

**Татарский научно-исследовательский и проектный
институт нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина**

УДК 665.61.03(470.41)

На правах рукописи



КАБИРОВА АЛЕСИЯ ХАТИПОВНА

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРНЫХ УСЛОВИЙ
ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ И СОСТАВА НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН НА ПОЛНОТУ ИЗВЛЕЧЕНИЯ
УГЛЕВОДОРОДОВ**

Специальность 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений (технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ
на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель –
доктор технических наук
Хусаинов Васил Мухаметович

Бугульма – 2021

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
1 ГЕОЛОГИЯ, НЕФТЕНОСНОСТЬ НЕДР РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН. СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЕ В НЕФТИ	11
1.1 Обзор геологического строения, нефтеносности, физико-химических свойств углеводородов и термобарических условий их залегания в осадочной толще недр Республики Татарстан.....	11
1.2 Изменение структурно-механических свойств нефти в результате фазового преобразования ее компонентов	25
1.3 Методы исследования фазовых переходов в нефти	30
Выводы к главе 1	35
2 ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ СТРУКТУРНОГО ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА В НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН.....	36
2.1 Определение температуры структурного фазового перехода в нефти в результате эксперимента	36
2.2 Оценка влияния высокомолекулярной составляющей нефти на температуру структурного фазового перехода.....	66
Выводы к главе 2	81
3 ВЫЯВЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С ВОЗМОЖНЫМИ СТРУКТУРНЫМИ ФАЗОВЫМИ ПЕРЕХОДАМИ	83
3.1 Текущее состояние остаточных запасов месторождений Республики Татарстан	83
3.2 Распределение остаточных запасов месторождений Республики Татарстан по физико-химическим параметрам нефти.....	85
3.3 Определение объектов разработки месторождений Республики Татарстан для исследования температуры структурного фазового перехода	90

3.4 Разработка рекомендаций для внесения изменений в требования к содержанию проектных документов	98
Выводы к главе 3	99
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	101
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	103
ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА.....	118
ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ.....	122
Приложение А	124
Приложение Б	163
Приложение В.....	167
Приложение Г	176
Приложение Д.....	178
Приложение Е.....	180

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Согласно многим исследованиям, эффективность разработки нефтяных месторождений зависит от учета структурно-механических свойств нефти. Структурно-механические свойства нефти обусловлены разнообразием и взаимодействием компонентов нефтяной системы. Изменение фазового состояния высокомолекулярной составляющей нефти (асфальтенов, смол и парафинов) приводит к фазовым переходам в нефти, осложняющим процесс разработки месторождения. В работе исследуется потенциальный переход, в результате которого в нефти происходит качественное изменение структурно-механических свойств. Отличительной особенностью структурного фазового перехода, является изменение вязкости нефти. Сложность его прогнозирования в нефти обусловлена наличием разнообразных органических соединений, входящих в состав нефти, и их взаимовлиянием. Нефть месторождений Республики Татарстан характеризуется разным составом в зависимости от местоположения залежей в осадочном чехле и термобарических условий залегания.

Осадочный чехол Волго-Уральской нефтегазоносной провинции сложен девонскими, каменноугольными и пермскими отложениями. Залежи нефти в девонских отложениях характеризуются низкими значениями концентрации высокомолекулярных соединений, высокими термобарическими условиями. Для нефти пермских отложений характерна высокая концентрация смол и асфальтенов, залежи расположены близко к поверхности земли, в связи с этим отличаются низкими термобарическими параметрами. Нефть в них сверхвязкая, структурный фазовый переход произошел в процессе формирования залежей. Их разработка без применения тепловых методов невозможна. В промежутке геологического пространства между отложениями девонской и пермской систем, наряду с другими, имеются залежи с высокой концентрацией высокомолекулярных соединений в нефти, нефть высоковязкая. Ввод этих залежей в разработку нарушает термобарический баланс, что может привести к необратимым преобразованиям в нефти с потерей извлекаемых запасов. Актуальность выявления залежей с целью

предупреждения возможного структурного фазового перехода в процессе разработки по причинам снижения термобарических параметров возрастает в связи с активным вводом в разработку залежей нефти каменноугольных отложений.

Степень разработанности темы

Изучением геологических особенностей строения залежей нефти месторождений Республики Татарстан в различное время занимались такие исследователи, как И.М. Акишев, Н.Г. Абдуллин, Л.З. Аминов, Э.З. Бадамшин, Е.Д. Войтович, А.А. Губайдуллин, Р.Н. Дияшев, С.Н. Мельников, Р.Х. Муслимов, В.Н. Напалков, И.А. Ларочкина, С.А. Султанов, Э.И. Сулейманов, В.И. Троепольский, С.С. Эллерн, Н.Ш. Хайретдинов, Р.С. Хисамов, А.Х. Фаткуллин и другие.

Значительный вклад в развитие исследований структурно-механических свойств нефти, фазовых превращений в нефтяных системах и повышение эффективности разработки месторождений с высоковязкой нефтью внесли А.И. Брусиловский, О.И. Буторин, Ю.М. Галиева, И.А. Гуськова, В.В. Девликамов, Р.Н. Дияшев, И.Н. Евдокимов, Н.Ю. Елисеев, А.А. Злобин, В.А. Иктисанов, А.Х. Мирзаджанзаде, Н.Н. Непримеров, Г.В. Романов, З.И. Сюняев, Т.Н. Юсупова, G.A. Mansoori и другие.

Цель диссертационной работы – научное обоснование выявления залежей нефти с возможным структурным фазовым переходом в процессе разработки для предотвращения потерь извлекаемых запасов.

Для достижения указанной цели в ходе исследования решались следующие задачи:

1. Анализ распределения углеводородных скоплений в геологическом пространстве осадочных пород, термодинамических условий залегания и физико-химических свойств нефти. Выявление основных факторов, влияющих на фазовое состояние нефти в недрах. Изучение методов определения структурного фазового перехода в нефти.

2. Определение температуры структурного фазового перехода и изучение влияния геологической среды и состава нефти на структурный фазовый переход в процессе разработки нефтяного месторождения.

3. Систематизация и анализ физико-химических свойств нефти, высокомолекулярной составляющей, пластовой температуры для выявления залежей с возможными фазовыми переходами в процессе разработки.

4. Разработка рекомендаций по дополнению нормативных документов по проектированию разработки месторождений и подсчету запасов.

Научная новизна

1. В геологическом пространстве осадочных пород выделена геологическая среда с температурными условиями, которые сдерживают структурный фазовый переход в залежах нефти с концентрацией высокомолекулярных соединений не менее 20 % масс. Выделено 354 залежи, приуроченные к данной геологической среде, в которых возможен структурный фазовый переход в результате достижения равенства температур геологической среды и структурного фазового перехода в процессе разработки.

2. Установлено, что в процессе разработки башкирского яруса Аксубаево-Мокшинского месторождения повышение суммарной концентрации высокомолекулярных компонентов нефти в три раза приводит к увеличению температуры структурного фазового перехода на 2 °C.

Теоретическая значимость работы

1. Для Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на примере анализа недр Республики Татарстан в геологическом пространстве осадочных пород выделена геологическая среда с температурными условиями, которые сдерживают структурный фазовый переход в залежах нефти с концентрацией высокомолекулярных составляющих не менее 20 % масс. В залежах с вязкостью нефти в пластовых условиях не менее 25 мПа·с, с концентрацией высокомолекулярных соединений 20% масс., приуроченных к этой геологической среде, возможен структурный фазовый переход в результате достижения равенства температур геологической среды и структурного фазового перехода.

2. Разработана классификация нефти месторождений Республики Татарстан по проявлению структурного фазового перехода в пластовых условиях.

Практическая значимость работы

1. На основании экспериментального определения концентрации высокомолекулярной составляющей нефти и реологических исследований показано определение температуры структурного фазового перехода. Результаты определения температуры структурного фазового перехода предложено использовать для выявления залежей и объектов, подверженных структурному фазовому переходу в процессе разработки.

2. Выявлены 354 залежи, которые подвержены структурному фазовому переходу в процессе разработки. Рекомендовано проведение исследовательских работ для определения температуры структурного фазового перехода, физико-химических свойств нефти, пластовой температуры, использование недропользователями полученных результатов для внедрения изотермического заводнения с сохранением температуры пластовой воды (внутрискважинная и межскважинная перекачка) и для организации закачки подогретых вытесняющих агентов.

3. Дана рекомендация по внесению в нормативные документы по подсчету запасов и проектированию разработки углеводородного сырья параметра «температура структурного фазового перехода» в список параметров для обязательного определения в процессе геологоразведочных работ.

Методы исследования

Поставленные задачи решались с помощью методов, основанных на положениях статистики, системного анализа, обобщения результатов теоретических исследований по геологии, химии нефти и разработки нефтяных месторождений. Для проведения реологических исследований автором использовался ротационный вискозиметр Rheotest RN4.1, для определения содержания асфальтенов, смол и парафинов применен метод избирательной экстракции растворителями в аппаратах Сокслета. Для оценки потерь извлекаемых

запасов использовался метод, основанный на зависимости коэффициента извлечения нефти (КИН) от вязкости нефти.

Основные защищаемые положения

1. Изменения структурно-механических свойств нефти, произошедшие в геологическом пространстве осадочных пород на этапе формирования залежей и происходящие в результате техногенного воздействия при разработке. Геологическая среда, где эти процессы могут происходить. Причины, сдерживающие эти изменения.

2. Увеличение концентрации высокомолекулярных компонентов нефти в процессе разработки происходит за счет опережающего извлечения легких фракций, что способствует росту температуры структурного фазового перехода.

3. Залежи нефти, подверженные структурному фазовому переходу в процессе разработки, возможные потери извлекаемых запасов нефти.

4. Необходимость учета температуры структурного фазового перехода при проектировании технологических схем разработки.

Достоверность результатов

Достоверность полученных результатов обеспечивается применением стандартных методик лабораторных исследований, объемом проведенных экспериментов, сопоставлением теоретических и полученных экспериментально результатов.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Указанная область исследований соответствует паспорту специальности 2.8.4 – Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (технические науки), а именно пунктам:

1. Промыслово-геологическое (горно-геологическое) строение залежей и месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа, пластовых резервуаров и свойства насыщающих их флюидов с целью разработки научных основ геолого-информационного обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа.

2. Геолого-физические и физико-химические процессы, протекающие в пластовых резервуарах и окружающей геологической среде при извлечении из недр нефти и газа известными и создаваемыми вновь технологиями, и техническими средствами для создания научных основ эффективных систем разработки месторождений углеводородов и функционирования подземных хранилищ газа.

Апробация работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на Молодежной научно-практической конференции института «ТатНИПИнефть» (г. Бугульма, 2016), Международной научно-практической конференции, приуроченной к 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (г. Альметьевск, 2016), Международной научно-практической конференции «Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений», посвященной 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина в рамках Татарстанского нефтегазохимического форума, и XXIII Международной специализированной выставке «Нефть, газ. Нефтехимия» (г. Казань, 2016).

Публикации

Основные положения диссертационной работы отражены в 7 публикациях, в т.ч. в 2 статьях из списка научных журналов, рекомендованных Высшей аттестационной комиссией (ВАК) при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации.

Личный вклад автора

В работах в соавторстве с коллегами автору принадлежит участие в постановке, планировании и решении задач, сборе информации, непосредственное выполнение аналитических и лабораторных исследований, анализ результатов экспериментов, получение научных выводов и разработка практических рекомендаций.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, трех глав, заключения, списка литературы из 100 наименований и 6 приложений. Материал диссертации изложен на 188 страницах машинописного текста, содержит 18 таблиц и 48 рисунков.

Благодарность

Автор выражает искреннюю благодарность за оказанную помощь при работе над диссертацией, квалифицированные советы и консультации научному руководителю д.т.н. В.М. Хусаинову; за полезные советы и вопросы – д.т.н. И.М. Бакирову; за ценные рекомендации в проведении исследований и расчетов – д.т.н. В.А. Иктисанову и д.т.н. И.Н. Хакимзянову, а также сотрудникам института к.т.н. О.С. Сотникову, к.т.н. И.И. Амерханову, А.А. Гибадуллину за квалифицированную помощь при выполнении работы.

1 ГЕОЛОГИЯ, НЕФТЕНОСНОСТЬ НЕДР РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН.

СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЕ В НЕФТИ

1.1 Обзор геологического строения, нефтеносности, физико-химических свойств углеводородов и термобарических условий их залегания в осадочной толще недр Республики Татарстан

Геологическая пордообразующая минерально-органическая система является открытой, обменивающейся энергией и веществами с окружающей средой. В геологическом времени в различных пространственных и временных масштабах при изменении параметров внешней среды эта система по законам своего внутреннего времени проходит ряд фазовых преобразований с переходом на отдельных этапах через флюктуации в качественно новые состояния [1].

В данной работе используется понятие «геологическая среда», впервые введено Е.М. Сергеевым, под которой понимается «верхняя часть литосферы, которая рассматривается как многокомпонентная динамичная система, находящаяся под воздействием инженерно-хозяйственной деятельности человека и, в свою очередь, в известной степени определяющая эту деятельность». Понятие геологической среды по-разному трактуется у различных авторов в зависимости от направлений их исследований. В одном случае – это сложный объект природы, объективно существующий независимо от человека и его деятельности. Геологическая среда – это окружающие нас геологические условия. Она возникает и меняется во взаимодействии с атмосферой, гидросферой, биосферой и внутренними сферами Земли [2]. Здесь геологическая среда привязывается к определенной территории, и она взаимодействует с внешними природными силами, постоянно изменяя свое термодинамическое состояние. В другом случае под геологической средой понимается часть литосферы, включающая горные породы, почвы, флюиды, подвергающиеся воздействию человека [3]. Геологическая среда — это подсистема гидролитосферы и биосферы.

В геологическом отношении территория, на которой размещается Республика Татарстан, представляет сложный геологический макроузел,

сформировавшийся на различных этапах своей эволюции. В процессе геологического развития, начиная со среднедевонского и завершая позднепермским временем, здесь формировался участок древнего осадочного бассейна, который являлся частью обширного Волжско-Камского палеобассейна. Тектонический режим развития древнего бассейна седиментации отличался широким разнообразием как во времени, так и в пространстве [4].

Территория Республики Татарстан включает четыре крупных тектонических элемента Волго-Уральской провинции: Южно-Татарский и Северо-Татарский своды, Мелекесскую впадину и Казанско-Кажимский авлакоген (Рисунок 1 [5]).

