействия на сверхвязкую нефть.

При изучении оптических свойств нефти и нефтяных фракций одним из информативных параметров считается удельный показатель поглощения [161]. В данной работе для контроля процесса осаждения асфальтенов при проведении экспериментов использовались значения коэффициента светопоглощения ($К_{сп}$) проб сверхвязкой нефти в видимой части спектра. Для определения относительной концентрации асфальтенов в исследуемых образцах изначально была построена калибровочная кривая содержания асфальтенов. Для этого были использованы данные по содержанию асфальтенов в исследуемых пробах сверхвязкой нефти (скв.106, 109, 112), а также сами осажденные высушенные образцы асфальтенов.

Определение изменения оптических свойств сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения при взаимодействии с композициями растворителя выполнено с применением спектрофотомера UV-1800 в

спектральном диапазоне 190-1100 нм. Для определения относительного содержания асфальтенов использовались значения $К_{сп}$ при длине волны 630 нм, соответствующей максимуму пропускания [162] контрольной пробы и проб с добавлением композиций растворителей (90% нефти + 10 % композиции). На основе результатов спектрофотометрических исследований рассчитаны значения коэффициента коллоидной устойчивости, характеризующего отношение концентрации асфальтенов в сверхвязкой нефти в смеси с композицией растворителя к концентрации асфальтенов в контрольной пробе сверхвязкой нефти.

На начальном этапе оптические исследования проводились с использованием нефти Ашальчинского месторождения и 11 составов композиций растворителя (рисунок 4.2.1), как и при проведении предварительных реологических исследований.

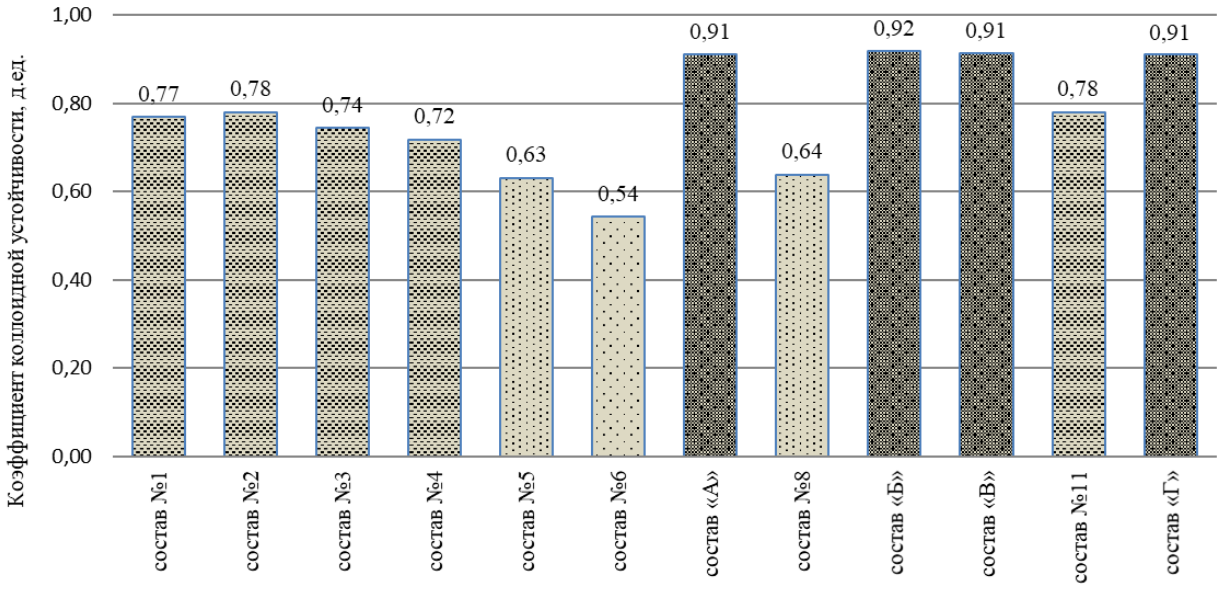



Рисунок 4.2.1 – Распределение коэффициента коллоидной устойчивости по пробам нефти в смеси с композициями растворителя

После интерпретации полученных результатов наилучшие показатели получены при добавлении композиции «В», по которой отмечено наиболее близкое к значению контрольной пробы среднее значение концентрации асфальтенов и коэффициента светопоглощения. Также относительно хорошие показатели отмечаются по растворам нефти с составами «А», «Б» и «Г»,

которые подтвердили свою эффективность при проведении реологических исследований.

В дальнейшем использовались пробы сверхвязкой нефти, которые подверглись предварительному обезвоживанию до достижения показателя остаточной воды не более 3%. С учетом полученных результатов реологических исследований и первых тестовых оптических исследований для дальнейших экспериментов были использованы составы «А», «Б» и «В», а также двухкомпонентный состав «Г». Значения концентрации асфальтенов исследуемых проб сверхвязкой нефти при контакте с перечисленными композициями растворителя по сравнению с контрольной пробой изменялись в пределах от 3,52% до 4,91% (таблица 4.2.1).

Таблица 4.2.1 - Обобщенные результаты тестовых оптических исследований по выбору композиции растворителя

| Номер скважины | Дата отбора | Среднее значение концентрации асфальтенов, % | | | | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | | Контрольная проба | Композиция растворителя | | | |
| | | | Состав «А» | Состав «Б» | Состав «В» | Состав «Г» |
| 112 | 06.06.18 | 4,94 | 4,84 | 4,84 | 4,91 | - |
| | 13.06.18 | 4,39 | 3,73 | 4,18 | 4,09 | 3,94 |
| | 26.06.18 | 4,31 | 4,24 | 3,74 | 3,54 | 4,19 |
| 109 | 06.06.18 | 4,54 | 3,77 | 4,20 | 3,76 | 3,81 |
| | 13.06.18 | 4,29 | 3,98 | 3,71 | 3,66 | 3,84 |
| | 26.06.18 | 4,26 | 3,89 | 3,96 | 4,20 | 3,98 |
| 106 | 06.06.18 | 3,95 | 3,78 | 3,92 | 3,56 | - |
| | 26.06.18 | 4,22 | 3,52 | 3,55 | 4,03 | 3,82 |
| Среднее значение коэффициента коллоидной устойчивости | | | 0,909 | 0,919 | 0,908 | 0,907 |

По результатам обобщения экспериментальных исследований наиболее близкие (с отличием менее 10%) к значениям контрольной пробы значения концентрации асфальтенов получены по всем четырем композициям. Дополнительная серия экспериментов проведена с составами «А» и «Б» (таблица 4.2.2). Исследуемые составы подтвердили свою эффективность, коэффициент коллоидной устойчивости превышал 0,9, что позволило рекомендовать их в качестве наиболее эффективных (с учетом результатов реологических исследований).

Таблица 4.2.2 - Обобщенные результаты дополнительных оптических исследований по выбору композиции растворителя

| Номер скважины | Дата отбора | Среднее значение концентрации асфальтенов, % | | |
|---|---|---|---|---|
| | | Контрольная проба | Композиция растворителя | |
| | | | Состав «А» | Состав «Б» |
| 106 | 22.08.18 | 3,98 | 3,54 | 3,84 |
| | 29.08.18 | 4,38 | 4,21 | 4,14 |
| | 05.09.18 | 3,93 | 3,25 | 3,8 |
| 109 | 22.08.18 | 4,14 | 3,85 | 3,92 |
| | 29.08.18 | 4,15 | 3,88 | 4,09 |
| | 05.09.18 | 4,35 | 4,04 | 3,81 |
| 112 | 22.08.18 | 4,11 | 3,84 | 4,07 |
| | 29.08.18 | 4,28 | 4,1 | 4,21 |
| | 05.09.18 | 3,98 | 3,95 | 3,67 |
| Среднее значение коэффициента коллоидной устойчивости | | | 0,928 | 0,953 |

При корреляции результатов экспериментальных исследований выявлено, что составы «А» и «Б» не только наиболее эффективно снижают вязкость нефти, но и обеспечивают минимальное влияние на коллоидную устойчивость нефти. При исследовании двухкомпонентного состава «Г» отмечается меньшая эффективность, было предложено использовать для дальнейших исследований составы «А», «Б» и «В».

## 4.3 Исследования по определению растворяющей способности композиции растворителя

Оценка растворяющей способности (степени отмыва и степени диффузии) композиций растворителя выполнена с использованием кернового материала скважины (с условным номером 191), вскрывшей шешминский горизонт Ашальчинского месторождения и составами «А», «Б» и «В». По результатам определения степени диффузии, характеризующей способность композиции растворителя за счет диффузионного проникновения молекул композиции растворителя образовывать с нефтью однофазную жидкость, были построены графические зависимости (рисунок 4.3.1).