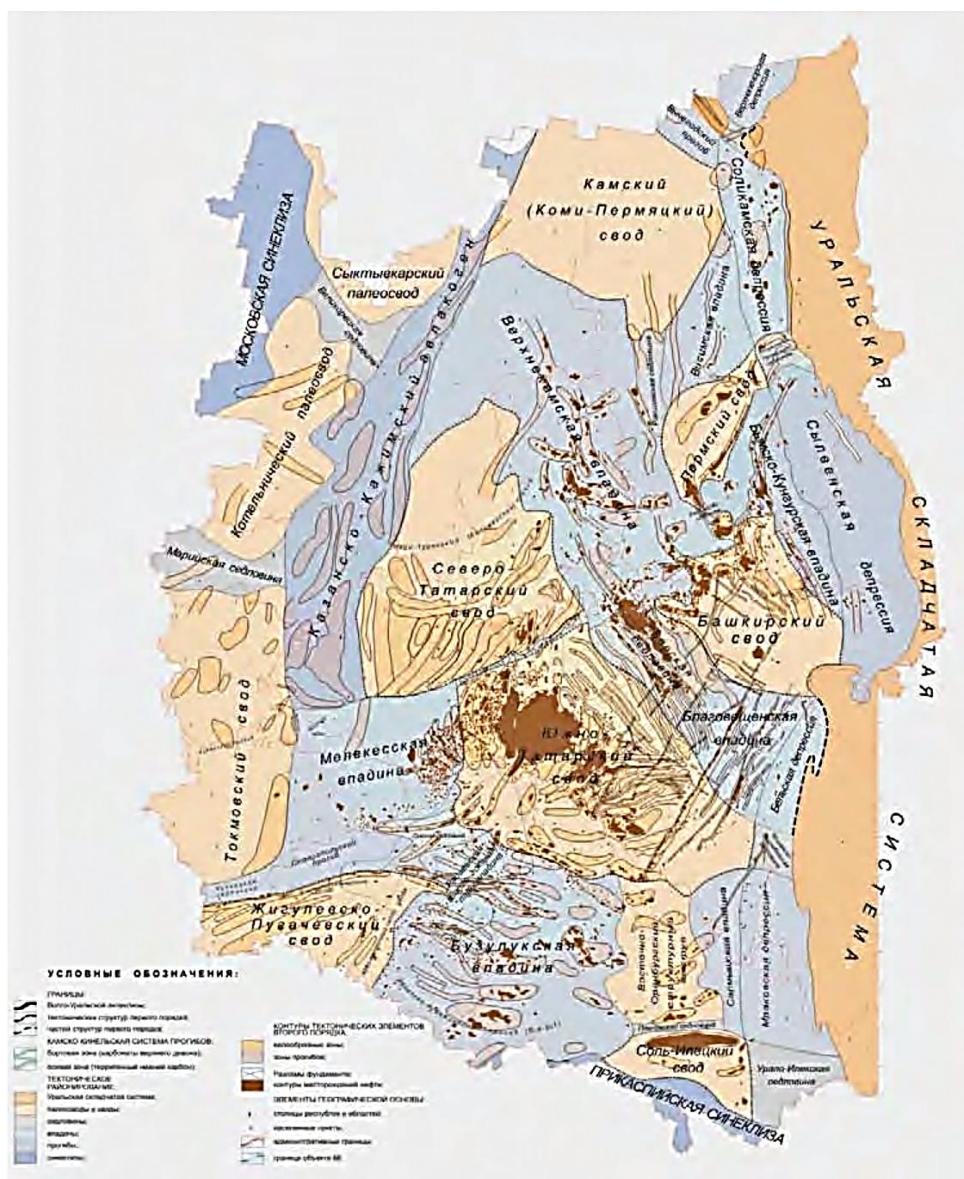


Рисунок 1 – Обзорная карта Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Исследованием различных этапов геологического развития территории Республики Татарстан занимались в свое время И.М. Акишев, Н.Г. Абдуллин, Л.З. Аминов, Э.З. Бадамшин, Е.Д. Войтович, А.А. Губайдуллин, С.Н. Мельников, Р.Х. Муслимов, В.Н. Напалков, И.А. Ларочкина, С.А. Султанов, Э.И. Сулейманов, В.И. Троепольский, С.С. Эллерн, Н.Ш. Хайретдинов, Р.С. Хисамов и другие.

Особенности палеотектонического развития территории Республики Татарстан предопределили современные геологические условия для формирования месторождений углеводородов. Принципиальными отличиями характеризовались тектонические режимы восточного и западного Татарстана. Неустойчивая обстановка осадконакопления осадочной толщи отложений на западе Республики Татарстан, многократные подъемы и широко протекавшие процессы денудации самым неблагоприятным образом отразились на характере и особенностях пространственного развития коллекторов, флюидоупоров и ловушек в продуктивных горизонтах и перспективах его нефтеносности.

Палеотектонические условия развития восточной части Республики Татарстан кардинально отличались от западной. Устойчивый режим нисходящих движений, доминировавший вплоть до позднепермско-мезозайского этапа тектогенеза, создал здесь все условия осадконакопления, благоприятные для формирования многочисленных ловушек в разрезе осадочной толщи отложений [5, 6].

Геологический разрез территории Татарстана сложен девонскими, каменноугольными и пермскими отложениями общей толщиной 1700-2100 м.

Запасы нефти выявлены на землях восточного Татарстана и залегают на глубинах от 600 до 2000 м, отложения битумов установлены практически на всех площадях Закамья и залегают на глубинах от дневной поверхности до 600 м (Рисунок 2 [5]). Каждый нефтеносный комплекс в определенной степени отличается особенностями распределения залежей и свойствами нефти [5].

Природное состояние любого скопления углеводородов в геологической шкале времени неустойчиво. Оно зависит от совокупности термодинамических параметров, таких как давление, температура, объем, вязкость [1]. Изменение

какого-либо из параметров обязательно приводит к изменению других параметров [7].

В работе используется понятие «неподвижная нефть» для промысловой характеристики состояния нефти в пластовых условиях. Под неподвижной нефтью понимается нефть, состояние в пласте (вязкость в пластовых условиях) которой оказывает влияние на выбор способа воздействия для ее извлечения. Для неподвижной нефти применяют тепловые методы разработки.

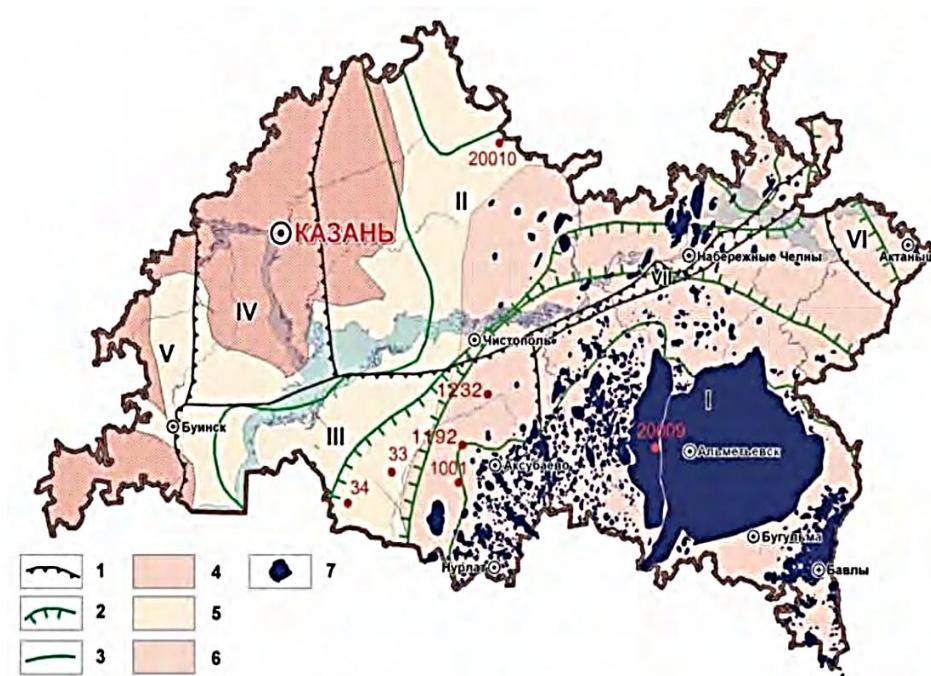


Рисунок 2 – Карта нефтегазоносности Республики Татарстан

Красным показаны параметрические скважины, пробуренные на кристаллический фундамент. 1 – границы тектонических структур первого порядка: I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Мелекесская впадина, IV – Казанская седловина, V – Токмовский свод, VI – Бирская седловина, VII – Сарайлинская седловина; границы Камско-Кинельской системы прогибов: 2 – осевой, 3 – внутренний прибрежной; земли: 4 – опоискованные, высокоперспективные, 5 – недостаточно опоискованные, высокоперспективные, 6 – слабоизученные; 7 – месторождения нефти

Нефтяные залежи как геологические объекты характеризуются определенными термобарическими параметрами, которые зависят от глубины залегания продуктивного пласта (Таблица 1).

Девонский терригенный комплекс принят в объеме: подошва эйфельских – кровля кыновско-саргаевских отложений включительно. В пределах комплекса установлено около 20 % всех выявленных залежей нефти Республики Татарстан. Наиболее крупные расположены в пределах Южно-Татарского свода (Ромашкинская, Ново-Елховская) и в зонах межблоковых дислокаций (юго-восточные склоны Северо-Татарского и Южно-Татарского сводов). На западном и северном склонах Южно-Татарского и Северо-Татарского сводов размеры залежей незначительные.

Таблица 1 – Термобарические условия залежей нефти осадочной толщи южного купола Татарского свода

Геологическая система		Температура пласта, °C	Пластовое давление, МПа	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Промысловая характеристика состояния подвижности нефти в пластовых условиях
Пермская		8-10	0,4-0,8	1014 - 52752	неподвижная
Каменноугольная	верхний отдел	22-23	8,0-9,0	17 - 401	подвижная
	нижний отдел	25	9,0-11,0	5 - 369	подвижная
Девонская		33-39	16,0-17,5	1 - 38	подвижная

Пластовое давление в залежах изменяется от 16,0 до 20,0 МПа. Максимальные значения отмечены в залежах юго-восточного склона Южно-Татарского свода (Тат-Кандызская – 20,1 МПа) и на восточном борту Мелекесской впадины (Нурлатская – 19,7 МПа). В сводовых частях пластовое давление в залежах равно соответственно 17,5 и 16,0 МПа. Температура в пластах колеблется в незначительном диапазоне и изменяется от 30 до 40°C. Физико-химические свойства нефти отложений терригенного девона изучены детально и характеризуются небольшими значениями вязкости (2,5–7,1 мПа·с), невысокой концентрацией смол (9,57 %) и асфальтенов (3,68 %). По концентрации парафинов (2,83 %) нефть терригенных отложений девона относится к парафинистым. По концентрации серы к сернистым (1,3–3 %) [5].

К карбонатным отложениям девона и нижнего карбона приурочено 4 % от всего количества выявленных залежей нефти. Продуктивные горизонты второго нефтегазоносного комплекса – данково-лебедянский, заволжский, а также турнейский ярус. Пластовое давление находится в соответствии с глубиной залегания нефти и составляет на сводовой части Южно-Татарского свода 9,4 МПа, на его западном склоне – 10,1-11,0 МПа, в Мелекесской впадине – 11,5-11,8 МПа. Температура пласта – 20-30 °С. На юго-восточном склоне Южно-Татарского свода она составляет 20 °С, на его сводовой части и западном склоне – 25 °С, на юго-восточном склоне Северо-Татарского свода и в Мелекесской впадине – 25-30 °С. Вязкость нефти в пластовых условиях данных продуктивных отложений колеблется от 5,1 до 32,59 мПа·с. Плотность нефти в пластовых условиях от 879 до 896 кг/м³, в стандартных условиях – от 900 до 904 кг/м³. Концентрация в нефти серы от 2,91 до 3,20 %, асфальтенов – 5,6 %, смол – 12,0 %, парафинов – 2,63 %.

В составе третьего визейского терригенного нефтегазоносного комплекса находятся радаевский, бобриковский и тульский горизонты. Здесь выявлено около 37 % от общего количества залежей нефти. Пластовое давление в залежах бобриковско-тульских отложений равно 9,6-12,0 МПа. Температура пласта изменяется в пределах 20-30 °С. На сводовой части, юго-восточном и северном склонах Южно-Татарского свода она равна 20-25 °С, постепенно повышаясь в сторону Мелекесской впадины до 27-30 °С. Среднее значение вязкости нефти в пластовых условиях данных продуктивных отложений – 29,50 мПа·с. Среднее значение плотности нефти в пластовых условиях – 876 кг/м³, в стандартных условиях – 908 кг/м³. Средняя концентрация в нефти серы – 3,40 %, асфальтенов – 5,3 %, парафинов – 2,5 %, смол – 12,4 %.

В четвертый нефтегазоносный комплекс входят алексинские, намюр-серпуховские и башкирские карбонатные отложения. Пластовое давление – 6,0-8,0 МПа. Температура пласта – 15-20 °С. Вязкость нефти в пластовых условиях данных продуктивных отложений колеблется от 45 до 51 мПа·с. Плотность нефти в пластовых условиях – 878-879 кг/м³, в стандартных условиях – 903-907 кг/м³.

Концентрация в нефти серы – 3,2-4,1 %, асфальтенов в среднем 5,9 %, смол – 13,4 %, парафинов – 3,0 %.

Продуктивные отложения верейского горизонта относятся к пятому нефтегазоносному комплексу. Нефть этого комплекса относится к тяжелой высокосернистой и высоковязкой. Вязкость нефти в пластовых условиях данных продуктивных отложений в среднем составляет 41,6 мПа·с. Плотность нефти в пластовых условиях – 876 кг/м³, в стандартных условиях – 905 кг/м³. Концентрация в нефти серы – 3,02–4,77 %, асфальтенов в среднем 5,2 %, смол – 14,43 %, парафинов – 1,41 %.

Шестой нефтегазоносный комплекс – это каширско-гжельские карбонатные отложения. Каширские отложения повсеместно на восточном борту Мелекесской впадины. Подольский горизонт нефтеносен на восточном борту Мелекесской впадины. Плотность нефти в стандартных условиях колеблется от 900 до 930 кг/м³. Концентрация в нефти серы – 1,65–3,99 %, асфальтенов в среднем 6,5 %, смол – 13,3 %, парафинов – 1,5 % [5].

Нефть каменноугольных отложений Республики Татарстан значительно тяжелее нефти терригенного девона. Утяжеление сопровождается повышением вязкости и увеличением концентрации асфальтенов и смол, снижением содержания парафина и легких фракций. Концентрация серы почти в два раза больше по сравнению с нефтью отложений терригенного девона [5, 7].

Седьмой, восьмой, девятый и десятый комплексы – битумоносные (Рисунок 3 [5]). Верхняя часть осадочной толщи, начиная с верхнего карбона по верхнеказанские отложения включительно, содержит массовые скопления природных битумов, которые представляют собой сильно окисленную, сверхвысоковязкую (600–1000000 мПа·с) нефть с высокой суммарной концентрацией смол и асфальтенов (20,4 %) в среднем парафина 1 %, серы – 3,7-7,2 %, практически не содержащую легких фракций. Для пермских отложений средняя пластовая температура – 8 °C, пластовое давление – 0,8 МПа [5].