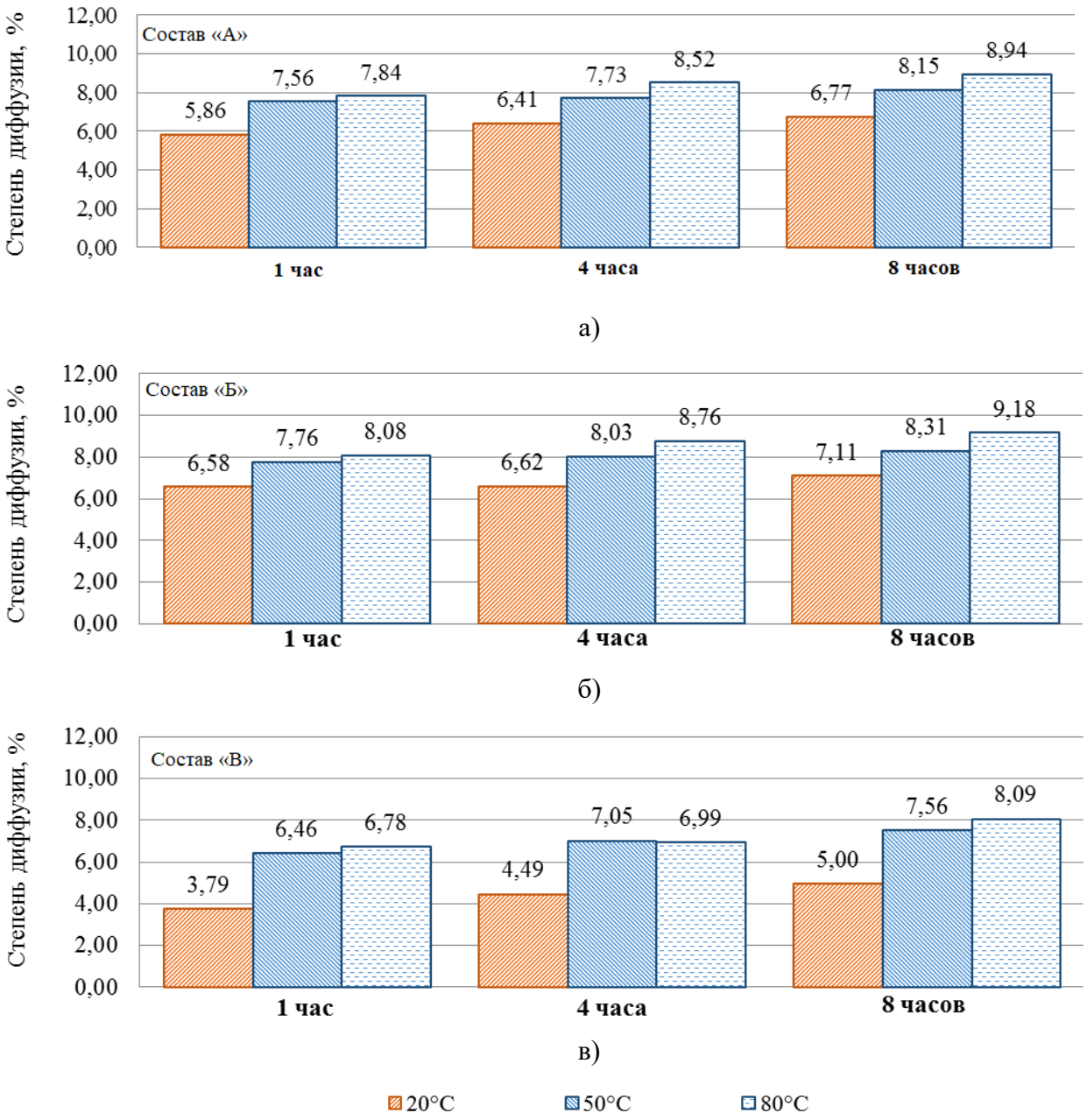



Рисунок 4.3.1 – Зависимость степени диффузии композиций растворителя (а - состав «А», б - состав «Б», в - состав «В») от температуры и времени воздействия

Испытания проводились при температурах 20, 50 и 80 °С и при продолжительности воздействия 1, 4 и 8 часов. Выход экстрактов оценивался весовым способом. Очевидна прямая корреляционная связь степени диффузии от температуры и продолжительности воздействия, т.е. с увеличением температуры воздействия процесс диффузии протекает быстрее, и с увеличением времени воздействия пропорционально увеличивается степень диффузии в керновый материал. По результатам проведенных экспериментальных работ для всех композиций растворителя отмечается явный

рост диффундирующей способности от температуры, поскольку скорость движения молекул возрастает при нагреве и времени воздействия. Наилучшая степень диффузии при температуре 20°С отмечается по составам «А» и «Б» на протяжении всего времени воздействия. При повышении температуры до 50 И 80°С данная тенденция сохраняется.

Испытания по определению степени отмыва сверхвязкой нефти от кернового материала проводились с аналогичными композициями растворителей при комнатной температуре. Степень отмыва сверхвязкой нефти композицией растворителя также оценивалась весовым способом. Полученные значения являются цифровой характеристикой отмывающей способности композиции растворителя при взаимодействии с керновым материалом в течение суток (рисунок 4.3.2). Отметим, что степень отмыва составов «А» и «Б» превышает степень отмыва состава «В» в среднем на 15%.

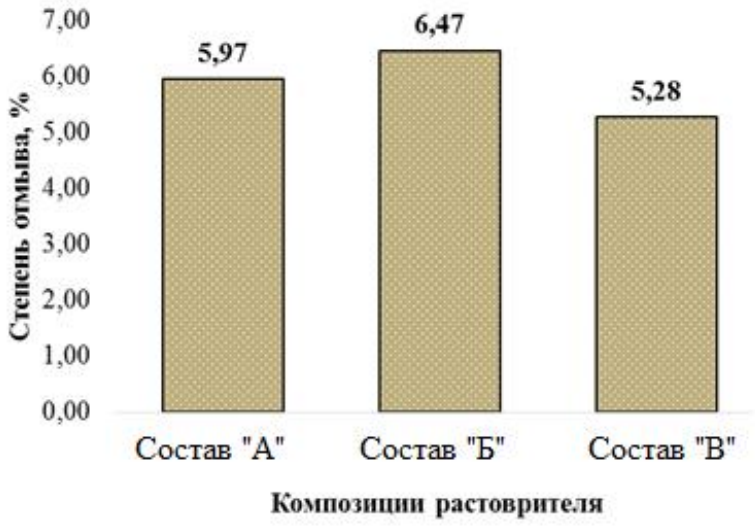



Рисунок 4.3.2 – Эффективность композиций растворителя по степени отмыва

Составы «А» и «Б» различаются лишь по концентрации толуола и нефтяного растворителя, что позволило сравнить сочетание их концентраций для оценки их влияния на степень отмыва сверхвязкой нефти от кернового материала (рисунок 4.3.3).

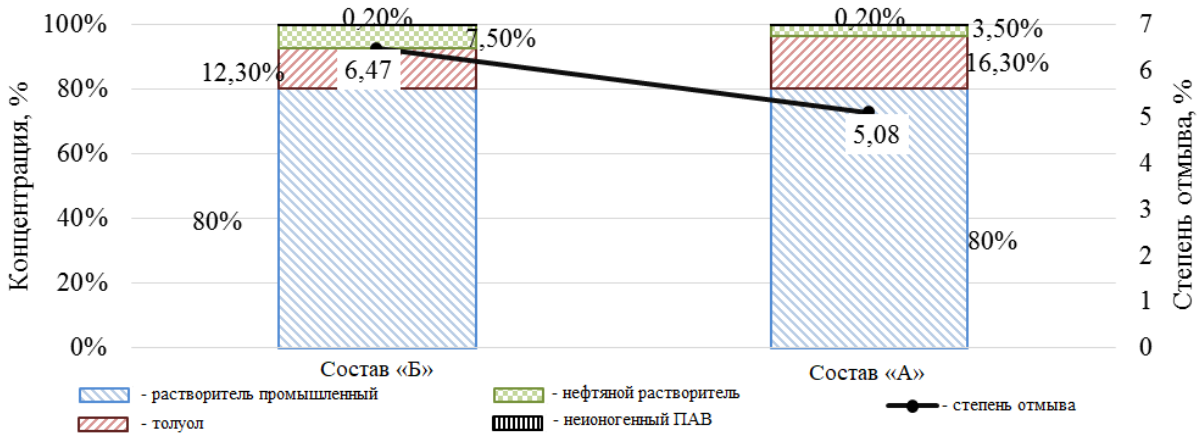



Рисунок 4.3.3 – Зависимость степени отмыва от состава композиций растворителя

Оптимальное сочетание концентраций нефтяного растворителя и толуола в композиции «Б» обосновывает достаточно эффективную степень отмыва в сравнении с другими композициями. Это, прежде всего, объясняется химической особенностью реагентов. Так как нефтяной растворитель представляет собой смесь из нескольких различных жидких углеводородов, его диффундирующая способность в керновый материал протекает отдельно по углеводородным компонентам. Следовательно, процесс диффузии композиции растворителя в керновый материал проходит глубже, но при этом адсорбирующая и отмывающая способность определяется конкретным химическим рядом углеводородов в сверхвязкой нефти и временем воздействия на керновый материал.

Таким образом, в ходе экспериментальных исследований выявлено, что наличие в составе композиций растворителя неионогенного ПАВ обеспечивает более высокую степень диффузии и степень отмыва нефти от кернового материала. Ранжирование по степени эффективности экспериментальных работ (снижение вязкости нефти, минимальное влияние на коллоидную устойчивость сверхвязкой нефти, степень диффузии и отмыва) позволяет расположить композиции в порядке убывания их эффективности: «Б», «А», «В», «Г». Использование комплексного метода при выборе композиции растворителя позволяет научно обобщить теоретические и экспериментальные исследования, и выделив составы «А» и «Б» для дальнейших исследований.

## 4.4 Исследование компонентного состава сверхвязкой нефти, вытесненной из насыпной модели пласта с применением паротеплового и химического воздействий

После определения наиболее эффективных составов композиций растворителя был выполнен сравнительный анализ компонентного состава сверхвязкой нефти, вытесненной из насыпной модели пласта с применением паротеплового и химического воздействий. На основании данных газожидкостной хроматографии методом внутренней нормализации в интервале программируемых температур 20-350°С определялся индивидуальный углеводородный состав сверхвязкой нефти, полученной после проведения инженерами ЦНТИ АГНИ (Белошапка И.Е. и Ганиев Д.И.) фильтрационных экспериментов по вытеснению нефти с помощью паротеплового и химического воздействий.

Хроматографические исследования по определению компонентного состава проводились для алканов от $C_{10}$ до $C_{40}$ проводились на газожидкостном хроматографе GC 2010 Plus с программным обеспечением LabSolutions согласно 04-12 ФЦП 0195-11МБ «Методика сравнительного анализа состава битуминозной нефти, добываемой с использованием химических реагентов и теплового (парового) воздействия  и керновой нефти», разработанной в рамках проекта «Разработка научно-технологических решений по освоению нетрадиционных коллекторов (доманиковые отложения) и трудноизвлекаемых запасов нефти (битуминозные нефти) на основе экспериментальных исследований» (уникальный идентификатор работ RFMEFI60717X0195).

С целью сравнения компонентного состава сверхвязкой нефти, вытесненной с применением паротеплового воздействия и выбранной композицией растворителя, при проведении фильтрационных исследований (на фильтрационной установке Геологика «ПИК-ОФП/ЭП-К-Т») инженерами ЦНТИ АГНИ использовались насыпные модели, состоящие, как из

битумонасыщенного кернового материала Ашальчинского месторождения, так и из кварцевого песка, искусственно насыщенного добываемой сверхвязкой нефтью Ашальчинского месторождения.

В первом случае был проанализирован компонентный состав сверхвязкой нефти, вытесненной из насыпной модели с битумонасыщенным керновым материалом шешминского горизонта Ашальчинского месторождения с использованием выбранных композиций растворителя и паротеплового способа воздействия, обобщение результатов экспериментальных исследований компонентного состава исходного экстракта нефти и нефти, вытесненной из насыпной модели с керновым материалом, приведено на рисунке 4.4.1.

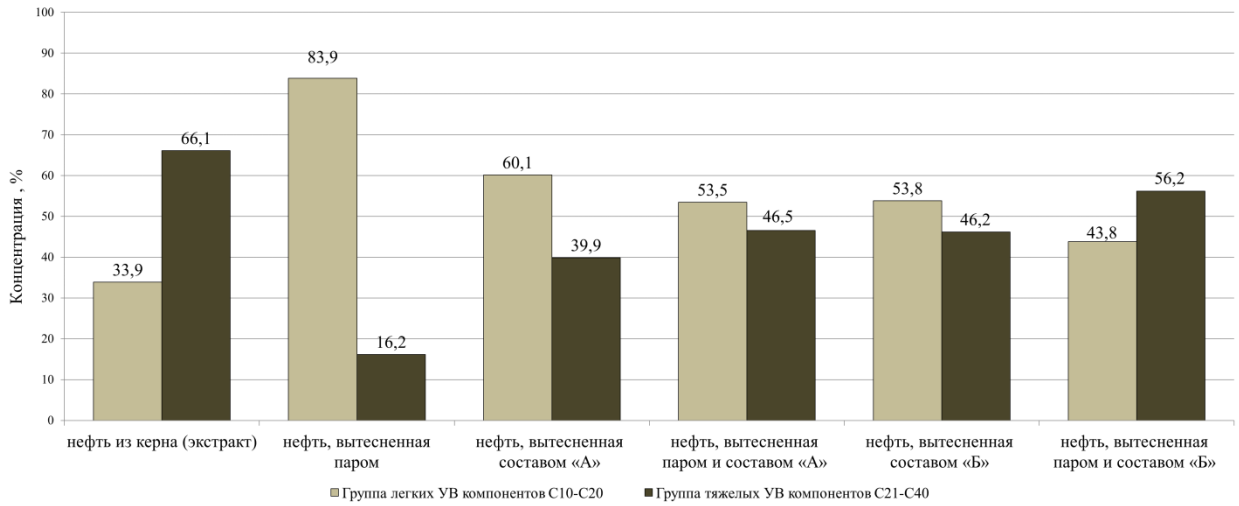



Рисунок 4.4.1 – Распределение групп углеводородных компонентов в составе нефти при вытеснении из насыпной модели с битумонасыщенным керном

После выполненных инженерами ЦНТИ АГНИ экспериментов по вытеснению нефти из насыпной модели с битумонасыщенным керновым материалом вытесненная нефть была направлена на исследование компонентного состава с использованием хроматографического метода с целью проведения сравнительного анализа компонентного состава вытесненной и керновой нефти:

- при вытеснении нефти только паром соотношение легких и тяжелых компонентов в составе нефти составляет 83,9 и 16,1% соответственно;

- при вытеснении нефти только композицией растворителя соотношение легких и тяжелых компонентов в составе нефти в среднем составляет 57 и 43% соответственно;

- при комплексном вытеснении нефти паром и композицией растворителя соотношение легких и тяжелых компонентов в составе нефти в среднем составляет 48,6 и 51,4% соответственно.

Сравнительный анализ компонентного состава вытесненной сверхвязкой нефти позволил установить, что по сравнению с вытеснением нефти только паром применение комплексного воздействия пара и композиции растворителя способствует существенному увеличению (на 65%) содержания высокомолекулярных алканов ряда $C_{21}$-$C_{40}$ (в частности $C_{30}$-$C_{40}$ – на 78%) в составе вытесняемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения.

В углеводородном составе сверхвязкой нефти, вытесненной из искусственно насыщенного кварцевого песка, преобладает группа тяжелых компонентов (средняя концентрация – 56%). Обобщение результатов экспериментальных исследований компонентного состава добываемой сверхвязкой нефти (скв.106 и 109) и нефти, вытесненной из насыпной модели с нефтенасыщенным кварцевым песком, приведено на рисунке 4.4.2.

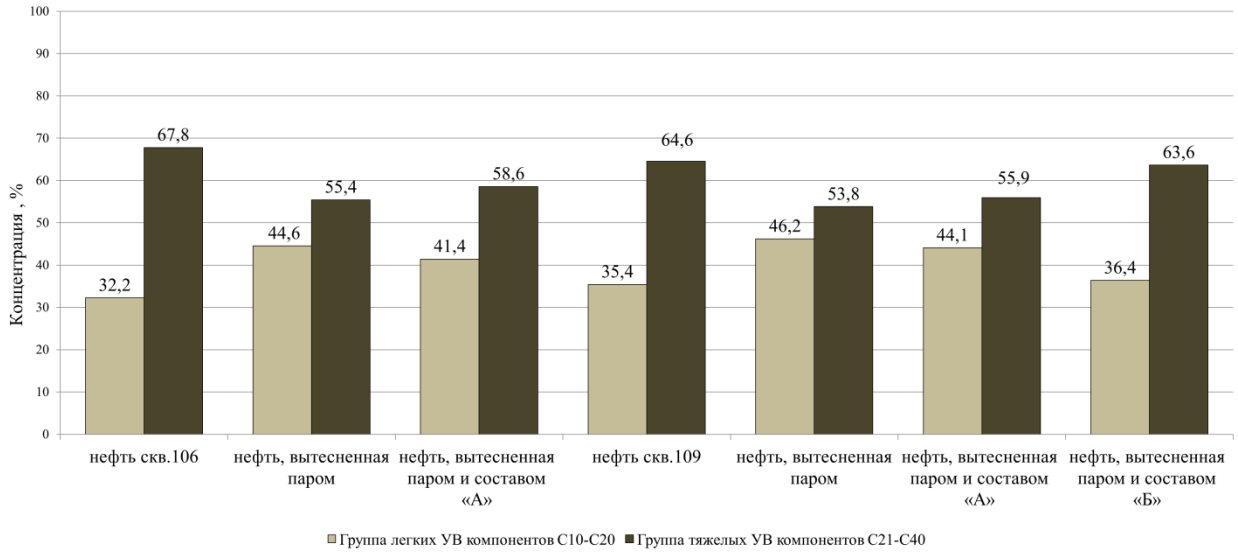



Рисунок 4.4.2 – Распределение групп углеводородных компонентов в составе сверхвязкой нефти при вытеснении из насыпной модели с нефтенасыщенным кварцевым песком

После выполненных инженерами ЦНТИ АГНИ экспериментов по вытеснению нефти из насыпной модели с нефтенасыщенным кварцевым песком вытесненная нефть также была направлена на исследование компонентного состава с целью проведения сравнительного анализа:

- при вытеснении нефти только паром соотношение легких и тяжелых компонентов в составе нефти составляет 45,4 и 54,6% соответственно;

- при вытеснении нефти паром и составом «А» соотношение легких и тяжелых компонентов в составе нефти составляет 42,7 и 56,3% соответственно;

- при вытеснении нефти паром и составом «Б» соотношение легких и тяжелых компонентов в составе нефти составляет 36,4 и 63,6% соответственно.

Подтверждено, что комплексное воздействие пара и композиции растворителя способствует повышению (на 10%) степени извлечения высокомолекулярных алканов ряда $C_{21}$-$C_{40}$ в составе вытесняемой сверхвязкой нефти. Выявлено, что при вытеснении сверхвязкой нефти паром и составом «Б» компонентный состав вытесненной нефти соответствует компонентному составу добываемой сверхвязкой нефти, которой насыщался кварцевый песок (коэффициент вариации менее 30%), что свидетельствует о существенном снижении потерь углеводородных компонентов при вытеснении нефти [164].

На основе результатов хроматографических исследований выявлено, что в исследуемых образцах сверхвязкой нефти преобладает доля углеводородов нормального строения, о чем свидетельствуют данные количественного анализа (средняя концентрация нормальных алканов составляет 67,4%) и значения коэффициента, характеризующего соотношение углеводородов изостроения и нормального строения (среднее значение i/n=0,49). Среди изопреноидов высокой концентрацией отмечаются пристан и фитан, доля которых в исследуемой нефти составляет в среднем 4,58 и 9,1% соответственно. При исследовании компонентного состава сверхвязкой нефти, вытесненной только паром, условное содержание компонентов по площади пиков углеводородных компонентов существенно ниже аналогичных значений при вытеснении нефти

паром и композициями растворителя, что свидетельствует о повышении степени нефтеизвлечения при комплексном воздействии.

Таким образом, по результатам интерпретации данных хроматографических исследований сверхвязкой нефти установлено, что совместное использование паротеплового воздействия и отобранных согласно разработанной методике композиций растворителя способствует повышению степени извлечения, как легких, так и тяжелых углеводородных компонентов сверхвязкой нефти, предотвращая осаждение последних в пластовой системе.