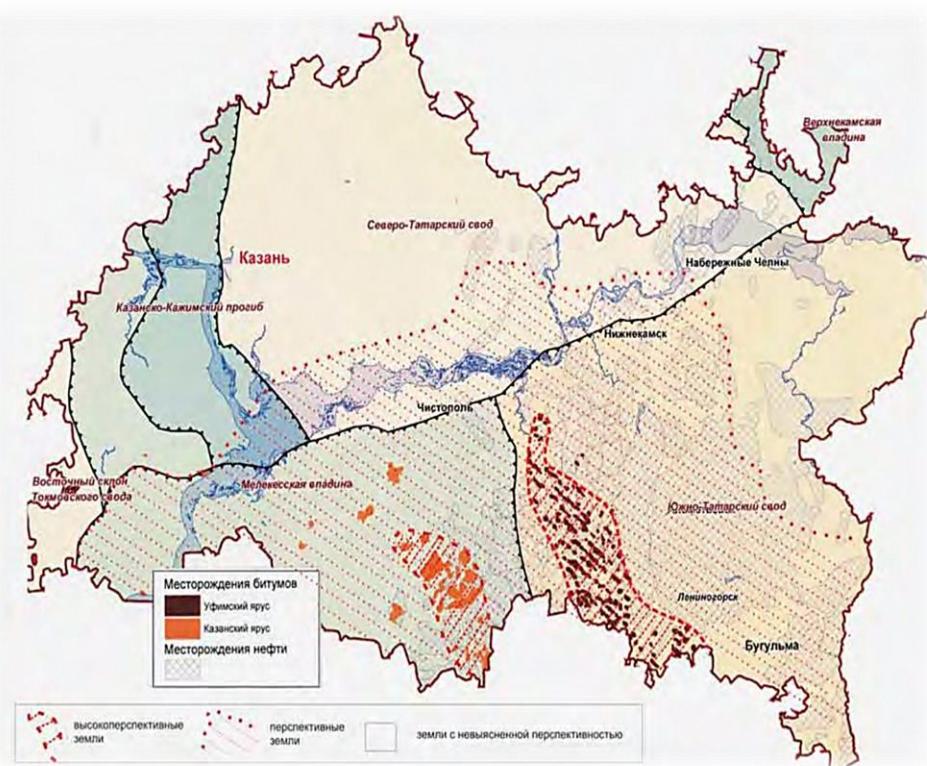


Рисунок 3 – Карта перспектив битумоносности Республики Татарстан

С изменением глубины залегания меняется и вязкость нефти. Из Таблицы 2 видно, что чем выше термобарические параметры, тем ниже вязкость.

Сравнение средних данных по физическим свойствам и химическому составу нефти основных продуктивных горизонтов Республики Татарстан указывает на существование определенной направленности в их изменении по разрезу. От девона к карбону и перми происходит увеличение плотности нефти и повышение концентрации в ней серы, смол, асфальтенов и уменьшение светлых фракций.

Групповой углеводородный состав нефти Республики Татарстан является однотипным. По преобладающему классу углеводородов она относится к метаново-нафтеновой нефти. Изменения нефти по разрезу связаны с уменьшением содержания легких (метановых) компонентов и увеличением доли ароматических и нафтеновых соединений.

Наиболее легкая нефть в продуктивных горизонтах муллинско-пашийско-тиманского комплекса сосредоточена в залежах юго-восточного склона Южно-Татарского свода (Бавлинское месторождение – $844 \text{ кг}/\text{м}^3$). Увеличение плотности происходит в западном и северо-западном направлениях: на Ново-Елховском

месторождении она возрастает до 865 кг/м³, на западном и северном склонах Южно-Татарского свода – до 875 кг/м³, еще более тяжелая нефть на восточном борту Мелекесской впадины и Северо-Татарском своде – до 877 кг/м³.

Вязкость нефти повышается по разрезу снизу вверх – от девонской к среднекаменноугольной нефти, а территориально – с юго-востока на северо-запад по каждому регионально нефтеносному горизонту. Вязкость нефти терригенного девона изменяется следующим образом: маловязкая нефть – до 5 мПа·с на месторождениях юго-восточного склона Южно-Татарского свода с постепенным изменением до вязкой на восточном борту Мелекесской впадины и юго-восточном склоне Северо-Татарского свода.

Наиболее легкая нефть в карбонатных коллекторах турнейского яруса выявлена в залежах южного и юго-восточного склонов Южно-Татарского свода. К юго-восточному склону Северо-Татарского свода и восточному борту Мелекесской впадины происходит утяжеление нефти – от 904 кг/м³ (Контузлинское месторождение) до 947 кг/м³ (Аксубаево-Мокшинское месторождение).

В терригенных коллекторах алексинского нефтегазоносного комплекса наиболее легкая нефть установлена на месторождениях южного и юго-восточного склонов Южно-Татарского свода, где ее плотность составляет 873 кг/м³. Тенденция к утяжелению нефти наблюдается в северо-западном направлении к восточному борту Мелекесской впадины и юго-восточному склону Северо-Татарского свода, где ее плотность достигает 920–949 кг/м³.

Вязкость нефти в пластовых условиях аналогичным образом повышается на северо-запад от месторождений южного и юго-восточного склонов Южно-Татарского свода [5].

Нефть пермской системы отнесена к классу тяжелой по плотности и сверхвязкой. Плотность изменяется в пределах от 958 до 981 кг/м³. Вязкость варьирует в широких пределах: вязкость нефти шешминского горизонта изменяется в пределах от 350 до 145000 мПа·с, вязкость нефти серии «ядреный камень» камышлинского и барбашинского горизонтов изменяется от 12820 до 636726 мПа·с [10 -16].

Изменения физико-химических характеристик нефти по разрезу показывают, что от девонской к каменноугольной и пермской нефти происходит увеличение плотности, вязкости, повышение концентрации в ней высокомолекулярной составляющей.

В тектоническом плане изменения происходят с юга, юго-востока на северо-запад: от юго-восточного склона Южно-Татарского свода в направлении к Мелекесской впадине. Изменения, которые претерпевают геохимические характеристики и физико-химические свойства нефти по разрезу и территориально, обусловлены качеством и надежностью флюидоупоров [4]. Качественными характеристиками, определяющими изолирующие свойства флюидоупоров, являются неоднородность, пространственная выдержанность и литологический состав. Возрастание степени неоднородности влечет за собой снижение качества покрышки. Степень неоднородности покрышки возрастает с увеличением в ее составе проницаемых пропластков. Минимальной степенью неоднородности обладает тиманско-саргаевский флюидоупор, высокая степень неоднородности у тульско-окского флюидоупора.

По масштабу участия флюидоупоров в экранировании залежей нефти в нефтегазоносных комплексах на территории Республики Татарстан по комплексу признаков к категории региональной относится только одна покрышка – тиманско-саргаевская; тульско-окская и верейская отвечают характеристикам зональных; все остальные – локальные [4]. По литологическому составу флюидоупорами могут быть различные породы. Наиболее высокими изолирующими качествами в геологическом разрезе на территории Республики Татарстан обладают глины. Повышение карбонатности в их составе увеличивает хрупкость пород, способствуя образованию трещиноватости, что ведет к снижению качества флюидоупора.

Различия физико-химических свойств нефти многопластовых месторождений зависят от геологических условий залегания и обусловлены различными условиями их сохранности [4]. Свойства нефти могут меняться в пределах площади одного месторождения. Причины изменения свойств нефти по площади месторождения в геологических и структурных особенностях строения

залежи, химических, бактериологических, физико-химических процессах, происходящих в пласте [5, 6].

Согласно исследователям [11], высокая вязкость нефти в пермских отложениях обусловлена повышенной концентраций асфальтенов и смол, низким содержанием легких углеводородов. Однако проведенные автором исследования позволяют уточнить и дополнить данное утверждение.

Физико-химическая характеристика нефти Республики Татарстан по разрезу отражена в Таблице 2 [10], в которой представлены средневзвешенные значения параметров.

Таблица 2 – Физико-химическая характеристика нефти и газа Республики Татарстан

Система	Отдел	Горизонт, ярус	Плотность, кг/м ³	Вязкость, мПа·с	Концентрация парафинов, % масс.	Концентрация смол и асфальтенов, % масс.
Пермь	средний	ядреный камень	962	12820	1,40	21,50
		барбашинский	962	274467	1,70	12,72
		камышлинский	981	213085	0,57	29,19
	нижний	шешминский	958	28479	1,80	29,29
		сакмаро-артинский	896	13,24	3,15	9,05
Карбон	средний	подольский	900	165,20	3,2	19,10
		каширский	919	117,09	3,29	24,70
		верейский	914	95,61	3,01	34,32
		башкирский	925	186,95	2,89	35,33
	нижний	серпуховский	910	44,36	4,69	21,99
		алексинский	901	27,92	3,41	19,01
		тульский	902	45,63	3,05	27,65
		бобриковский	898	59,20	3,36	26,74
		радаевский	925	86,75	1,90	17,90
		косыбинский (елховский)	882	20,54	1,03	7,33

		турнейский	904	46,66	3,18	30,55
Девон	верхний	доманиковые отложения	891	24,11	3,21	19,20
		тиманский (кыновский)	866	5,29	3,78	23,20
		пашийский	862	3,62	3,95	20,16
	средний	муллинский	858	3,36	4,51	16,93
		ардатовский (старооскольский)	850	3,20	4,32	17,07
		воробьевский	850	4,26	3,45	15,83

Анализ на основе сопоставления физико-химических свойств и состава нефти пермских и каменноугольных отложений был проведен в данном исследовании на примере Сотниковского, Архангельского и Чегодайского месторождений. Результаты (Рисунки 4–5) показывают, что вязкость пермской нефти значительно превышает вязкость нефти каменноугольных отложений как в пластовых, так и стандартных условиях. При этом вязкость нефти пермской системы в пластовых условиях выше, чем в стандартных, а для каменноугольной системы, наоборот.

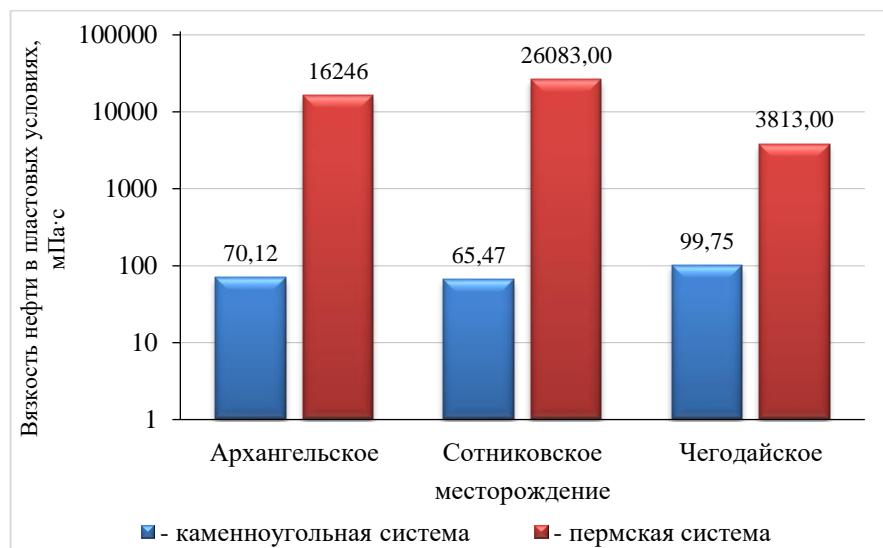


Рисунок 4 – Сопоставление вязкости нефти каменноугольных и пермских отложений Архангельского, Сотниковского и Чегодайского месторождений в пластовых условиях

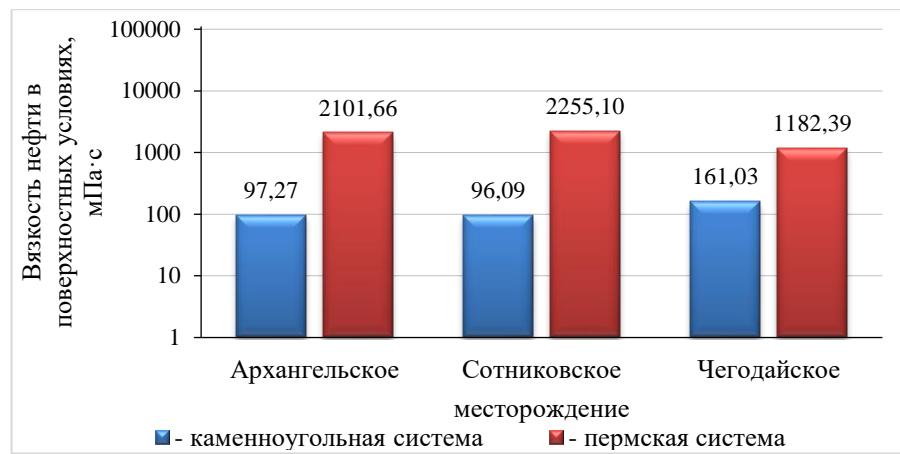


Рисунок 5 – Сопоставление вязкости нефти каменноугольных и пермских отложений Архангельского, Сотниковского и Чегодайского месторождений в стандартных условиях (20°C)

Такая картина объясняется соотношением пластовых и стандартных температур. Средняя пластовая температура пермских отложений – 8°C . Пластовая температура для верейского горизонта и башкирского яруса каменноугольных отложений – $20\text{--}23^{\circ}\text{C}$. Стандартным условиям соответствует температура 20°C . При стандартных условиях вязкость нефти пермской системы на порядок превышает вязкость нефти каменноугольной системы.

Сравнительный анализ концентраций высокомолекулярных компонентов нефти залежей рассматриваемых месторождений, приуроченных к каменноугольным и пермским отложениям, демонстрирует близость значений (Рисунки 6–8).

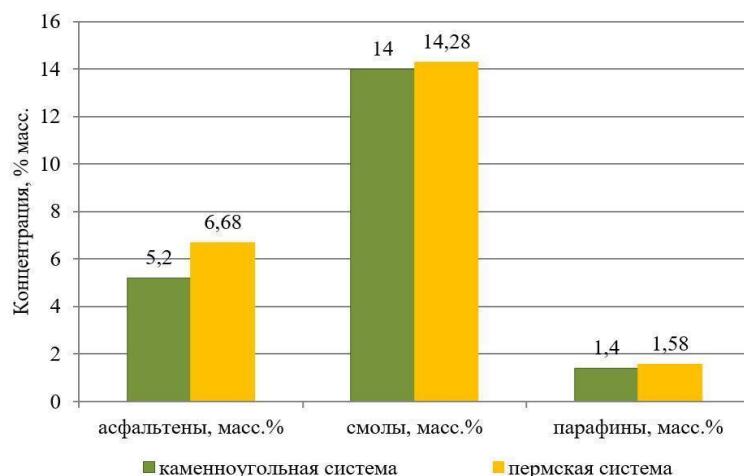


Рисунок 6 – Сопоставление концентраций высокомолекулярных компонентов нефти каменноугольных и пермских отложений Архангельского месторождения

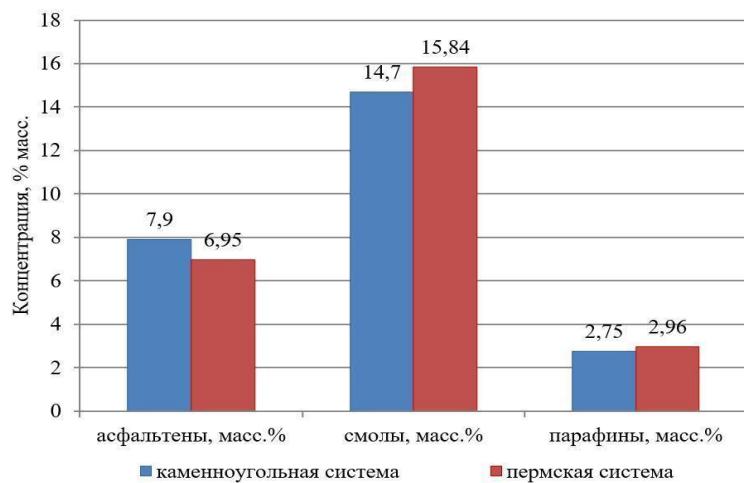


Рисунок 7 – Сопоставление концентраций высокомолекулярных компонентов нефти каменноугольных и пермских отложений Сотниковского месторождения

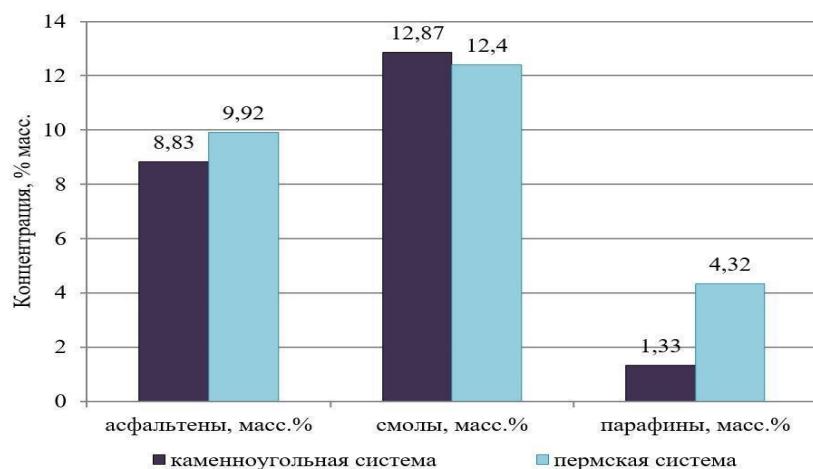


Рисунок 8 – Сопоставление концентраций высокомолекулярных компонентов нефти каменноугольных и пермских отложений Чегодайского месторождения

При практически одинаковой концентрации асфальтенов, смол и парафинов вязкость пермской нефти значительно превышает вязкость нефти каменноугольных отложений.

Эти факты позволяют сделать следующие выводы:

- фазовое состояние углеводородов пермских отложений характеризуется как неподвижное, обусловлено концентрацией высокомолекулярных компонентов нефти и температурой геологической среды. Неподвижное состояние нефти пермских отложений приобрели в процессе формирования залежей;
- сопоставимая концентрация высокомолекулярных соединений в нефти пермской и каменноугольной систем сигнализирует о том, что структурный

фазовый переход в нефти залежей, приуроченных к отложениям более раннего периода, сдерживается температурными условиями геологической среды.

1.2Изменение структурно-механических свойств нефти в результате фазового преобразования ее компонентов

Исследованию структурно-механических свойств нефти посвящены работы многих ученых. В работах А.Х. Мирзаджанзаде отмечено важное практическое значение исследования влияния структурно-механических свойств нефти на использование запасов залежей [17]. Изучение влияния структурно-механических свойств нефти на разработку месторождений рассмотрено в работах многих исследователей [18-21].

Изменения структурно-механических свойств нефти обусловлено изменением концентраций высокомолекулярных компонентов нефти в процессе разработки: асфальтены, смолы и парафины [17,18-27]. Эти вещества в нефти находятся в сильнодиспергированном состоянии, а при выделении их из нефти, при нормальных условиях обладают свойствами твердого тела [22].

Нефть относят к нефтяным дисперсным системам (НДС). НДС характеризуются наличием частиц дисперсной фазы, дисперсионной среды и межфазной границей раздела фаз [28]. Дисперсную фазу этой системы составляют высокомолекулярные компоненты, а дисперсионную среду – среднемолекулярные углеводороды с растворенными в ней газами (низкомолекулярными компонентами). Для нефтяных систем характерно наличие дисперсной фазы, причинами образования которой являются межмолекулярные связи и фазовые превращения [26].

Проблема описания фазовых превращений давно привлекает внимание исследователей, работающих в различных областях науки: физике, термодинамике, нелинейной механике. Несмотря на различие в подходах и методах, все существующие исследования объединяет представление о том, что фазовые

переходы непосредственно связаны с процессом изменения структуры вещества и характера взаимодействия на микроуровне [29].

Фазовым переходом, или фазовым превращением, называют переход вещества из одной термодинамической фазы в другую при изменении внешних условий, под которыми могут рассматриваться изменения температуры, давления или концентрации одной, или нескольких компонент рассматриваемой системы. Фазовый переход происходит, когда система пересекает границу, разделяющую области двух фаз на фазовой диаграмме, и, поскольку разные термодинамические фазы могут описываться различными уравнениями состояния, всегда можно найти физическую величину, которая будет скачкообразно меняться при фазовом переходе [30].

У нефти наблюдаются аномалии вязкости, обусловленные образованием в жидкости структур из высокомолекулярных компонентов в результате изменения фазового состояния дисперсной составляющей нефти [31]. Фазовые превращения в нефти в значительной степени определяют физические явления, присущие процессам разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа [32,33].

Изучение нефти с позиции дисперсных систем, объединяющих одновременно в одном объеме сусpenзии (твeрдая фаза – нефть), жидкые эмульсии (вода – нефть), газовые сусpenзии (газ – нефть) и многие другие формы их существования проявлено во многих исследовательских работах [32]. З.И. Сюняевым была предложена теория сложной структурной единицы, которая представлена в большинстве случаев надмолекулярными структурами высокомолекулярных компонентов нефти – парафиновых углеводородов и асфальтенов. З.И. Сюняевым установлено, что каждая группа высокомолекулярных соединений образует свой тип надмолекулярных структур (асфальтевые ассоциаты или парафиновые кристаллиты), которые в процессе добычи и переработки могут претерпевать ряд характерных фазовых переходов, осложняющих процесс добычи и переработки нефти [34].

Современными исследованиями в области нефтехимии и геохимии установлена взаимосвязь «структура дисперсной фазы – физико – химические и технологические свойства нефтяных систем» [35,36]

В Таблице 3 и на Рисунке 9 представлены известные и хорошо определенные точки фазовых переходов в нефтяных системах [36].

Для нефти месторождений Республики Татарстан характерны фазовые переходы, обусловленные изменением структурно-механических свойств в результате изменения фазового состояния высокомолекулярных компонентов нефти.

Таблица 3 – Известные и определенные точки фазовых переходов в нефти

№	Точка фазового перехода	Вовлеченные фазы	Вовлеченные компоненты	Основные параметры	Индикатор
1	Критическая точка росы	пар - жидкость	углеводороды	давление, температура	визуальное наблюдение
2	Точка росы	пар - жидкость	углеводороды	давление, температура	визуальное наблюдение
3	Точка кипения	пар - жидкость	углеводороды	давление, температура	визуальное наблюдение
4	Точка помутнения	жидкость - твердая фаза	парафиновые углеводороды	температура	вязкость и др.
5	Статическая точка текучести	жидкость - твердая фаза	парафиновые углеводороды	температура, вязкость	вязкость, скорость
6	Динамическая точка текучести	жидкость - твердая фаза	парафиновые углеводороды	температура	визуальное наблюдение, вязкость
7	Точка начала асфальтеновой флокуляции	жидкость - твердая фаза	асфальтены	парафины, давление	межповерхностное натяжение нефть-вода
8	Точка начала образования объемных частиц	жидкость - жидкость	асфальтены, смолы	парафины, давление	вязкость
9	Точка начала выпадения асфальтенов	жидкость - твердая фаза	асфальтены, смолы	парафины, давление	визуальное наблюдение, микроскопия
10	Критическая концентрация наноагрегирования асфальтенов	жидкость - жидкость	асфальтены	ароматика	вязкость, поверхностное натяжение
11	Критическая концентрация кластеризации асфальтеновых наноагрегатов	жидкость - жидкость	асфальтеновые мицеллы	ароматика	вязкость, поверхностное натяжение

Фазовые переходы в технологических процессах добычи нефти связаны в основном с изменением агрегатного состояния нефтяных парафинов при изменении температурных условий [37]. На Рисунке 9 точки фазовых переходов, связанные с изменением структуры высокомолекулярных углеводородов, находятся на одной линии давления, т.е. процесс изобарный. Основным фактором, оказывающим влияние на фазовое состояние компонентов нефти, является температура.

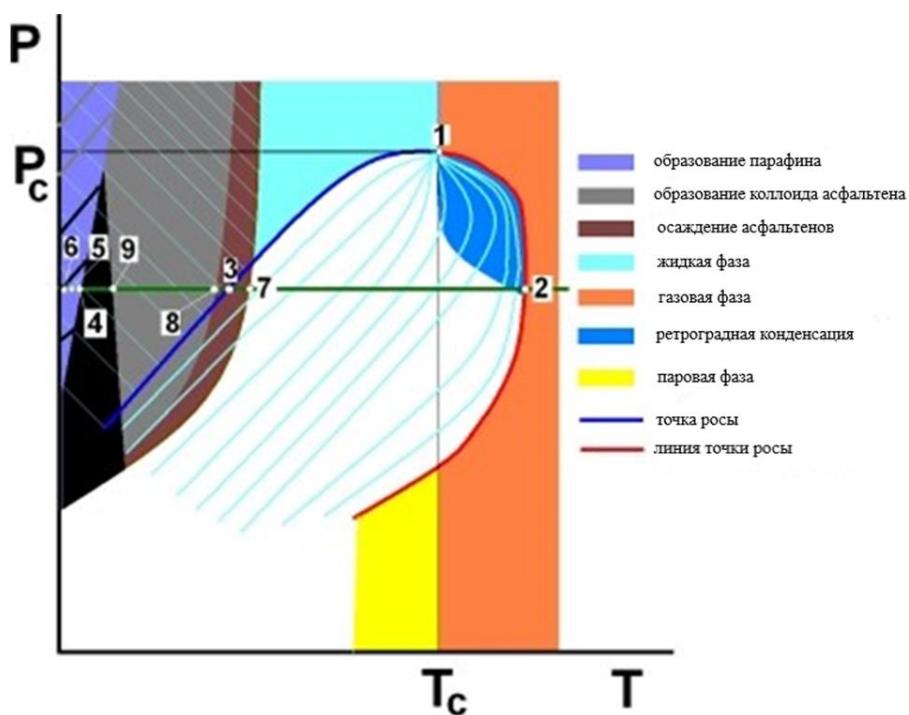


Рисунок 9 – РТ-диаграмма нефтяной системы, которая может испытывать различные фазовые переходы. Точки 1–9 соответствуют точкам фазового перехода 1–9 в Таблице 3

При определенных термодинамических условиях парафин может выпасть непосредственно в порах, резко снижая или даже полностью прекращая его нефтеотдачу [34, 38-47]. При исследовании нефти понятие «твердые парафины» применяют для наименования твердой фазы, выделяющейся из нефти при снижении температуры [1]. С понижением температуры молекула парафина, которая имеет сложную конфигурацию и пространственное строение, «распрямляется». Это сопровождается образованием пространственной структуры, разрушающейся из-за теплового движения, но тут же восстанавливается. С

понижением температуры структура становится все более устойчивой. Последующее развитие этого процесса приведет к образованию твердой фазы – кристаллизации парафина в нефти [47]. Для описания процесса начала кристаллизации парафиновых углеводородов в нефти используется термин «температура насыщения нефти парафином», определение которому дано в ОСТ 39.034-76 как максимальной температуры, при которой в процессе изобарического охлаждения нефть из однофазного состояния переходит в двухфазное при термодинамическом равновесии, то есть в нефти появляются первые кристаллы парафина [1].

Однако процессы выпадения парафинов могут проявлять себя не только в скважине и трубопроводе, но и непосредственно в нефтяном пласте, например, при закачке больших объёмов охлажденной воды или технологической жидкости. В этом случае в пласте будут выпадать парафины, которые приведут к снижению фазовой проницаемости по нефти и в итоге к снижению продуктивности скважин [47].

Асфальтено-смолистые компоненты оказывают значительное влияние на процессы кристаллизации, ассоциацию и коагуляцию твердых высокомолекулярных парафинов при охлаждении нефти ниже температуры насыщения парафином. Повышенное содержание этих компонентов предопределяет высокую дисперсность формирующихся кристаллических образований из парафинов и ослабляет их ассоциацию, выпадение из нефти и осадкообразование.

Нефть, содержащая асфальтено-смолистые вещества, обладает аномально вязкостными свойствами, которые усиливаются при охлаждении нефти не только из-за ослабления броуновского движения в жидкости, но и с появлением новой, твердой фазы – кристаллов парафина [7]. По мнению И.М. Амерханова, существует связь между температурой насыщения парафином и массовой концентрацией асфальтено-смолистых веществ и парафина в нефти: с ростом массового содержания асфальтенов до 5-6 % температура насыщения нефти парафином снижается от 32-37 до 20-22 °C [48].

В работах Л.И. Кильдибековой и В.С. Орлова показано, что неучет вязко-пластичных свойств нефти, обусловленных неньютоновскими свойствами, при проектировании разработки приводит к существенному завышению добычи нефти и нефтеотдачи [49, 50].

Структурообразование в пластовой нефти возможно и при температуре, когда парафины находятся в растворенном состоянии. Причина этого – взаимодействие ассоциатов асфальтенов [50]. Фазовые переходы в нефти, связанные с формированием различных уровней асфальтеновых структур, обусловлены изменением температуры и состава нефти [51]. Такие структуры образуются в нефти даже при температурах выше температуры насыщения нефти парафинами [36].

Некоторые исследователи [52-54] свидетельствуют об обратимых фазовых переходах и возможности их регулирования в нефтяной системе путем изменения концентрации асфальтенов, температуры и растворяющей способности дисперсионной среды.

В данном исследовании рассматривается структурный фазовый переход представляющий собой качественное изменение структурно-механических свойств нефти в результате изменения температурных условий геологической среды.

1.3 Методы исследования фазовых переходов в нефти

С открытием месторождения нефти или газа появляется потребность в исходных данных для проектирования рентабельной разработки и обустройства. Исследование свойств пластовых флюидов играет ключевую роль в проектировании и оптимизации работы скважин и наземного добывающего оборудования для эффективного управления разработкой месторождения. Анализ флюидов составляет существенную часть процесса, используемого для описания характеристик продуктивного пласта, определения насыщенности порового

пространства и принятия решения о параметрах его эксплуатации. Исходные данные для проектирования должны быть качественными, ошибки в их определении могут привести к серьезным негативным последствиям.

Характеристики продуктивного пласта и насыщающих флюидов являются основой для проектирования систем разработки залежи и сбора добываемой продукции. В процессе добычи происходит снижение термобарических условий от пластовых значений до значений в системе сбора, отличающиеся на порядок. Такие вариации могут вызвать изменения физического состояния флюидов, осложняющие процесс добычи. Причиной таких осложнений может стать структурный фазовый переход, приводящий нефть в неподвижное состояние. Возможность такого перехода в процессе разработки нефтяной залежи и группирование залежей по возможному проявлению структурного фазового перехода с целью предупреждения потери извлекаемых запасов по причине повышения вязкости нефти в пласте, является основной задачей данного исследования.

Как было отмечено выше, структурные фазовые переходы могут происходить по разным причинам и определяются соответственно разными методами.

Метод, используемый для определения структурного фазового перехода по причине кристаллизации парафинов в нефти, заключается в определении температуры кристаллизации парафинов в нефти. Известен способ, заключающийся в визуальном наблюдении за образцом нефти в проходящем поляризованном свете с помощью микроскопа при непрерывном терmostатировании образца. За температуру кристаллизации парафинов в нефти принимают температуру, соответствующую появлению ярких точек на черном поле рассматриваемого образца [55].