## Выводы по главе 4

1. Согласно результатам реологических исследований в диапазоне температур от 10 до 80°С среди 12 исследуемых составов наибольшее снижение (от 89,3 до 95,8%) значений динамической вязкости сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения было отмечено после добавления составов «А», «Б», «В» и «Г». Установлено, что при циклическом понижении и повышении температур в диапазоне от 10 до 80°С динамическая вязкость сверхвязкой нефти увеличивается в среднем до 15%.

2. На основе результатов спектрофотометрических исследований рассчитаны значения коэффициента коллоидной устойчивости, характеризующего отношение концентрации асфальтенов в сверхвязкой нефти в смеси с композицией растворителя к концентрации асфальтенов в контрольной пробе сверхвязкой нефти. При сопоставлении результатов оптических и реологических исследований выбраны составы «А», «Б» и «В», которые эффективно снижают динамическую вязкость и не способствуют снижению коллоидной устойчивости сверхвязкой нефти.

3. На третьем этапе оценивалась растворяющая способность композиций растворителя (степень диффузии и степень отмыва) с использованием битумонасыщенного кернового материала шешминского горизонта Ашальчинского месторождения. В ходе экспериментальных исследований выявлено, что наличие в составе композиций «А» и «Б» растворителя

неионогенного ПАВ обеспечивает более высокую степень диффузии и степень отмыва нефти от кернового материала.

4. Сравнительный анализ компонентного состава вытесненной сверхвязкой нефти позволил установить, что по сравнению с вытеснением нефти только паром применение комплексного воздействия пара и композиции растворителя способствует существенному увеличению (на 65%) содержания высокомолекулярных алканов ряда $C_{21}$-$C_{40}$ (в частности $C_{30}$-$C_{40}$ – на 78%) в составе вытесняемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения.

5. Получено экспериментальное обоснование эффективности предложенной методики с комплексом экспериментальных исследований по выбору эффективной композиции растворителя. Показано, что применение системного подхода к выбору композиции растворителя позволяет повысить степень извлечения, как легких, так и тяжелых углеводородных компонентов сверхвязкой нефти.

6. Предложенный комплекс экспериментальных исследований позволил разработать состав композиции растворителя, совместное использование которой с паротепловым воздействием способствует повышению степени извлечения тяжелых углеводородных компонентов сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения.

# ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Результаты выполненных исследований позволили сделать следующие основные выводы и рекомендации:

1. Анализ современных методов изучения состава и свойств сверхвязкой нефти позволил выявить необходимость применения комплекса экспериментальных исследований на основе системного подхода с учетом изменения состава добываемой сверхвязкой нефти, технологических рисков и взаимовлияния технологических процессов. Экспериментально доказано, что вследствие гидротермального воздействия значительное количество тяжелых компонентов остается в пласте, что, как известно, приводит к ухудшению фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов и снижению нефтеизвлечения. Показана необходимость исследования неоднородности состава и свойств нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти при обосновании технологии воздействия.

2. С применением хроматографических и оптических методов исследования установлены различия в составе и свойствах нефти из керна и добываемой сверхвязкой нефти Ашальчинского месторождения. Экспериментально доказано, что содержание высокомолекулярных алканов ряда $C_{30}$-$C_{40}$ и ароматических соединений в составе нефти из керна существенно больше, чем в составе добываемой нефти. С применением методов математической статистики установлена высокая степень неоднородности компонентного состава нефти из керна и содержания в ней ароматических соединений. Экспериментально доказано, что увеличение температуры воздействия выше 50°С способствует увеличению степени неоднородности компонентного состава и реологических свойств добываемой сверхвязкой нефти, что свидетельствует о влиянии технологии добычи на её состав и свойства.

3. Показано, что корреляция результатов хроматографических, реологических и оптических исследований сверхвязкой нефти позволяет обосновать технологию воздействия на залежи сверхвязкой нефти. С учетом

полученных данных предложена методика с комплексом экспериментальных исследований, позволяющая подобрать композицию растворителя, обеспечивающей более эффективное извлечение тяжелых углеводородных компонентов сверхвязкой нефти.

4. Разработан и предложен к применению состав композиции растворителя, не оказывающий существенного влияния на коллоидную устойчивость сверхвязкой нефти и обладающий высокой степенью диффузии и отмыва. Экспериментально доказано, что подбор и использование предлагаемой композиции растворителя совместно с закачиваемым паром позволяет достичь синергетического эффекта и значительно увеличить степень извлечения тяжелых компонентов сверхвязкой нефти, предотвращая, тем самым, их осаждение в пластовой системе.

# СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И УСЛОВНЫХ ОБОЗНАЧЕНИЙ

АСПВ – асфальтено-смоло-парафиновые вещества;

АСПО – асфальтено-смоло-парафиновые отложения;

ВВГ – влажное внутрипластовое горение;

ВВФ – водовоздушный фактор;

ВГ – внутрипластовое горение;

ГЖХ – газожидкостная хроматография;

ГНО – глубинно-насосное оборудование;

ИГМП – импульсный градиент магнитного поля;

КП – контрольная проба;

МС – масс-спектрометрия;

НДС – нефтяная дисперсная система;

НИОКР – научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;

ОПР – опытно-промышленные работы;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПАО – публичное акционерное общество;

ПБ – природный битум;

ПО – программное обеспечение;

ПТВ – паротепловое воздействие;

СВВГ – сверхвлажное внутрипластовое горение;

СВГ – сухое внутрипластовое горение;

СВН – сверхвязкая нефть;

ТГДП – термогравитационное дренирование пласта;

ТГРУ – Татарское геологоразведочное управление;

ТПНГП – Тимано-Печерская нефтегазоносная провинция;

УВ – углеводород;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ЦНТИ – центр научно-технических исследований;

ЯМР – ядерно-магнитный резонанс.

# СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Липаев, А.А. Разработка месторождений природных битумов: учеб. пособие / А.А. Липаев, З.А. Янгуразова. – Альметьевск: АГНИ, 2007. – 92 с.

2. Халимов, Э.М. Месторождения природных битумов / Э.М. Халимов, И.М. Акишев, П.С. Жабрева. – М.: Недра, 1983.

3. Хисамов, Р.С. Геология и освоение залежей природных битумов Республики Татарстан / Р.С.Хисамов. – Казань: Изд–во «Фэн» Академии наук РТ, 2007. – 295 с.

4. Мусин, К. М. Методические подходы к определению параметров сверхвязких тяжелых нефтей / К.М. Мусин, А.А. Гибадуллин, И.И. Амерханов // Сб.науч.тр. ТатНИПИнефть. Выпуск №LXXX. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ». – 2012. – 348с.

5. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов. Режим доступа. – (http://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/metodicheskie_rekomendacii_po_primeneniyu_nkz_utverzhdennye.pdf)

6. Мусин, К.М. Подходы к определению параметров сверхвязкой тяжелой нефти / К.М. Мусин, А.А. Гибадуллин, И.И. Амерханов // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн». - 2012. – С. 265-269.

7. Муслимов, Р.Х. Стратегия развития нефтебитумного комплекса Татарстана в направлении воспроизводства ресурсной базы углеводородов / Р.Х. Муслимов, Г.В. Романов, Г.П. Каюкова, Т.Н. Юсупова, Н.И. Искрицкая, С.М. Петров // Нефть. Газ. Новации. – 2012. – № 2. – С. 21-29.

8. Муслимов, Р.Х. Комплексное освоение тяжелых нефтей и природных битумов пермской системы республики Татарстан / Р.Х.

Муслимов, Г.В. Романов, Г.П. Каюкова и др. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ. - 2012. – 396 с.

9. Новое Черноземье // Технологии: прил. к журн. «Сибирская нефть». – 2013. – № 100 (апр.). – С. 2-7.

10. Косачук, Г.П. Освоение скоплений природных битумов как перспектива развития топливно-энергетических ресурсов Республики Саха (Якутия) / Г.П. Косачук, Д.В. Изюмченко// Вести газовой науки. - 2014. –№4. - С.50-58.

11. Подтуркин, Ю.А. К 80–летию Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых / Ю.А. Подтуркин // Нефтяное хозяйство. - 2007. - № 5. – С. 13–15.

12. Рузин, Л.М. Технологические принципы разработки залежей аномально вязких нефтей и битумов / Л.М. Рузин, И.Ф. Чупров, В.А. Николаев, А.В. Назаров, Н.А. Петров // М.- Ижевск: Институт компьютерных исследований. - 2015. - С. 9 - 11.

13. Шиманский, В.К. Анализ ресурсной базы природных битумов и тяжелых нефтей России, рекомендации по эффективному их освоению / В.К. Шиманский, Т.К. Баженова, И.Е. Шаргородский. – ВНИИГРИ. - 2006.

14. Каюкова, Г.П. Свойства тяжелых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах / Г.П. Каюкова, С.М. Петров, Б.В. Успенский. – М.: ГЕОС. - 2014. – 300 с.

15. Галеев, Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья / Р.Г. Галеев. - М. - КУбК-а. - 1997. - С. 290-295.

16. Маганов, Н.У. Опыт разработки мелкозалегающих залежей тяжелой нефти / Н.У. Маганов, Н.Г. Ибрагимов, Р.С. Хисамов, А.Т. Зарипов // Oill&GasJournalRussia. - 2015. – Июнь/Июль. - С.60-63.

17. Каширцев, В.А. Месторождения природных битумов на северо–востоке Сибирской платформы (Российский сектор Арктики) / В.А Каширцев, А.Э. Конторович, В.Л. Иванов // Геология и геофизика. – 2010. - Т. 51. – № 1. – С. 93–105.

18. 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.

19. Липаев, А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов / А.А. Липаев, Ю.И. Лель, Н.Н. Михайлов, М.М. Мусин - М. - Ижевск: Институт компьютерных исследований. - 2013. - С. 23 - 29.