Согласно ГОСТ 18995.5-73, температура кристаллизации парафинов в нефти определяется методом наблюдения за изменением температуры охлаждаемого образца парафина, выделенного из нефти, во времени. За температуру кристаллизации парафинов принимают значение температуры, которое

фиксируется в течение большого промежутка времени на фоне равномерного снижения [56].

Известен метод определения температуры кристаллизации парафинов в нефти с помощью ротационного вискозиметра, в измерительный цилиндр которого размещается образец нефти. Пошагово изменяют температуру образца с терmostатированием на каждом шаге в течение 0,5 часа. Затем рассчитывают пластическую вязкость, строят график зависимости пластической вязкости от температуры в полулогарифмических координатах, определяют температуру кристаллизации парафинов по точке излома графика [57].

А.А. Злобин в своей работе, посвященной анализу фазовых переходов парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов, исследовал процессы фазовых переходов парафинов в нефти непосредственно в микрообъеме пород. Он использовал метод ядерного магнитного резонанса релаксационных, вязкостных свойств и энергии активации нефти при изменении температуры в интервале 5-65 °С. Идентификация точки фазового перехода парафинов производилась по комплексу параметров: временам спин-решеточной релаксации подвижной и связанной фаз углеводородов и относительному объему молекул вблизи адсорбционных центров. Объектами исследований являлись коллекции пород терригенных и карбонатных коллекторов визейских и башкирских отложений. В работе А.А. Злобина проведен комплексный анализ фазовых переходов парафинов в поровых каналах пород-коллекторов с учетом естественного контакта микрофаз нефти и воды, характерного для продуктивного пласта. По результатам анализа данных, процессы фазовых переходов парафинов в поровом пространстве в качественном плане схожи с аналогичными процессами в свободном объеме. Анализ экспериментальных данных, проведенных А.А. Злобиным, показал, что фазовые переходы парафинов в ограниченном микрообъеме пород-коллекторов наблюдаются при температуре на 5-15 °С более высокой по сравнению со свободным объемом [47].

При понижении температуры нефти ниже температуры кристаллизации парафинов кристаллы увеличиваются в размерах, увеличивается их количество до

тех пор, пока возможно их свободное перемещение. Благодаря возникающим множественным контактам многочисленные кристаллы парафинов формируют трехмерную пространственную структуру. Нефть становится вязкой, а затем гелеподобной и при некоторой температуре застывания теряет текучесть. Согласно [1], для описания условий потери текучести нефти при охлаждении используются такие понятия, как температура текучести и температура гелеобразования. Температура текучести – это температура, при которой нефть теряет свою подвижность в статических условиях и заданной термической истории. Температура гелеобразования – это температура, при которой нефть теряет свою подвижность при определенной скорости охлаждения и приложенном напряжении сдвига. Температура застывания – точка второго фазового перехода в нефти. Установлено, что для застывания нефти достаточно кристаллизации 1-6 % твердых парафинов, входящих в ее состав [7]. Также показано [58], что незначительное увеличение концентрации высокомолекулярных парафинов увеличивает температуру кристаллизации на 20–30 °С. Зафиксирован факт драматического изменения физико-химических свойств добываемой нефти в результате накопления высокомолекулярных парафиновых углеводородов в процессе длительной разработки месторождения методом заводнения [1]. Примером точки фазового перехода – застывания нефти – служит снижение дебита высоковязкой нефти со скважины №238 Калмаюрского месторождения ООО «Татнефть-Самара» [59].

Существуют также структурные фазовые переходы в нефти, связанные с формированием различных асфальтеновых надмолекулярных структур, обусловленные изменением температуры и состава нефти (Таблица 3). Исследованиям этих процессов посвящено множество работ отечественных и зарубежных ученых [60-67].

Для определения изменения фазового состояния асфальтенов в нефти используются различные методы:

– рентгенофазовый анализ – дает понимание строения надмолекулярных структур асфальтенов и показывает влияние температуры на структурные параметры надмолекулярных асфальтеновых структур [1];

– метод калориметрии, позволяющий по температуре и теплоте фазового превращения охарактеризовать фазовый состав и структуру асфальтенов. На кривых дифференциальной сканирующей калориметрии асфальтенов выявляются эффекты различного характера, сопровождающиеся изменением теплоемкости, выделением и поглощением тепла. Данный способ исследования структурных переходов в асфальтенах на примере асфальтенов из нефти месторождений Республики Татарстан позволил определить температуру появления жидкокристаллической фазы в асфальтенах нефти [66].

В работе [64] представлена комплексная программа исследований, по результатам проведения которой формируется базовый комплекс информации о фазовом поведении парафинов и асфальтенов в высокопарафинистых и высокосмолистых пластовых флюидах. В процессе исследования осаждения твердых частиц в пробе флюида реализуются три метода: фотометрический, визуальный и фильтрационный.

Фотометрический метод заключается в измерении мощности проходящего через пробу флюида инфракрасного излучения оптическим измерителем Newport 1918-R. Данный метод позволяет фиксировать моменты фазовых переходов в исследуемом флюиде.

Визуальный метод заключается в анализе серии снимков пробы флюида с ячейки микроскопа высокого давления Navitar UMR-5 и предназначен для исследования динамики образования твердой фазы.

Фильтрационный метод заключается в измерении перетока и разницы давлений в системе двух насосов, соединенных через фильтрующий элемент. Фильтрующая ячейка необходима также для очистки пробы флюида от механических примесей. Метод используется для регистрации структурных фазовых переходов лишь тогда, когда интерпретация результатов других методов затруднена.

Для определения точки структурного фазового перехода в нефти используют метод вискозиметрии [62]. Вязкость и структурные свойства нефти определяются ее составом. Фазовое состояние высокомолекулярной составляющей нефти (парафины, асфальтены и смолы) определяется температурами структурных фазовых переходов (температура кристаллизации парафинов, структурообразования асфальтенов) и взаимным влиянием компонентов нефти. С помощью данного метода были проведены реологические исследования нефти месторождений Республики Татарстан, представленные в данном исследовании.

Выводы к главе 1

1. Структурный фазовый переход в нефти – это качественное изменение структурно-механических свойств нефти, в результате изменения фазового состояния высокомолекулярных компонентов нефти под воздействием температуры пласта.

2. Фазовое состояние углеводородов пермских отложений характеризуется как неподвижное, обусловлено концентрацией высокомолекулярных компонентов нефти и температурой геологической среды. Структурный фазовый переход в нефти, приуроченной к пермским отложениям, произошел в процессе формирования залежей.

3. Сопоставимая концентрация высокомолекулярных соединений в нефти пермской и каменноугольной систем сигнализирует о том, что структурный фазовый переход в нефти сдерживается температурными условиями геологической среды. При снижении температуры в пласте, что возможно при разработке залежи, такой переход реален. Ввод в разработку нарушает термодинамический баланс залежи, что может привести к необратимым преобразованиям с потерей извлекаемых запасов. Это обстоятельство необходимо учитывать при проектировании разработки этих залежей.

2 ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ СТРУКТУРНОГО ФАЗОВОГО ПЕРЕХОДА В НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

2.1 Определение температуры структурного фазового перехода в нефти в результате эксперимента

В предыдущей главе показано, что установившиеся термобарические условия залежей нефти определяют фазовое состояние нефтяной системы. Известно, что физико-химические свойства нефти являются функцией ее химического состава и структуры отдельных компонентов. Изменение термобарических условий залежей нефти влечет за собой изменение ее физико-химических свойств [1]. Одним из факторов, приводящих к изменению свойств нефти при разработке залежи методом заводнения, является вытеснение нефти водой. В процессе перемещения в нефти происходит перестройка вещества в результате охлаждения пласта, контакта пластовых флюидов с породой и закачиваемой водой [69].

Вязкость – важнейшее технологическое свойство нефти, определяющее ее подвижность в пластовых условиях для добычи или при транспортировке по магистральным нефтепроводам. Величина вязкости учитывается при оценке скорости фильтрации в пласте, выборе типа вытесняющего агента, расчете мощности насоса добычи нефти и др. Параметр «вязкость» наиболее отражает взаимодействие углеводородов и гетероатомных соединений и коррелирует со степенью их проявления.

Вязкость (абсолютная, динамическая) характеризует силу трения (внутреннего сопротивления), возникающую между двумя смежными слоями внутри жидкости или газа на единицу поверхности при их взаимном перемещении (Рисунок 10).

Динамическая вязкость определяется по уравнению Ньютона:

$$\frac{F}{A} = \mu \frac{dv}{dy}, \quad (1)$$

где A – площадь перемещающихся слоев жидкости или газа;

F – сила, требующаяся для поддержания разницы скоростей движения между слоями на величину dv ;

dy – расстояние между движущимися слоями жидкости (газа);

dv – разность скоростей движущихся слоев жидкости (газа);

μ – коэффициент пропорциональности, абсолютная, динамическая вязкость

[69,71].

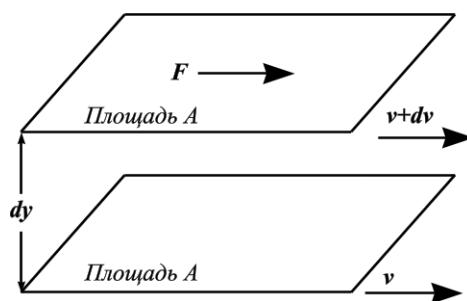


Рисунок 10 – Движение двух слоев жидкости относительно друг друга

Согласно ГОСТ 33-2016, кинематическая вязкость нефти – сопротивление жидкости течению под действием гравитации, динамическая вязкость нефти – отношение применяемого напряжения сдвига к скорости сдвига жидкости. Здесь же следующее определение: динамическая вязкость является мерой сопротивления истечению или деформации жидкости [72].

Влияние температуры на вязкость нефти рассматривалось во многих работах [22, 48, 71, 73]. Вязкость нефти с повышением температуры уменьшается.

Вязкость нефти в пластовых условиях уменьшается с повышением количества углеводородного газа, растворенного в ней, и тем больше, чем выше молекулярная масса газа.

При увеличении молекулярной массы углеводородного компонента от CH_4 к C_4H_{10} , растворенного в нефти, вязкость нефти будет уменьшаться за счет увеличения доли неполярных соединений (газ – идеальная система). С увеличением молекулярной массы жидкого углеводородного компонента от C_5H_{12} и выше,

растворенного в нефти, ее вязкость будет возрастать за счет увеличения доли полярных компонентов (нефть – неидеальная система).

Вязкость смесей аренов (ароматические углеводороды) больше вязкости смесей алканов (насыщенные углеводороды – парафины), поэтому нефть с высокой концентрацией ароматических углеводородов более вязкая, чем нефть парафинового основания. Аренды, или ароматические углеводороды, – соединения, в молекулах которых присутствуют циклические углеводороды с π -сопряжёнными системами. Концентрация их в нефти изменяется от 10-15 до 50 % (масс.). К ним относятся представители моноциклических: бензол и его гомологи (толуол, о-, м-, п-ксилол и другие), бициклические: нафталин и его гомологи, трициклические: фенантрен, антрацен и их гомологи, тетрациклические: пирен и его гомологи и другие.

Авторами [69] на основе обобщения данных по 400 образцам нефти показано, что наибольшие концентрации аренов (37 %) характерны для нефти нафтено-вого основания (типа), а наименьшие (20 %) – для нефти парафинового типа. Компоненты нефтяной системы имеют различную склонность к межмолекулярным взаимодействиям. Алканы существуют в нефти в слабо ассоцииированном или молекулярном состоянии, их энергия ассоциации сравнима с энергией теплового движения молекул. Асфальтены и смолы характеризуются более активными межмолекулярными взаимодействиями благодаря своему строению и разнообразному составу. Чем больше в нефти содержится смол и асфальтенов (больше полярных компонентов), тем выше вязкость. [1]

Величина вязкости нефти коррелирует с величиной плотности нефти. Влияние плотности нефти на вязкость: легкие нефти менее вязкие, чем тяжелые. Актуальная классификация нефти по вязкости в пластовых условиях [73]:

- незначительная вязкость – до 5,0 мПа·с;
- маловязкая – от 5,1 до 10,0 мПа·с;
- повышенной вязкости – от 10,1 до 30,0 мПа·с;
- высоковязкая – от 30,1 до 200,0 мПа·с;
- сверхвязкая – более 200,0 мПа·с.

Вязкость пластовой нефти всегда значительно отличается от вязкости сепарированной нефти вследствие большого количества растворенного газа, содержащегося в ней.

Повышение температуры вызывает уменьшение вязкости нефти (Рисунок 11).

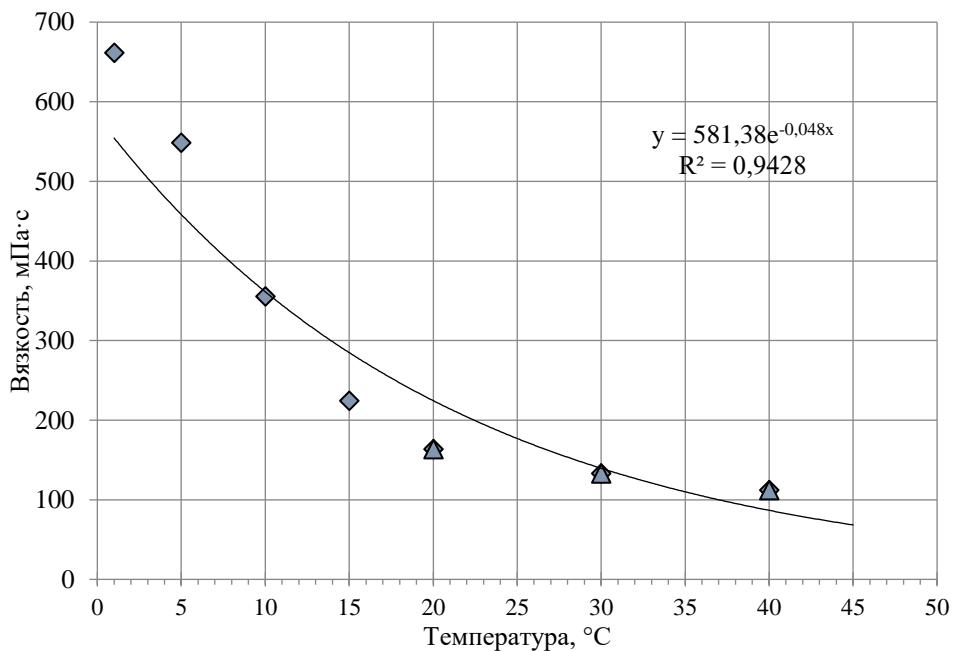


Рисунок 11 – Зависимость вязкости нефти Аксубаево-Мокшинского месторождения от температуры

На всех стадиях технологической цепочки разработки нефтяных месторождений происходит изменение реологических свойств нефти, вызванное протеканием различных физико-химических процессов и изменением термодинамических условий. Температура – основной фактор, оказывающий влияние на физико-химические свойства нефти. При оптимизации ряда процессов добычи нефти, таких как выбор и осуществление воздействия на продуктивные пластины, в первую очередь необходимо знать зависимость реологических параметров нефти от температуры. При определении зависимости реологических свойств от температуры для образцов нефти месторождений Республики Татарстан авторами [74] подтверждено, что при снижении температуры нефти происходит переход от ньютоновских свойств к неニュтоновским. Эксперименты проводились на ротационном вискозиметре Mettler LS-40, который позволил определить

установившиеся зависимости «напряжение – скорость сдвига» с высокой степенью точности, провести термостатирование и автоматизировать процесс исследований. Для каждого образца нефти наблюдался различный интервал температуры, отвечающий переходу от ньютоновской к вязкопластичной системе. Для некоторых образцов перехода от псевдопластичного к вязкопластичному состоянию в исследованном температурном интервале не наблюдалось. Авторы отмечают переход от ньютоновской к вязкопластичной системе без существования области псевдопластичного состояния. Это отличие интервалов температуры авторы объясняют различной концентрацией парафинов и составом нефти. На основе измерений были построены кривые течения с высокой степенью точности, аппроксимированы биномиальным реологическим уравнением. Установлено, что вязкость при малых скоростях сдвига и пластичная вязкость, характеризующая неニュтоновские системы, экспоненциально зависят от температуры [75,76].

В работе [77,78] авторами проведены реологические и оптические исследования образцов нефти и определены условия термически индуцированного перехода от жидкоподобных к твердоподобным структурам исследованной нефти. Определение температуры фазового перехода в нефти турнейского яруса Калмаюрского месторождения проводилось графическим способом при использовании обоих методов. На графиках, построенных по результатам реологических и оптических исследований, температура структурного фазового перехода являлась точкой пересечения аппроксимирующих кривых и была определена визуально. Оба метода приблизенно показали (Рисунки 12-13), что для высоковязкой нефти турнейского яруса Калмаюрского месторождения значение температуры структурного фазового перехода находится в интервале 26,5-27,6 °С. На Рисунке 13, в правой части, в увеличенном масштабе показана точка пересечения линейных аппроксимаций. Проба нефти, исследованная авторами [77], обогащена асфальтенами, содержание которых составило 15-16 %. Именно высокой концентрацией асфальтенов обусловлена высокая температура фазового перехода для этой нефти. Авторами проведен анализ кривой записи температуры скважины, и с учетом периода проведения освоения скважины (ноябрь)

установлено, что нефть в призабойной зоне была переведена в связнодисперсную «твердоподобную» структуру вследствие снижения температуры в этой зоне [77]. Это означает, что структурный фазовый переход для данной нефти уже произошел, и следует учитывать температуру структурного фазового перехода при проектировании методов воздействия на пласт.

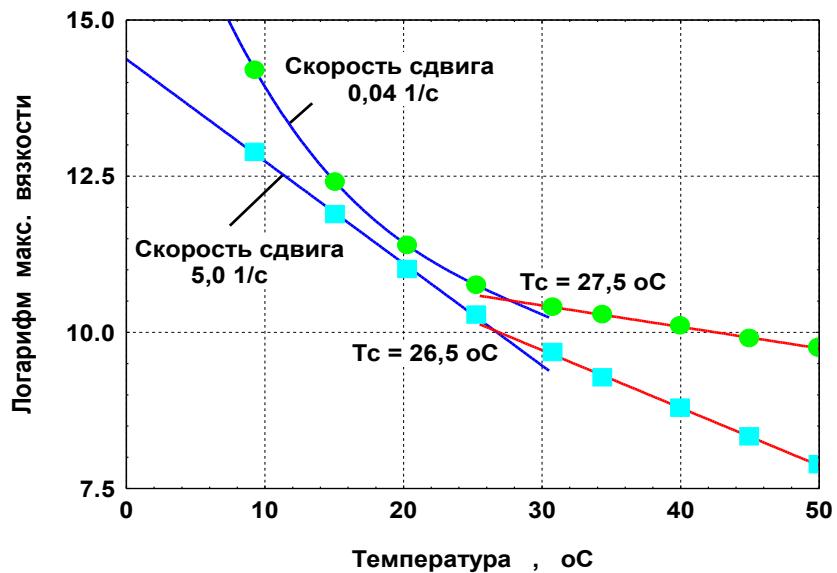


Рисунок 12 – Приближенные оценки температуры структурного фазового перехода в нефти по результатам реологических исследований [77]

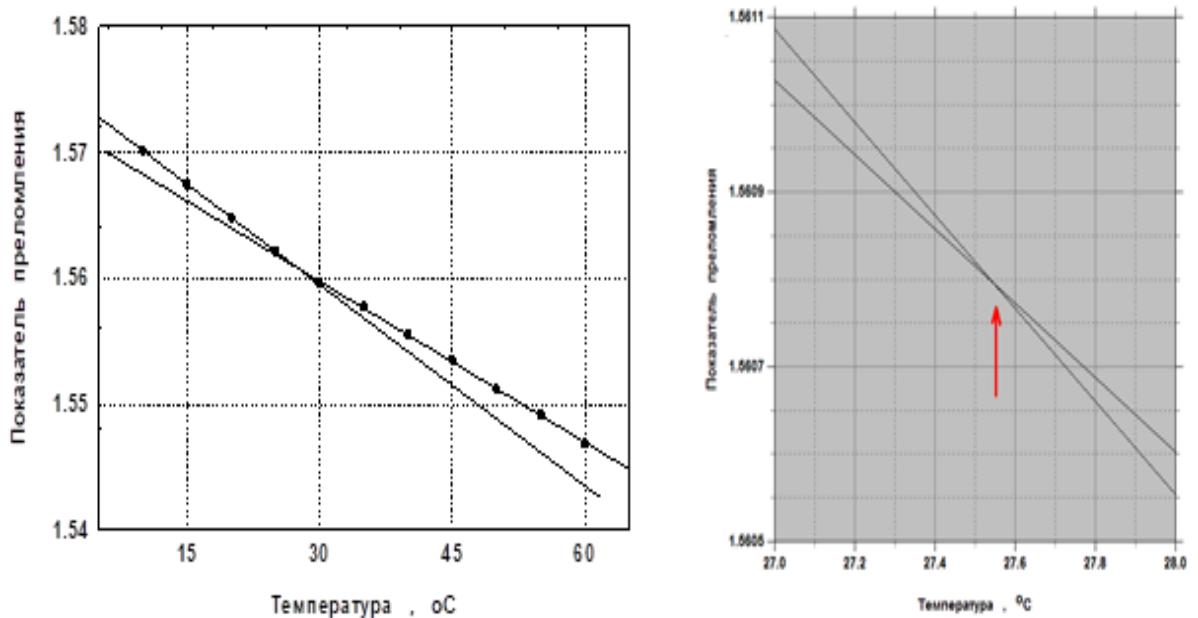


Рисунок 13 – Определение истинной температуры структурного фазового перехода в нефти по результатам оптических исследований [77]

Отсутствие информации по температуре фазового перехода нефти не позволяет перепроектировать систему воздействия по объекту разработки. В связи с этим, на наш взгляд, знание температуры структурного фазового перехода является обязательной характеристикой структурно-механических свойств нефти в залежах с температурой пласта, близкой к температуре структурного фазового перехода, с целью обеспечения грамотного проектирования системы разработки и правильного подбора агента и режимов воздействия на нефтеносный пласт.

В данной работе для определения температуры структурного фазового перехода был использован метод вискозиметрии, а именно исследование реологических зависимостей. Ротационный метод вискозиметрии заключается в том, что исследуемая жидкость помещается в малый зазор между двумя телами, необходимый для сдвига исследуемой среды. Одно из тел на протяжении всего опыта остаётся неподвижным, другое, называемое ротором ротационного вискозиметра, совершают вращение с постоянной скоростью. Стандартным способом исследования структурно-механического состояния нефти является проведение лабораторных измерений кривых течения (зависимостей напряжения сдвига от скорости сдвига) с использованием ротационных вискозиметров.

В описываемых в данной работе лабораторных реологических исследованиях был использован ротационный вискозиметр Rheotest RN4.1 (Messgeräte Medingen GmbH), внешний вид которого показан на Рисунке 14.



Рисунок 14 – Ротационный вискозиметр Rheotest RN4.1

Основные технические характеристики ротационного вискозиметра «Rheotest RN4.1» приведены в Таблице 4.

Таблица 4 – Технические характеристики ротационного вискозиметра «Rheotest RN4.1»

Наименование параметра	Значение параметра
Диапазон измерений динамической вязкости, мПа·с	$10 - 3,0 \cdot 10^9$
Пределы допускаемой относительной погрешности (для «ニュートоновских» жидкостей), %	$\pm 3,0$
Диапазон напряжений сдвига, Па	$1,6 - 4,0 \cdot 10^3$
Диапазон скоростей сдвига, с^{-1}	0,04 – 20000
Режим работы вискозиметра	CR, CS
Диапазон рабочих температур, °C	от минус 30 до плюс 200

Для исследований использовалась измерительная система Н1, характеристики которой приведены в Таблице 5.

Таблица 5 – Характеристики измерительной системы Н1

Наименование параметра	Значение параметра
Диапазон измерений динамической вязкости, мПа·с	$10 - 10^5$
Диапазон скоростей сдвига, с^{-1}	0,2 – 2000
Внутренний диаметр стакана, мм	38
Наружный диаметр ротора, мм	36
Длина ротора, мм	70

Управление процессом измерения осуществляется с персонального компьютера посредством специального программного комплекса.

Исследования реологических свойств проводились в интервале температур от 1 до 40 °C. Измерения эффективной вязкости для каждого значения температуры проводились при скоростях сдвига в диапазоне от 1 до 60 с^{-1} с 10-ступенчатой разбивкой.

Определение температуры структурного фазового перехода рассмотрено на примере исследования реологических характеристик нефти, отобранной из скважины 4861 (турнейский ярус) Биклянского месторождения (Таблица 6).

Таблица 6 – Температурная зависимость вязкости нефти скважины 4861 (турнейский ярус) Биклянского месторождения при различных скоростях сдвига

Скорость сдвига, с^{-1}	Температура, $^{\circ}\text{C}$						
	1	5	10	15	20	30	40
	Эффективная вязкость, $\text{мПа}\cdot\text{с}$						
1,00	1048	555	469	347	321	280	264
7,56	543	346	230	165	113	91	70
14,11	498	329	211	150	95	70	52
20,67	477	319	204	142	85	63	46
27,22	460	314	199	137	83	59	42
33,78	448	311	195	133	81	56	40
40,33	439	307	193	132	80	54	38
46,89	431	304	192	130	79	53	36
53,44	424	302	191	129	78	54	36
60,00	418	301	190	128	74	54	36

На основе полученных значений эффективной вязкости (Таблица 6) строились графические зависимости $\mu = f(t)$ для каждого значения скорости сдвига. На Рисунках 15–23 показано наличие двух четко различимых участков температурных зависимостей.

В области повышенных температур, где структурно-механические свойства нефти были выше, отождествлены как «жидкоподобные» структуры нефти (Рисунки 15–23 – маркер « Δ »), наблюдается относительно медленное повышение вязкости с уменьшением температуры. Для всех значений скоростей сдвига соответствующие последовательности экспериментальных данных с высокой точностью (коэффициент корреляции стремится к единице, $R^2 \rightarrow 1$, но при условии $R^2 > 0,75$) могут быть аппроксимированы экспонентой ($\mu = e^{-t}$).

С другой стороны, при пониженных температурах (для «твердоподобных» гелевых структур нефти) рассматриваемые температурные зависимости становятся более крутыми (Рисунки 15–23 – маркер « \blacklozenge »). Для этих участков кривых течения при всех значениях скоростей сдвига соответствующие последовательности экспериментальных данных с высокой точностью ($R^2 \rightarrow 1$) могут быть также аппроксимированы экспонентой ($\mu = e^{-t}$).

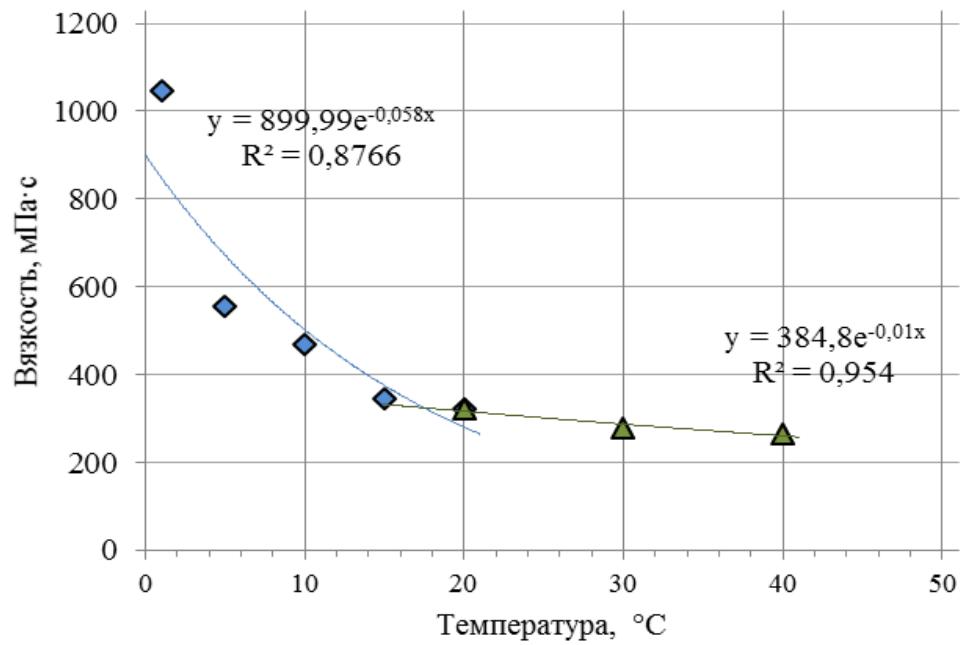


Рисунок 15 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $1,0 \text{ c}^{-1}$

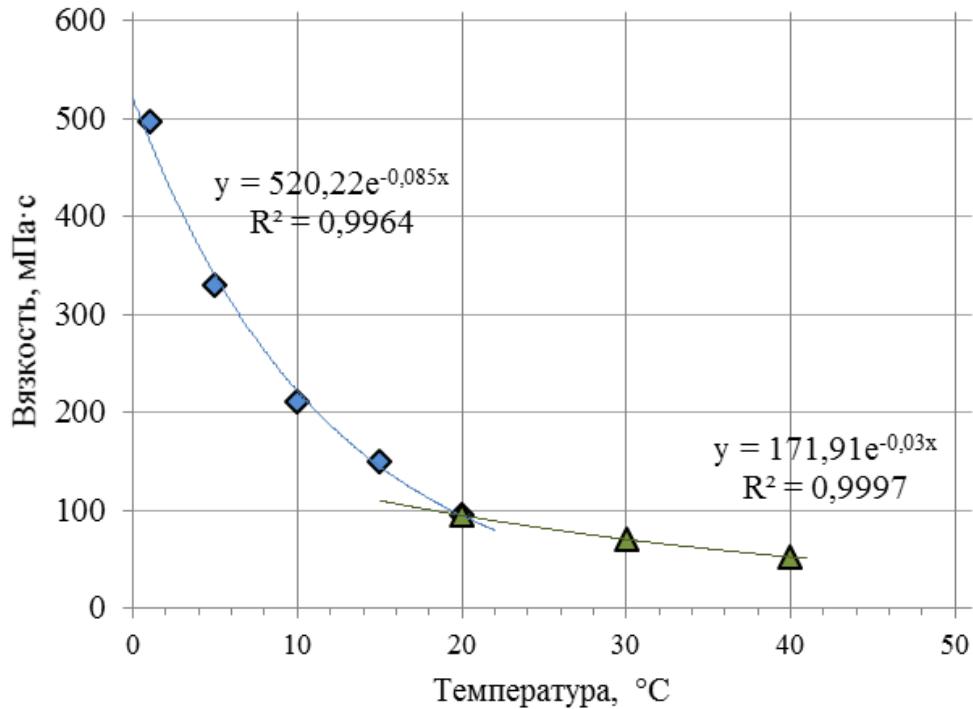


Рисунок 16 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $14,11 \text{ c}^{-1}$