20. Хисамов, Р.С. Изменение свойств и состава сверхвязких нефтей при реализации технологии парогравитационного воздействия в процессе разработки Ашальчинского месторождения / Р.С. Хисамов, М.И. Амерханов, Ю.В. Ханипова // Нефтяное хозяйство. - 2015. - № 9. - С.78-81.

21. Гуссамов, И.И., Петров, С.М. Структурно-групповой состав высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения /И.И. Гусамов, С.М. Петров // Вестник технологического университета. - 2015. –№4. – С.248-251.

22. Абдрафикова, И.М. Фракционный состав асфальтенов из природных битумов пермских отложений Татарстана / И.М. Абдрафикова, Г.П. Каюкова, И.И. Вандюкова, В.И. Морозов, А.Т. Губайдуллин // Вестник Казанского технологического университета. – 2011.– № 3.– С. 180-186.

23. Durand, E. Effect of chemical composition on asphaltenes aggregation / E. Durand, M. Clemancey, J.-M. Lancelin, J. Verstraete, D. Espinat, A.-A. Quoineaud // Energy & Fuels. – 2010. – Vol. 24. – No. 2. – P. 1051-1062.

24. Ганеева, Ю.М. Асфальтеновые наноагрегаты: структура, фазовые превращения, влияние на свойства нефтяных систем Ю.М. Ганеева, Т.Н. Юсупова, Г.В. Романов // Успехи химии. – 2011. – № 80. – С. 1034-1050.

25. Acevedo, S. Relations between Asphaltene Structures and Their Physical and Chemical Properties: The Rosary-Type Structure/ S. Acevedo, A. Castro, J.G. Negrin, A. Ferna´ndez // Energy & Fuels. – 2007. – Vol. 21. – P. 2165-2175.

26. Петров, Ал. А. Углеводороды нефти / Ал. А. Петров. – М.: Наука, 1984. – 264 с.

27. Петрова, Л. М. Влияние компонентного состава и структурных характеристик компонентов на устойчивость тяжелых нефтей к осаждению асфальтенов / Л. М. Петрова, Н. А. Аббакумова, Д. Н. Борисов и др. // Нефтяное хозяйство. - 2012. - № 1. - С. 74-76.

28. Саяхов, В.А. К вопросу типизации битуминозной нефти на основе хроматографических методов исследования / В.А. Саяхов // Учёные записки Альметьевского государственного нефтяного института: сб. тр. науч.-практич. конф. – Альметьевск: АГНИ. – 2018. – С.79-83.

29. Лахова, А.И. Исследование группового состава и физико-механических свойств продуктов окисления тяжелого остатка сверхвязкой нефти /А.И. Лахова, И.И. Гусамов // Вестник технологического университета. - 2015. –№19. - С.70-73.

30. Гуссамов, И.И., Петров, С.М. Компонентный и углеводородный состав битуминозной нефти Ашальчинского месторождения /И.И. Гусамов, С.М. Петров // Вестник КНИТУ. - 2013. –№3. - С.207-212.

31. Гордадзе, Г.Н. Прикладная органическая геохимия / Г.Н. Гордадзе, М.В. Гируц // Территория нефтегаз. – 2010. – № 3. –С. 96-102.

32. Гируц, М.В. Дифференциация нефтей и конденсатов по распределению насыщенных углеводородов. Сообщение 1. Типы нефтей, определяемые газожидкостной хроматографией / М.В. Гируц, Г.Н. Гордадзе // Нефтехимия. – 2013. – Т. 53. – № 4. – С. 243-253.

33. Окунова, Т.В. Биометки нефтей Калмыкии / Т.В. Окунова, Ч.М. Бадмаев, М.В. Гируц, О.Г. Эрдниева, В.Н. Кошелев, Г.Н. Гордадзе // Нефтехимия. – 2010. – Т. 50. – № 2. – С. 99-106.

34. Окунова, Т.В. К вопросу образования углеводородов-биомаркеров нефти из возможных кислородсодержащих предшественников / Т.В. Окунова, М.В. Гируц, О.Г. Эрдниева, В.Н. Кошелев, Г.Н. Гордадзе // Нефтехимия. – 2009. – Т. 49. – № 3. – С. 225-235.

35. Окунова, Т. В. Сравнительная характеристика распределения углеводородов биомаркеров в продуктах химических превращений

кислородсодержащих предшественников нефти / Т. В. Окунова, М. В. Гируц, О. Г. Эрдниева, В. Н. Кошелев, Г. Н. Гордадзе // Химия твердого топлива. – 2010. – № 5. – С. 65-76.

36. Мусин, К. М. Анализ проб нефти из керна и гипотеза происхождения нефти пермских отложений / К. М. Мусин, А. Х. Кабирова // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: Материалы международной научно-практической конференции, посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина. – Казань: Изд-во «Ихлас». -2016. –Т. 2. – С. 189-193.

37. Хисамов, Р.С. Трудные» богатства / Р.С. Хисамов // Нефть и жизнь. — 2014. — №4. — С. 17–19.

38. Мартос, В.Н. Разработка залежей тяжелых и вязких нефтей / В.Н. Мартос // Нефтепромысловое дело. - №5 (29). - 1982. - 38 с.

39. Малофеев, Г.Е. Нагнетание в пласт теплоносителей для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи / Г.Е. Малофеев, О.М. Мирсаетов, И.Д. Чоловская. - М.-Ижевск: ИКИ; НИЦ «Регулярная хаотическая динамика». - 2008. – 224 с.

40. Айзикович, О.М. Тепловой эффект реакций окисления в процессе влажного внутрипластового горения / О. М. Айзикович, М. Г. Булыгин // Нефтепромысловое дело и транспорт нефти. – 1985. - № 11. - С. 4-6.

41. РД 39-23-1318-85. Регламент на технологический процесс «Влажное внутрипластовое горение с использованием напора законтурных вод на полностью обводненном месторождении маловязкой нефти» / УкрГИПРОНИИнефть, ВНИИ, НПО «Союзтермнефть»; А. А. Боксерман, С. А. Мазга, В. А. Иванов [и др.].– Введ. с 20.01.1986.– М.: ВНИИ.–1986. – 10 с.

42. РД 39-4833207-241-89. Методическое руководство по проектированию применения влажного внутрипластового горения при разработке нефтяных месторождений / МНТК «Нефтеотдача»; О. М. Айзикович, Л. Д. Америка, Т. Б. Баишев [и др.]. – Введ. с 01.06.1989. – М.: ВНИИ. – 1989. – 218 с.

43. РД 39-9-191-79. Методическое руководство по проектированию и применению внутрипластового горения в разработке нефтяных месторождений / ВНИИ; Г. Г. Вахитов, М. Л. Сургучев, А. А. Боксерман [и др.]. - Введ. с 01.10.1979. – М.: ВНИИ. – 1979. - 172 с.

44. Захаров, Я.В. Определение оптимального режима освоения парных горизонтальных скважин как одного из важных этапов реализации технологии парогравитационного дренирования / Я.В. Захаров, А.Т. Зарипов, М.И. Амерханов, Д.К. Шайхутдинов // Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов: Материалы Междунар. науч.-практ. конф. - Казань. -2015. - С. 157–160.

45. Зарипов, А.Т. Создание и исследование комплекса технологий для эффективной разработки мелкозалегающих залежей тяжелой нефти с применением термического воздействия на продуктивный пласт. Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук // Бугульма, 2014. – С.31-57.

46. Сабиров, Р.К. Анализ применения и пути совершенствования технологии внутрипластового горения на примере Мордово-Кармальского месторождения ВВН / Р.К. Сабиров, Р.С. Хисамов, А.Т. Зарипов, Р.И. Филин // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. – Вып. 78. – С. 88-99.

47. Хисамов, Р.С. Совершенствование системы разработки месторождений ТН на примере залежи Мордово-Кармальского поднятия / Р.С. Хисамов, А.Т. Зарипов, Р.И. Филин, С.И. Ибатуллина, И.Ф. Галимов // Научно-техническая ярмарка идей и предложений группы компаний «Татнефть», посвященная 60-летию ОАО «Татнефть». Номинация: геология и разработка нефтяных месторождений / ТатНИПИнефть. – Бугульма. - 2010. – С. 6-14.

48. Хисамов, Р.С. Геологические и технологические особенности разработки залежей высоковязких и сверхвязких нефтей / Р.С. Хисамов, А.С. Султанов, Р.Г. Абдулмазитов, А.Т. Зарипов. – Казань: Фэн. - 2010. – 335 с.

49. Тахаутдинов, Ш.Ф. Создание и промышленное внедрение комплекса технологий разработки месторождений сверхвязких нефтей / Ш.Ф. Тахаутдинов, Р.К. Сабиров, Н.Г. Ибрагимов, Р.С. Хисамов, Р.Р. Ибатуллин, А.Т. Зарипов. – Казань: Фэн, 2011. – 189 с.: ил.

50. Хисамов, Р.С. Обобщение результатов лабораторных и опытно-промышленных работ по извлечению сверхвязкой нефти из пласта / Р.С. Хисамов, М.М. Мусин, К.М. Мусин, И.Н. Файзуллин, А.Т. Зарипов. – Казань: Фэн. - 2013. – 232 с.

51. Зарипов, А.Т. Развитие и эффективность применения теплоносителей для разработки месторождений природного битума Республики Татарстан / А.Т. Зарипов // Перспективы и эффективность разработки залежей нефти в карбонатных и слабопроницаемых коллекторах: тез. докл. межрегион. науч.-практ. конф., посвящ. 60-летию начала разработки месторождений нефти в Татарстане и 50-летию г. Альметьевска, 21-23 авг. 2003 г. – Альметьевск. -2003. – С.65-66.

52. Dusseault, M. CHOPS in Jilin Province, China / Dusseault M., Ma Y., Xu B., Chun Xiu Liang, Wu G. // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium and International Horizontal Well Technology Conference, 4-7 November, Calgary, Alberta, Canada. – 2002.