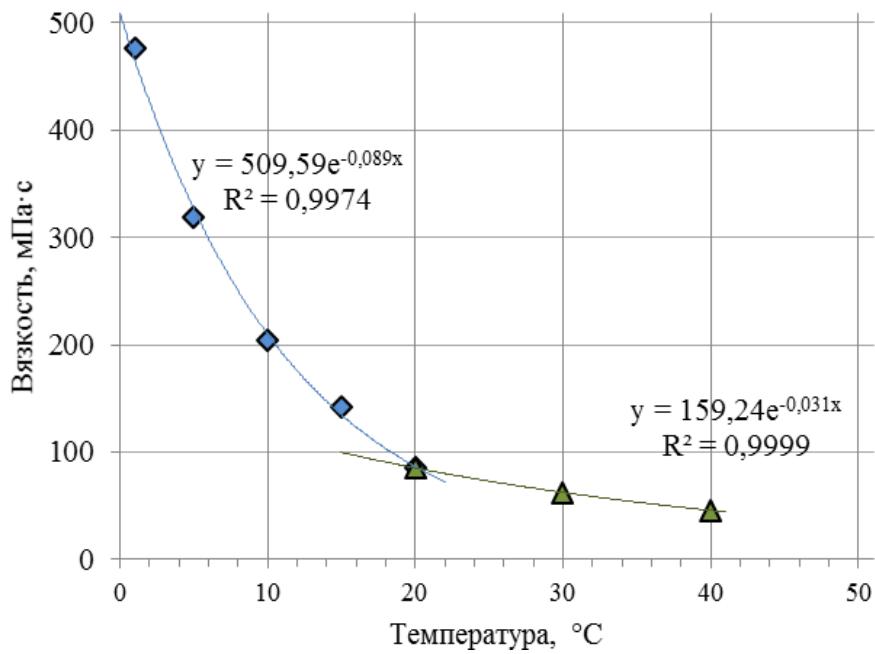


Рисунок 17 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $20,67 \text{ с}^{-1}$

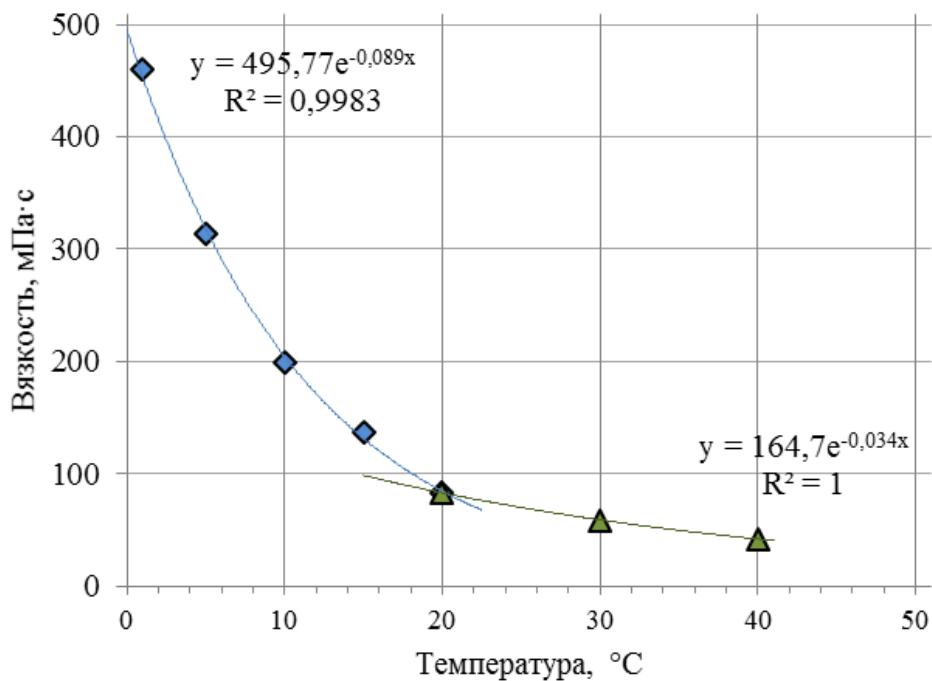


Рисунок 18 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $27,22 \text{ с}^{-1}$

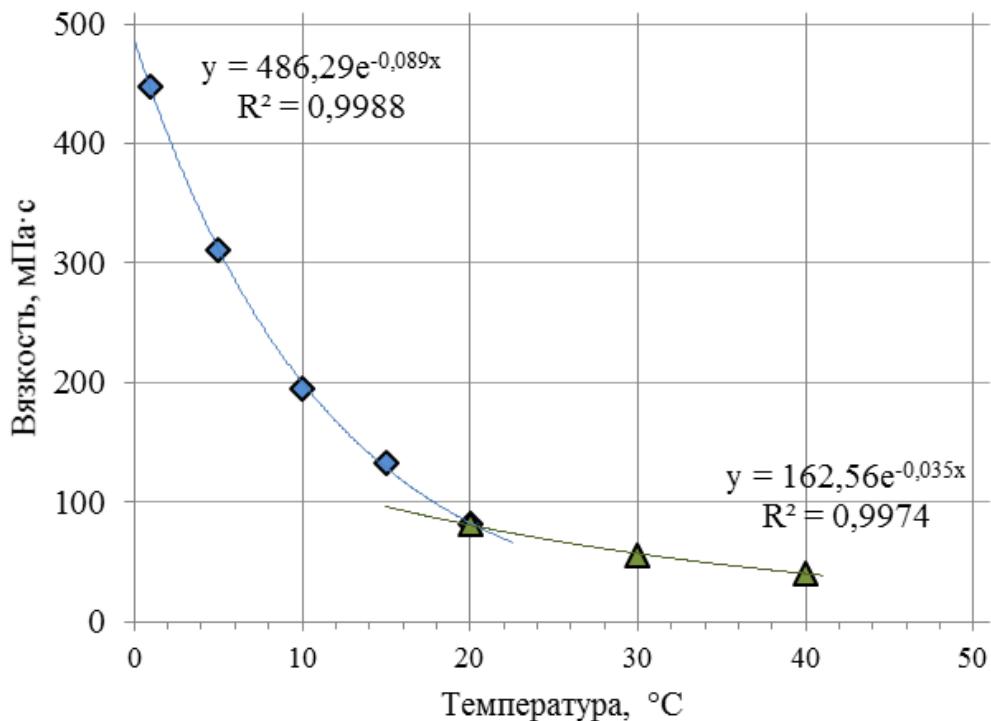


Рисунок 19 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $33,78 \text{ с}^{-1}$

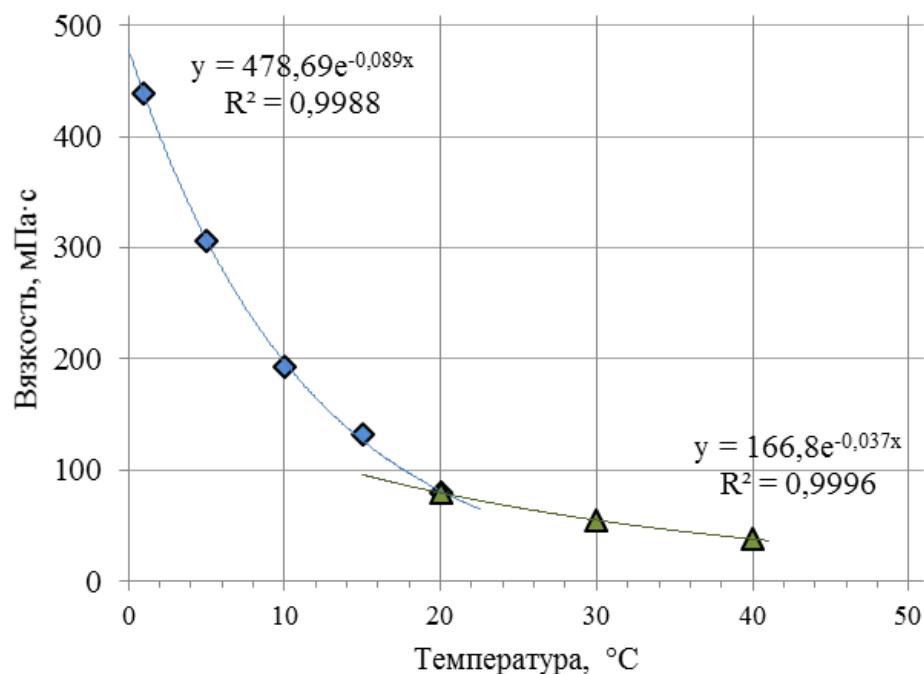


Рисунок 20 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $40,33 \text{ с}^{-1}$

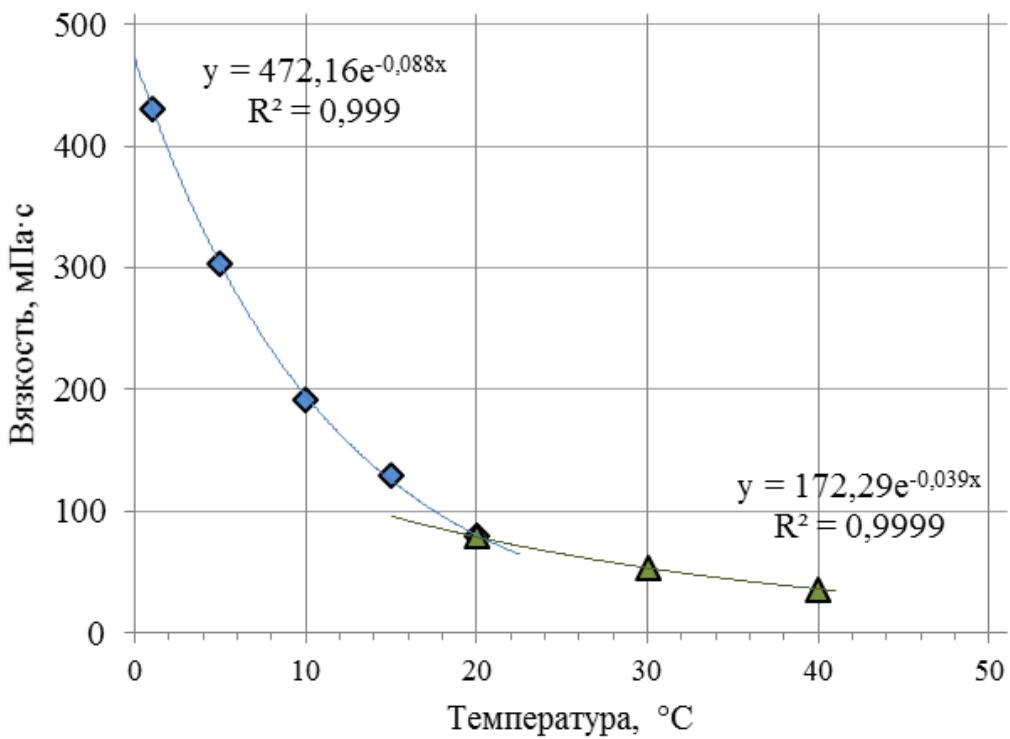


Рисунок 21 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $46,89 \text{ c}^{-1}$

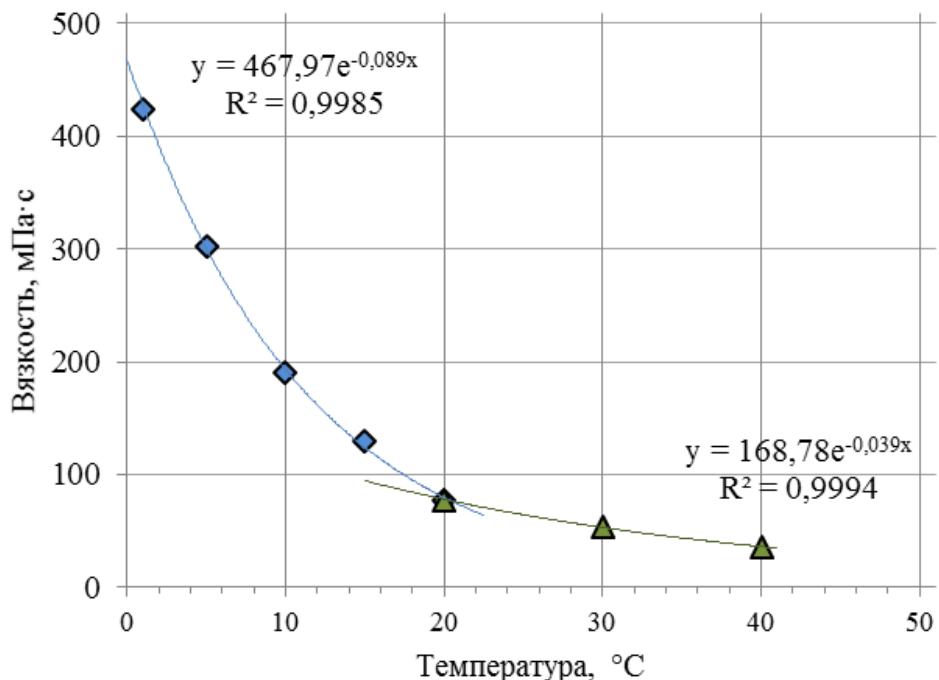


Рисунок 22 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $53,44 \text{ c}^{-1}$

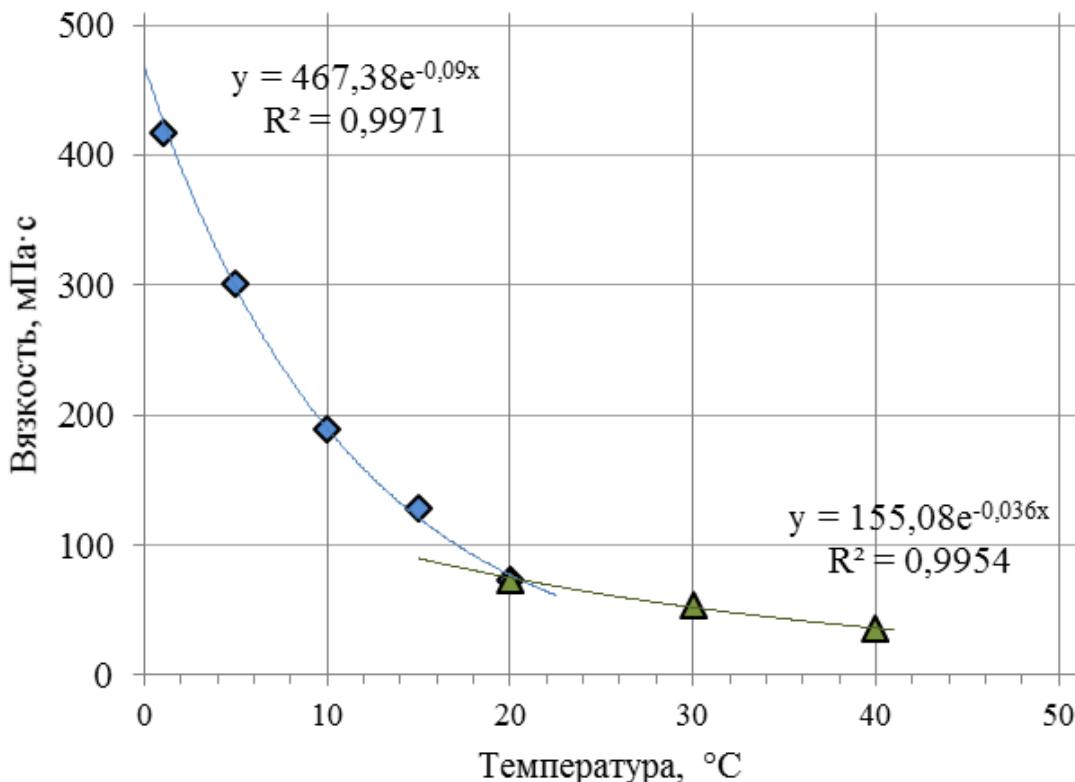


Рисунок 23 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига 60 c^{-1}

Температура структурного фазового перехода в исследованной нефти была отождествлена с точкой пересечения низкотемпературных (синих) и высокотемпературных (зеленых) аппроксимаций, данных на Рисунках 15–23.