53. Муслимов, Р.Х. Повышение роли нетрадиционных видов углеводородного сырья для длительного устойчивого развития экономики (на примере Республики Татарстан) / Р.Х. Муслимов // Георесурсы. – 2013. - №4. - С. 45-53.

54. 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 // Георесурсы. - 2010. –№2. - С. 38-41.

55. Das, S.K. VAPEX: An Efficient Process for the Recovery of Heavy Oil and Bitumen//SPE Journal. - September 1998. - Vol. 3. - No. 3. - Pp. 232-237.

56. Kokal, S. L. Measurement and correlation of asphaltene precipitation from heavy oils by gas injection / S. L. Kokal, J. Najman, S. G. Sayegh, A. E. George // J. Can.Petrol. Technol. - 1992. – V. 31. - № 4. - P. 24-30.

57. Nghiem, L. X. Modelling asphaltene precipitation and dispersive mixing in the VAPEX process / L. X. Nghiem, P. H. Sammon, B. F. Kohse // Proceedings SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, - 2001. - paper SPE 66361.

58. Mukhametshina, M. Bitumen extraction by expanding solvent-steam assisted gravity drainage (ES-SAGD) with asphaltene solvent and non-solvent / M. Mukhametshina, B. Hascakir // Paper SPE 170013-MS. – 2014. - 16p.

59. Липаев, А.А. Совершенствование системы разработки битумных месторождений на основе геотеплового моделирования пластов / А.А. Липаев, И.И. Маннанов, В.А. Чугунов, В.Д. Шевченко, З.А. Янгуразова // Нефтяное хозяйство. – 2007. - №1. - С. 46-47.

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

61. Gupta S. et al. Field Implementation of Solvent Aided Process; Journal of Canadian Petroleum Technology. - November 2005. -Vol. 44. - No. 11. - Pp. 8 - 13.

62. Zhao L. et al. Steam Alternating Solvent process: lab test and simulation // Journal of Canadian Petroleum Technology. - 2005. - Vol. 44. -No.9.- Pp. 37-43.

63. Способ разработки месторождения высоковязкой нефти: пат. 2588119 Рос. Федерация: МПК E21B 43/24, E21B 36/04 Махмутов И.Х., Салимов О.В., Зиятдинов Р.З.; патентообладатель Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина. - № 2015124358/03; заявл. 01.04.15; опубл. 27.06.16, Бюл. № 18.

64. Рузин, Л.М. Лабораторные исследования влияния добавки щелочи к закачиваемому теплоносителю на коэффициент вытеснения высоковязкой нефти / Л.М. Рузин [и др.] // Нефтепромысловое дело. - 2017. – № 5. – С. 14.

65. Морозюк, О.А. Изучение влияния добавки щелочи к закачиваемому пару на эффективность теплового воздействия при добыче высоковязких нефтей / О.А. Морозюк, С.А. Калинин, А.С. Скворцов // Булатовские чтения: материалы I Международной научно-практической конференции. Т. 2: Разработка нефтяных и газовых месторождений. - Краснодар. – 2017. - С. 162-167.

66. Коноплев, Ю.П. Опыт термошахтной разработки Ярегского месторождения высоковязкой нефти / Ю.П. Коноплев // Нефтяное хозяйство. – 2012. - №6. - С. 72-76.

67. Ибрагимов, Н.Г. Перспективы развития технологии строительства скважин для добычи сверхвязких нефтей и природных битумов / Н.Г. Ибрагимов, Ф.Ф.Ахмедшин, Р.Р. Ибатуллин, Г.С. Абдрахматов, М.И. Амерханов, А.Р. Исхаков // Нефтяное хозяйство. – 2013. - №7. - С. 52-53.

68. Малюков, В.П. Инновационные технологии интенсификации добычи нефти из неоднородных пластов на месторождениях сверхвязких нефтей Татарстана / В.П. Малюков, М.Э. Алибеков // Вестник РУДН. - 2015. –№3. - С.102-110.

69. Бурнина, М.А. К вопросу о добыче тяжелых углеводородных ресурсов методом внутрипластового окисления /М.А. Бурнина, Р.Р. Закиева // Вестник технологического университета. - 2015. – №17. - С. 31-36.

70. Ибатуллин, Р.Р. Расчет возможности гидравлического разрыва покрышки при пароциклическом воздействии на Ашальчинском месторождении природных битумов / Р.Р. Ибатуллин, А.В. Насыбуллин, О.В. Салимов // Нефтяное хозяйство. – 2011. - №4. - С. 94-97.

71. Хисамов, Р.С. Проблемы выработки трудноизвлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки и инновационные технологии их решения / Р.С. Хисамов // Георесурсы. - 2012. –№3. - С.8-13.

72. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов / Ж. Бурже, П.Сурио, М. Комбарну // М.: Недра, 1988. – 422 с.

73. Способ электротепловой обработки призабойной зоны пласта: пат. 2247233 Рос. Федерация: МПК E21B 43/24 Липаев А.А., Хисамов Р.С., Смыков В.В., Соколов В.М., Чугунов В.А., Полушин В.И., Абсалямов Р.Ш.; патентообладатель Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина. - № 2004104107/03; заявл. 13.02.04; опубл. 27.02.05, Бюл. № 6.

74. Способ теплового воздействия на пласт с тяжелыми нефтями и устройство для его осуществления: пат. 2378504 Рос. Федерация: МПК E21B 43/24 Абдулмазитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б.; патентообладатель Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина. - № 2008144646/03; заявл. 11.11.08; опубл. 10.01.10, Бюл.№ 1.

75. Способ теплового воздействия на нефтяной пласт и устройство для его осуществления: пат. 2379495 Рос. Федерация: МПК E21B 43/24, E21B 36/04 Абдулмазитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Жиркеев А.С.; патентообладатель Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина. - № 2008137709/03; заявл. 19.09.08; опубл. 20.01.10, Бюл. № 2.

76. Устройство для теплового воздействия на пласт с тяжелыми нефтями или битумами: пат. 2383726 Рос. Федерация: МПК E21B 43/24, E21B 36/04 Абдулмазитов Р.Г., Рамазанов Р.Г., Страхов Д.В., Зиятдинов Р.З., Оснос В.Б.; патентообладатель Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина. - № 2008151196/03; заявл. 23.12.08; опубл. 10.03.10, Бюл.№ 7.

77. Способ добычи высоковязкой нефти с применением электронагрева и подачи химического реагента в заданную точку скважины:

пат. 2563509 Рос. Федерация: МПК E21B 43/24, E21B 43/22, E21B 36/04 Саетгараев Р.Х., Акшенцев В.Г., Курамшин Ю.Р., Рыжиков А.И., Валиев М.И.; патентообладатель Публичное акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина. - № 2012141378/03; заявл. 28.09.12; опубл. 20.09.15, Бюл. №26.

78. Способ теплового воздействия на призабойную зону пласта с высоковязкой нефтью и устройство для его осуществления: пат. 2588119 Рос. Федерация: МПК E21B 43/24, E21B 43/24, E21B 36/04 Махмутов И.Х., Салимов О.В., Зиятдинов Р.З.; патентообладатель Публичное акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина. - № 2015111908/03; заявл. 01.04.15; опубл. 27.06.16, Бюл. № 18.

79. Способ разработки залежей высоковязких нефтей и битумов: пат. 2418163 Рос. Федерация: МПК E21B 43/24, E21B 43/25Ибатуллин Р.Р., Рахманов Р.Н., Ахмадишин Ф.Ф., Киршин А.В.; патентообладатель Открытое акционерное общество "Татнефть" им. В.Д. Шашина. - № 2010100652/03; заявл. 11.01.10; опубл. 10.05.11, Бюл. № 13.

80. Хисамов, Р.С. Анализ влияния уплотняющего бурения на эффективность разработки месторождений сверхвязкой нефти при парогравитационном воздействии / Р.С. Хисамов, А.Т. Зарипов, С.И. Ибатуллина // Нефтяное хозяйство. – 2013. - №7. - С. 30-33.

81. Александров, Е.Н. Технология термохимического стимулирования добычи нефти и битумов с уменьшением количества воды в нефтяном пласте / Е.Н. Александров, Д.А. Леменовский, А.Л. Петров, В.Ю. Лиджи-Горяев // Георесурсы. – 2009. - №1. - С. 2-7.

82. Александров, Е.Н. Добыча трудноизвлекаемых и неизвлекаемых запасов нефти с помощью технологии бинарных смесей / Е.Н. Александров, Н.М. Кузнецов, С.Н. Козлов, Ю.Г. Серкин, Е.Е. Низова// Георесурсы. – 2016. - №3. - С. 154-159.

83. Саяхов, В.А. К вопросу совершенствования технологии добычи сверхвязкой нефти // Учёные записки Альметьевского государственного

нефтяного института: сб. тр. науч.-практич. конф. – Альметьевск: АГНИ. – 2019. - С.33-37.

84. Илалдинов, И.З. Микробиологическое воздействие на битумный пласт. Формирование фрактальной структуры /И.З. Илалдинов, Д.К. Нургалиев // Вестник технологического университета. - 2015. –№13. – С.137-141.

85. Зарипов, А. Т. Об опыте ОАО Татнефть в области разработки месторождений сверхвязкой нефти / А. Т. Зарипов // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: материалы Международной научно-технической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн», - 2012. – С. 187-189.

86. Хазипов, Р. Р. Реология – доминирующий фактор при разработке месторождений высоковязких нефтей и природных битумов / Р. Р. Хазипов // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: материалы Международной научно-практической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн», - 2012. –С. 322-325.

87. Абдрафикова, И.М. Состав сверхвязких нефтей и природных битумов и превращения их высокомолекулярных компонентов в гидротермально-каталитических процессах. Диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук / Казань. - 2018. – С.90-95.

88. Ахмадияров, А.А. Аддитивность теплоты сгорания и вязкости фракций нефти Ашальчинского месторождения /А.А. Ахмадияров // Вестник технологического университета. - 2017. –№1. - С. 40-43.

89. Архипов, Р.В. Особенности связи реологических свойств образцов высоковязкой нефти и природных битумов с данными самодиффузии, полученными методом ядерно-магнитного резонанса / Р.В. Архипов, В.Е. Косарев, Д.К. Нургалиев, В.Д. Скирда, С.С. Морякова, В.М. Мурзакаев // Нефтяное хозяйство. – 2013. - №6. - С. 60-63.

90. Воробьёв, А.Е. Влияние эффектов полярности и добавок на снижение вязкости тяжелой нефти / А.Е. Воробьёв, М. Агхамохаммадигалехджуги, Д.Н. Хабаров // Вестник РУДН. Серия Инженерные исследования. - 2014. - № 1. - С. 103-107.

91. 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.

92. Рахимова, Ш.Г. Исследование применения теплового воздействия совместно с углеводородными растворителями для разработки залежей тяжелых нефтей. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, г.Бугульма, 2009, С.11-14.

93. Каюкова, Г.П. Фракционный состав асфальтенов из природных битумов пермских отложений Татарстана / Г.П. Каюкова, И.М. Абдрафикова, И.И. Вандюкова, В.И. Морозов, А.Т. Губайдуллин, И.Р. Сахибгареев // Материалы Междунар. науч.-практич. конф. «Инновации и технологии в разведке, добыче и переработке нефти и газа», Казань: АН РТ. – 2010. – С. 177-181.

94. Каюкова, Г.П. Преобразование нефтей разных типов в гидротермально-каталитических процессах / И. М. Абдрафикова, С. М. Петров, Р. З. Мусин, Г. В. Романов, Н. Ю. Башкирцева, А. В. Вахин // Вестник Казанского технологического университета. – 2014 г. – Т. 17. – №21. – С. 318-323.

95. Каюкова, Г.П. Особенности углеводородного состава асфальтитов Спиридоновского месторождения (Татарстан) и природного битумного озера “Пич-Лейк” (Тринидад и Тобаго) / Г.П. Каюкова, Б.В. Успенский, И.М. Абдрафикова, Р.З. Мусин // Нефтехимия. – 2016. – Т. 56. - № 4. – С. 337-345.

96. Абдрафикова, И.М. Конверсия сверхтяжелой ашальчинской нефти в гидротермальнокаталитической системе // И.М. Абдрафикова, Г.П.

Каюкова, С.М. Петров, А.И. Рамазанова, Р.З. Мусин, В.И. Морозов // Нефтехимия. – 2015. – Т. 55. - №2. – С. 110-118.

97. Rogel, E. Asphaltene stability in crude oils / E. Rogel, O. Leon, J. Espidel, J.Gonzalez // SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Caracas, Venezuela, 21-23 April 1999. SPE. – paper 53998.

98. Nwadinigwe, C. A. Studies on precipitation performance of n-heptane and npentane/n-heptane on C-7 and C-5/C-7 asphaltenes and maltenes from 350 degrees C atmospheric residuum of three Nigerian light crudes / C. A. Nwadinigwe, I. V. Anigbogu, O. T. Ujam // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2015. – V. 5. – № 4. – P. 403-407.

99. Нелюбов, Д. В. Влияние смол и асфальтенов на структурно реологические свойства нефтяных дисперсных систем / Д. В. Нелюбов, Л. П. Семихина, Д.А. Важенин, И. А Меркульев // Нефтехимия. – 2017. – Т. 57. – № 2. – С. 143-148.

100. Туманян, Б. П. Устойчивость фракций асфальтенов нефти в модельных углеводородных системах / Б. П. Туманян, Н. Н. Петрухина, К. О. Аллогулова // Химия и технология топлив и масел. – 2014. – № 1 (581). – С.19-26.

101. Schuler, B. Unraveling The Molecular Structures Of Asphaltenes By Atomic Force Microscopy / B. Schuler, G. Meyer , L. Gross , G. Meyer , L. Gross // JOURNAL OF THE AMERICAN CHEMICAL SOCIETY . – 2015. – V. 137. – № 31. – P. 9870-9876.

102. Милордов, Д. В. Состав и свойства порфиринов тяжелых нефтей и нефтяных остатков с повышенным содержанием ванадия и никеля: дис. канд.хим.наук: 02.00.13 / Милордов Дмитрий Валерьевич. – Казань, 2016. – 142 с.

103. Дияров, И. Н. Композиционные неионогенные ПАВ для комплексной интенсификации процессов добычи, подготовки и транспортировки высоковязких нефтей / И. Н. Дияров, Н. Ю. Башкирцева //

Вестник Казанского технологического университета. – 2010. – №4. – С. 141-157.

104. Рощин, П.В. Обоснование комплексной технологии обработки призабойной зоны пласта на залежах высоковязких нефтей с трещинно-поровыми коллекторами: автореф. дис… канд. техн. наук. / П.В. Рощин. – СПб, 2014. - 112 с.

105. Евдокимов, И. Н. Комплект учебных пособий по программе магистерской подготовки «Нефтегазовые нанотехнологии для разработки и эксплуатации месторождений». Часть 4. Проблемы совместимости нефтей при их смешении: Учебное пособие. / И.Н. Евдокимов. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2008. - 93с.

106. Oliensis, G. L. A qualitative test for determining the degree of heterogeneity of asphalts / G. L. Oliensis // ASTM, Proc. of the 36th Ann.Meeting, Chicago, 16-20 June, 1933. - V. 33. - Part II. - P. 715-728.

107. Asomaning, S. Test methods for determing asphaltene stability in crude oils / S. Asomaning // Petroleum Science and Technology. - 2003. – V. 21. - № 3-4. - P. 581-590.

108. Kremer, L. Non standard tests for predict impact of crude oil quality on desalting / L. Kremer // Crude oil quality group meeting, Houston, TX, May 29, 2003. - http://www.coqa-inc.org/docs/default-source/meeting-presentations/20030529BakerPetrolite.pdf.

109. Курьяков, В. Н. Исследование надмолекулярных структур в нефтяных системах методом динамического рассеяния света. Устойчивость асфальтенов в модельных системах и реальных нефтях / В. Н. Курьяков, Е. Е. Городецкий, И. К. Юдин и др. // Высоковязкие нефти и природные битумы: проблемы и повышение эффективности разведки и разработки месторождений: материалы Международной научно-технической конференции. – Казань: Изд-во «Фэн». - 2012. - С. 233-236

110. Якубов, М.Р. Фотоколориметрический метод контроля осаждения асфальтенов при вытеснении природных битумов растворителями на основе

легких н-алканов / М.Р. Якубов, С.Г. Якубова // Вестник технологического университета. - 2013. –№3. – С.128-131.

111. Якубов, М.Р. Теория и практика скважинных технологий добычи сверхвязких нефтей и природных битумов с использованием растворителей / М.Р. Якубов, Г.В. Романов, С.Г. Якубова, Д.Н. Борисов, Д.В. Милордов, К.И. Якубсон // Георесурсы. Геоэнергетика. Геополитика. – 2012. - №6. http://oilgasjournal.ru/vol_6/romanov.html.

112. Методика системного выбора растворителя для удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений (АСПО) с учётом оценки его влияния на кинетическую устойчивость нефти с использованием спектрофотометрических исследований: пат. 2570080 Рос. Федерация: МПК E21B 37/06 Гуськова И.А., Габдрахманов А.Т., Емельянычева С.Е., Хазиева А.Р.; Государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования "Альметьевский государственный нефтяной институт". - № 2014111217/03; заявл. 24.03.14; опубл. 10.12.15, Бюл. № 34.

113. 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). -Часть 1. - Декабрь. – С. 106-108.

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

115. Зарипов А.Т., Гадельшина И.Ф. Дополнение к технологической схеме разработки залежей высоковязкой нефти Ашальчинского нефтяного месторождения: отчет о НИР/ТатНИПИнефть]: Отчет о НИР / ТатНИПИнефть, рук. Зарипов А.Т. – Бугульма. - 2012. - 478 с.

116. Хисамов, Р.С. Комплексные исследования состава и свойств битуминозной нефти Ашальчинского месторождения / Р.С. Хисамов, Е.Ф. Захарова, Д.М. Гумерова, В.А. Саяхов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №10. – С.68-71.

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

118. Гуськова, И.А. Использование реологических исследований для оптимизации параметров технологий интенсификации добычи нефти // И.А. Гуськова, А.Т. Габдрахманов., Д.М. Гумерова, Д.Р. Хаярова., И.И. Гуськов // Территория Нефтегаз. -2015. - № 11. -С. 60-63.

119. Дияшев, Р.Н. Об оценках ресурсов запасов тяжелых нефтей и битумов на землях Татарстана / Р.Н. Дияшев // Повышение нефтеотдачи пластов напоздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов: материалы Межд. Науч.- практ. конф., 04-06 сентября, 2007- Казань: «ФЭН»АН РТ, 2007. – С. 211-219.

120. Хисамов, Р.С. Подготовка к освоению месторождений природных битумов Республики Татарстан / Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, И.Е. Шаргородский // Нефтяное хозяйство. – 2006. - №2.- С. 42-46.

121. Абдулхаирова, Р.М. Современные технологии и технические средства добычи природных битумов в Татарстане / Р.М. Абдулхаирова // Нефтяное хозяйство. - 2006. – №11.-С. 85-87.

122. Гуськова, И.А. Реологические исследования влияния термического воздействия на свойства нефти и промысловых водонефтяных эмульсий / И.А. Гуськова, Д.М. Гумерова // Газовая промышленность. - 2014. - №5 (708). - С. 104-106.

123. Гуськова, И.А Исследование влияния применения методов увеличения нефтеотдачи на изменение свойств добываемой нефти / И.А. Гуськова, А.Т. Габдрахманов // Нефтяное хозяйство.- 2011.- № 4. - С.101-103

124. Тетельмин, В. В. Реология нефти / В.В. Тетельмин, В.А. Язев. - Учебное издание. – М.: Граница, 2009. -256 с.

125. Келбалиев, Г.И. Механика и реология нефтяных дисперсных систем: Монография / Г.И. Келбалиев, С.Р. Расулов, Д.Б. Тагиев, Г.Р. Мустафаева. – М.: Изд.-во «Маска», 2017. – 462с.

126. Дияшев, Р.Н. Исследования аномалий вязкости пластовых нефтей Республики Татарстан / Р.Н. Дияшев, Ю.В. Зейгман, Р.Л. Рахимов // Георесурсы. - 2009. - № 2. - С. 44-48.

127. Туманян, Б. П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем / Б. П. Туманян. - М.: Техника, 2000.-336с.

128. Ребиндер, П. А. Поверхностные явления в дисперсных системах. Коллоидная химия. Избранные труды / П. А. Ребиндер. - М.: Наука, 1978. 117с.

129. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта. Учебник для вузов. / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширховский. – М.: Недра, 1982. - 311с.

130. Матвеенко, В. И. Вязкость и структура дисперсных систем / В. И. Матвеенко, С. В. Кирсанов // Вестн. Моск. Ун–та, сер. Химия. – 2011. - Т. 2. - № 1. - С. 243-276.

131. Матвеенко, В.И. Реология структурированных дисперсных систем / В.И. Матвеенко, С.В. Кирсанов, С.В. Ремизов // Вестн. Моск. Ун–та, сер. Химия. – 2006. - Т. 47. - № 6. - С. 393.

132. Pignon, F. Thixotropic colloidal suspensions and flow curves with minimum: Identification of flow regimes and rheometric consequences. / F. Pignon, A. Magnin and J. Piau // Journal of Rheology. -1996. - V. 40. - P. 573.

133. Ovarlez, G. Phenomenology and physical origin of shear localization and shear banding in complex fluids / G. Ovarlez, S. Rodts, X. Chateau and P. Coussot // Rheol. Acta. 2009. - V. 48. - P. 831-844.

134. Møller, P. C. F. Shear banding and yield stress in soft glassy materials. / P. C. F. Møller, S. Rodts, M. A. J. Michel and D. Bonn // Physical Review E. - 2008. - V.77. – P. 507.

135. De Souza-Mendes, P. R. A unified approach to model elasto-viscoplastic thixotropic yieldstress materials and apparent yield-stress fluids. / P. R. De Souza-Mendes, R. L. Thompson // Rheol. Acta. – 2013.- V .52. - P. 673-694.

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

137. Mortazavi-Manesh, S. Thixotropic Rheological Behavior of Maya Crude Oil / S. Mortazavi-Manesh and J.M. Shaw// Energy Fuels. – 2014. – V. 28. P. 972−979.

138. Рогачев, М. К. Исследование вязкоупругих и тиксотропных свойств нефти Усинского месторождения / М. К. Рогачев, А. В. Колонских // Нефтегазовое дело. - 2009. -Т. 7. -№ 1. -С. 37-42.

139. Рощин, П. В. Исследование реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области. / П. В. Рощин, А. В. Петухов, Л. К. Васкес Карденас и др. // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2013. - Т. 8. - № 1. - С. 12.

140. Литвин, В.Т. Изучение влияния растворителя «Нефрас С2-80/120» на реологические свойства парафинистой высоковязкой нефти Петрухновского месторождения / В. Т. Литвин, П. В. Рощин // Материалы научной сессии ученых Альметьевского государственного нефтяного института. - 2013. - Т. 1. - № 1. - С. 127-130.

141. Милордов, Д. В. Подбор состава композиционного растворителя для интенсификации добычи сверхвязкой нефти / Д.В. Милордов // В сборнике: Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии материалы международной научно-практической конференции молодых ученых, приуроченной к 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан. Альметьевский государственный нефтяной институт. 2016. - С. 109-110.

142. Гильманшин А.Ф. Некоторые закономерности пространственного изменения коэффициента светопоглощения нефти в пределах месторождений Татарской АССР и возможности использования их для решения геолого-промысловых задач : Автореферат дисс. на соискание учен. степени кандидата геол.-минералогич. наук / Всесоюз. нефтегазовый науч.-исслед. ин-т. - Москва : [б. и.], 1965. - 22 с.

143. Девликамов, В.В. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений / В.В. Девликамов, И.Л. Мархасин, Г.А.Бабалян. - М.: Недра, 1970. – 160с.

144. Булатов, М.И. Практическое руководство по фотометрическим методам анализа / М.И. Булатов, И.П. Калинкин. -Л-д.: Химия. – 5-е изд. - 1986. – 432с.

145. Анисимов, М.А. Применение корреляционной спектроскопии оптического смешения для измерений кинетических коэффициентов жидкостей / М.А. Анисимов, Г.Л. Николаенко, И.К. Юдин // Известия вузов. Нефть и газ. – 1984. - №1. С.88-90.

146. Ратов А.Н. Спектральные характеристики нефтей Ульяновской области // Химия и технология топлив и масел. – 1996. - № 6. – С. 37-40.

147. Доломатов М.Ю. Химическая физика многокомпонентных органических систем. – Уфа: УТИС, ИПИХП АНРБ, 2000. – 128 с.

148. Мукаева, Г.Р. Спектроскопический контроль свойств органических веществ и материалов по корреляциям свойств – коэффициент поглощения / Г.Р. Мукаева, М.Ю. Доломатов // Журнал прикладной спектроскопии. – 1998. – Т. 65. - № 3. – С. 438-440.

149. Guskova, I.A. Gas-liquid chromatography for comparing crude oil core and bitumen sample compositions / I.A. Guskova, D.M. Gumerova, R.L. Budkevich, V.A. Sayakhov, I.M. Ishkulov // 18th International Multidisciplinary Scientific Geoconference SGEM2018 Science and Technologies in Geology, exploration and mining conference proceedings: сб. тр. науч.-практич. конф. – Albena. – 2018. - С.107-112.

150. Доломатов, М.Ю. Применение феноменологической электронной спектроскопии для исследования физико-химических свойств молекулярных систем / М.Ю. Доломатов, Г.Р. Мукаева // Нефтепереработка и нефтехимия. – 1995. - № 5. – С. 22-26.

151. Современные методы исследования: справ. – метод. пособие / под ред. А.И. Богомолова. – Л.: Недра, 1984. – 429 с.

152. Евдокимов, И.Н. Реабилитация спектрофотометров Specord UV VIS в практике лабораторных исследований / И.Н. Евдокимов, А.П. Лосев // Бурение и нефть. - 2006. - №12. - С.38-39.

153. Гуськова, И.А. Методические подходы к исследованию влияния температуры на компонентный состав сверхвязкой нефти // И.А. Гуськова, В.А. Саяхов, Л.К. Шайдуллин, И.М. Ишкулов // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. - 2016. - № 6. - С. 61-64.

154. Янаева О.В. Анализ изменения состава и свойств добываемой нефти в результате проведения ГРП / О.В. Янаева, Е.Е. Барская, Ю.М. Ганеева, И.А. Гуськова, А.Т. Габдрахманов, Т.Н. Юсупова // Вестник Казанского технологического университета. - 2014. - Т.17. - № 3. - С. 265-267.

155. Габдрахманов А.Т. Контроль процессов воздействия на пласты с применением комплексного метода анализа спектров видимого оптического поглощения образцов добываемой нефти: автореферат диссертации ... кандидата технических наук: 25.00.17. – Бугульма. - 2011. - 25 с.

156. Guskova, I.A. Laboratory experiments to study rheological properties of high viscous oils / I.A. Guskova, D.M. Gumerova, D.R. Khayarova, L.K. Shaidullin // 18th International Multidisciplinary Scientific Geoconference SGEM2018 Science and Technologies in Geology, exploration and mining conference proceedings: сб.тр.науч.-практич.конф.–Albena.–2018. – С.863-868.

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

158. Гуськова, И.А Реологические исследования как инструмент предотвращения осложнений в технологических процессах добычи нефти / И.А. Гуськова, Д.М. Гумерова, Д.Р. Хаярова, Л.К. Шайдуллин // Нефтепромысловое дело. - 2016. - № 6. - С. 52-56.

159. Евдокимов, И.Н. Возможности методов исследований в системах контроля разработки нефтяных месторождений: Монография / И.Н. Евдокимов, А.П. Лосев. – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ». – 2007. – 228 с.

160. Богомолов, А.И. Химия нефти и газа: Учебное пособие для вузов / А.И. Богомолов, А.А. Гайле, В.В. Громова, А.Е. Драбкин, С.Г. Неручев, В.А. Проскуряков, Д.А. Розенталь. М.Г. Рудин, А.М. Сыроежко. - Под ред. В.А. Проскурякова, А.Е. Драбкина. -3-е изд., доп. и испр. - СПб: Химия, 1995. - 448 с.

161. Антипенко В.Р. Определение удельного показателя поглощения нефтей и нефтяных фракций в видимой области спектра / В.Р. Антипенко, В.И. Лукьянов // Известия Томского политехнического университета. – 2009. – Т.315. - № 3. – С.92-96.

162. Якубов, М.Р. Фотоколориметрический метод контроля осаждения асфальтенов при вытеснении природных битумов растворителями на основе легких н-алканов / М.Р. Якубов, С.Г. Якубова, Д.Н. Борисов, Д.В. Милордов, Т.И. Матросов, Г.В. Романов, К.И. Якубсон // Вестник Казанского технологического университета. – 2012. – №6. - С. 128-131.

163. Юсупова, Т.Н. Физико-химические процессы в продуктивных нефтяных пластах / Т.Н. Юсупова, Ю.М. Ганеева, Г.В. Романов, Е.Е. Барская - М.: Наука. – 2015. – 412 с.

164. Саяхов, В.А. Сравнительный анализ компонентного состава битуминозной нефти, вытесненной из модели пласта паром и композицией растворителя / В.А. Саяхов, И.Е. Белошапка // Материалы Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли». – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт. – 2018. – С.81-85.