Расчет температуры структурного фазового перехода производился следующим образом: абсцисса точки пересечения участков (Рисунки 15–23) «твердоподобной» структуры нефти (маркер «◆») и «жидкоподобной» структуры нефти (маркер «▲») является температурой структурного фазового перехода. То есть выполняется условие, когда экспоненциальная зависимость, полученная в результате аппроксимации точек участка «твердоподобной» структуры нефти, равна экспоненциальной зависимости, полученной в результате аппроксимации точек участка «жидкоподобной» структуры нефти согласно формуле (2):

$$Ae^{aT} = Be^{bT}, \quad (2)$$

где A – коэффициент «жидкоподобной» структуры нефти;

a – коэффициент степени экспоненты «жидкоподобной» структуры нефти;

B – коэффициент «твердоподобной» структуры нефти;

b – коэффициент степени экспоненты «твердоподобной» структуры нефти;
 e – экспонента ($e = 2,7183$);
 T – температура, $^{\circ}\text{C}$.

Решение этого уравнения следующее (3):

$$T = \frac{1}{(a-b)} \ln \left(\frac{B}{A} \right). \quad (3)$$

Исходные данные для решения уравнения (3) и результаты расчета температуры фазового перехода приведены в Таблице 7.

Таблица 7 – Исходные данные и результаты расчета температуры структурного фазового перехода нефти из скважины 4861 (турнейский ярус) Биклянского месторождения при скорости сдвига от 1 до 60 c^{-1}

A	a	B	b	Скорость сдвига, c^{-1}	Температура структурного фазового перехода, $^{\circ}\text{C}$
899,99	-0,058	384,8	-0,01	1	17,7
546,75	-0,08	183,77	-0,024	7,56	19,5
520,22	-0,085	171,91	-0,03	14,11	20,1
509,59	-0,089	159,24	-0,031	20,67	20,1
495,77	-0,089	164,7	-0,034	27,22	20,0
486,29	-0,089	162,56	-0,035	33,78	20,3
478,69	-0,089	166,8	-0,037	40,33	20,3
472,16	-0,088	172,29	-0,039	46,89	20,6
467,97	-0,089	168,78	-0,039	53,44	20,4
467,38	-0,09	155,08	-0,036	60	20,4
Среднее значение					20,2

Таким образом, для нефти из скважины 4861 (турнейский ярус) Биклянского месторождения было установлено среднее значение температуры структурного фазового перехода – $20,2 \text{ } ^{\circ}\text{C}$.

Аналогично приведенному расчету для нефти из скважины были определены температуры структурного фазового перехода для других объектов разработки (Таблица 8). В Таблице 8 приведены также результаты исследования физико-химических свойств дегазированной нефти.

Таблица 8 – Температура структурного фазового перехода и физико-химические свойства нефти

№	Месторождение	Номер скважины,	Ярус, горизонт	Плотность нефти при 20 °С, кг/м ³	Вязкость нефти при 20 °С, мПа·с	Концентрация в нефти, %			Суммарная концентрация асфальтенов, смол и парафинов	Температура структурного фазового перехода °С
						асфальтены	смолы	парафины		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Азево-Салаушское	1154	кынов.	876,7	19,93	3,43	10,88	3,25	17,56	не опр.
2	Азево-Салаушское	2056	алексин.	909,5	66,24	5,51	11,01	3,51	20,03	19,8
3	Азево-Салаушское	2051	тульский	908,8	71,40	3,88	13,64	3,88	21,40	19,9
4	Бахчисарайское	3109	бобриков.	935,6	236,70	5,07	11,40	1,84	18,31	18,0
5	Бахчисарайское	3149	тульский	900,7	52,64	5,43	11,33	2,25	19,01	21,0
6	Бахчисарайское	3022	тульский	897,9	45,31	4,55	12,02	2,44	19,01	не опр.
7	Бахчисарайское	3198	бобриков.	934,2	252,92	6,68	12,58	1,69	20,95	20,9
8	Биклянское	4861	турней.	910,0	69,86	4,25	10,34	4,23	18,82	20,2
9	Биклянское	4860	бобриков.	914,5	95,52	3,45	12,52	5,04	21,01	21,1
10	Биклянское	4811	башкир.	885,4	38,14	5,18	13,34	3,99	22,51	не опр.
11	Гарейское	299	тульский	917,9	62,40	5,46	11,21	2,01	18,68	20,6
12	Гарейское	226	тульский	897,1	41,28	5,41	13,19	2,44	21,04	не опр.
13	Гарейское	287	бобриков.	909,2	76,88	5,67	13,79	3,18	22,64	21,6
14	Ново-Суксинское	1228Г	бобриков.	902,3	57,57	2,62	10,65	4,89	18,16	21,3
15	Ново-Суксинское	589	турней.	900,7	58,48	3,43	12,06	5,09	20,58	19,8

Продолжение Таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
16	Ромашкинское (залежь 15)	6307А	бобриков.	929,9	43,58	4,47	9,17	2,48	16,12	не опр.
17	Ромашкинское (залежь 281)	11114	кизелов.	888,9	38,88	2,83	8,57	2,09	13,49	не опр.
18	Ромашкинское (залежь 281)	19816	заволж.	913,7	75,98	4,68	12,01	1,98	18,67	20,4
19	Ромашкинское (залежь 281)	8555	кизелов.	940,0	102,10	5,10	13,12	2,17	20,39	21,3
20	Ромашкинское (залежь 292)	4129	кизелов.	911,1	69,20	4,17	11,16	2,28	17,61	21,0
21	Ромашкинское (залежь 302)	37983	башкир.	956,5	192,71	2,90	6,92	1,73	11,55	22,9
22	Ромашкинское (залежь 303)	37898Г	протвин.	929,0	100,70	5,59	9,86	1,16	16,61	18,8
23	Ромашкинское (залежь 31)	7659	бобриков.	912,4	89,63	4,29	11,16	3,60	19,05	19,5
24	Ромашкинское (залежь 31)	7680	бобриков.	904,1	55,64	4,09	14,39	2,94	21,42	19,6
25	Ромашкинское (залежь 665)	19749Г	данково-лебед.	923,4	103,40	3,47	11,53	2,08	17,08	22,8
26	Ромашкинское (залежь 680)	28403	данково-лебед.	911,1	34,98	5,37	12,69	2,22	20,28	не опр.
27	Сабанчинское	1911	бобриков.	899,1	38,58	7,33	10,30	2,60	20,23	не опр.
28	Сабанчинское	2085	фаменский	938,8	113,38	5,75	14,66	3,13	23,54	20,9
29	Соколкинское	10530	кизелов.	879,2	19,69	3,04	10,01	2,93	15,98	не опр.
30	Соколкинское	2781	кын+паш.	882,0	25,47	3,93	10,28	5,12	19,33	не опр.
31	Соколкинское	774	тульский	892,0	30,47	3,76	11,54	5,36	20,66	не опр.
32	Соколкинское	797	верей.	917,0	93,71	5,60	13,01	2,40	21,01	20,0
33	Соколкинское	913	башкир.	912,3	76,49	5,48	13,06	3,74	22,28	20,9
34	Соколкинское	10545	упинский	894,0	40,64	5,98	12,84	3,77	22,59	не опр.
35	Соколкинское	2814	бобриков.	907,0	58,37	5,61	12,94	4,85	23,40	22,0
36	Тат.-Кандызское	157К	воробьев.	817,8	4,74	2,15	5,64	2,54	10,33	не опр.
37	Тат.-Кандызское	624К	кизелов.	887,1	25,18	5,33	9,53	2,96	17,82	не опр.

Продолжение Таблицы 8

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
38	Тат.-Кандызское	781К	бобриков.	910,5	42,92	6,06	9,39	4,44	19,89	не опр.
39	Тат.-Кандызское	49К	паший.	898,6	29,29	6,87	9,69	3,48	20,04	не опр.
40	Тюгееевское	17505	кынов.	874,7	17,77	5,05	7,96	4,45	17,46	не опр.
41	Тюгееевское	17534	турней.	903,8	48,48	5,74	11,96	2,00	19,70	не опр.
42	Тюгееевское	6723	тульский	898,6	38,98	5,76	11,09	4,00	20,85	не опр.
43	Тюгееевское	6704	башкир.	907,5	61,58	6,43	11,72	3,40	21,55	20,8
44	Тюгееевское	17549	бобриков.	906,9	59,66	5,76	13,65	2,51	21,92	20,8
45	Тюгееевское	536	верей.	905,2	61,58	8,99	10,49	2,48	21,96	20,9
46	Ямашинское	7281	турней.	898,9	43,65	4,71	10,48	3,76	18,95	не опр.
47	Ямашинское	11861	башкир.	905,8	57,02	6,73	10,66	2,60	19,99	20,2
48	Ямашинское	1329	тульский	905,6	39,63	6,63	10,77	3,09	20,49	не опр.

Анализ полученных экспериментальных данных температурных зависимостей эффективной вязкости и результатов расчета температуры структурного фазового перехода для объектов разработки, приведенных в Таблице 8, позволил сделать следующий вывод: описанный метод применим для нефти с вязкостью более 50 мПа·с, так как для нефти с меньшей вязкостью (на примере нефти из скважин 17505 кыновского горизонта Тюгееевского месторождения и 10530 кизеловского горизонта Соколкинского месторождения) температурные зависимости эффективной вязкости (Рисунки 24-25) не имеют четкого раздела участков «твердоподобной» и «жидкоподобной» структур нефти. То есть для нефти с вязкостью менее 50 мПа·с структурно-механические изменения со сменой температуры происходят не столь явно.

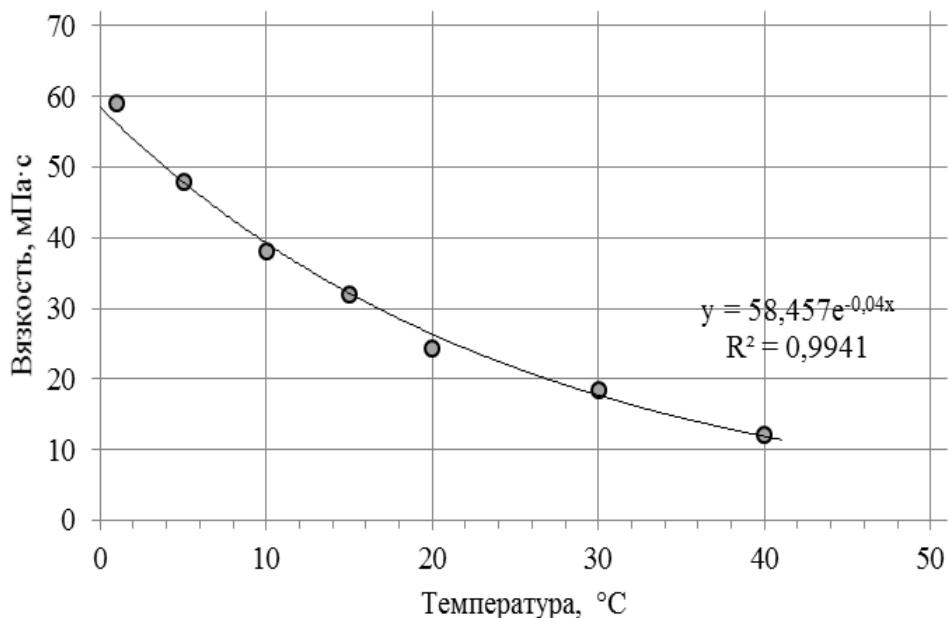


Рисунок 24 – Зависимость эффективной вязкости нефти, отобранной из скважины 17505 (кыновский горизонт) Тюгееевского месторождения, от температуры при скорости сдвига 60 c^{-1}

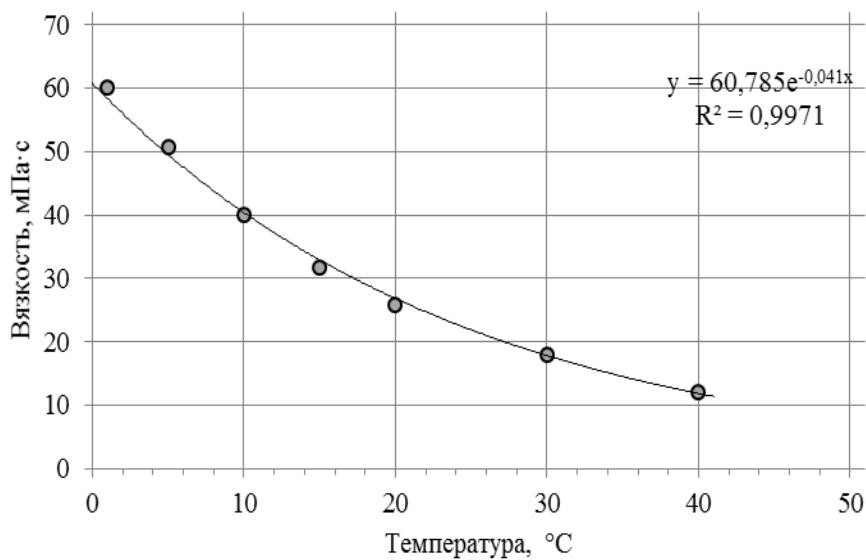


Рисунок 25 – Зависимость эффективной вязкости нефти, отобранный из скважины 10530 (кизеловский горизонт) Соколкинского месторождения, от температуры при скорости сдвига 60 c^{-1}

Напротив, для нефти с вязкостью более $50 \text{ мПа}\cdot\text{s}$ (на примере нефти из скважин 4861 турнейского яруса Биклянского месторождения, 913 башкирского яруса и 797 верейского горизонта Соколкинского месторождения) граница раздела участков «твердоподобной» и «жидкоподобной» структур нефти выявляются отчетливо (Рисунки 26–28).

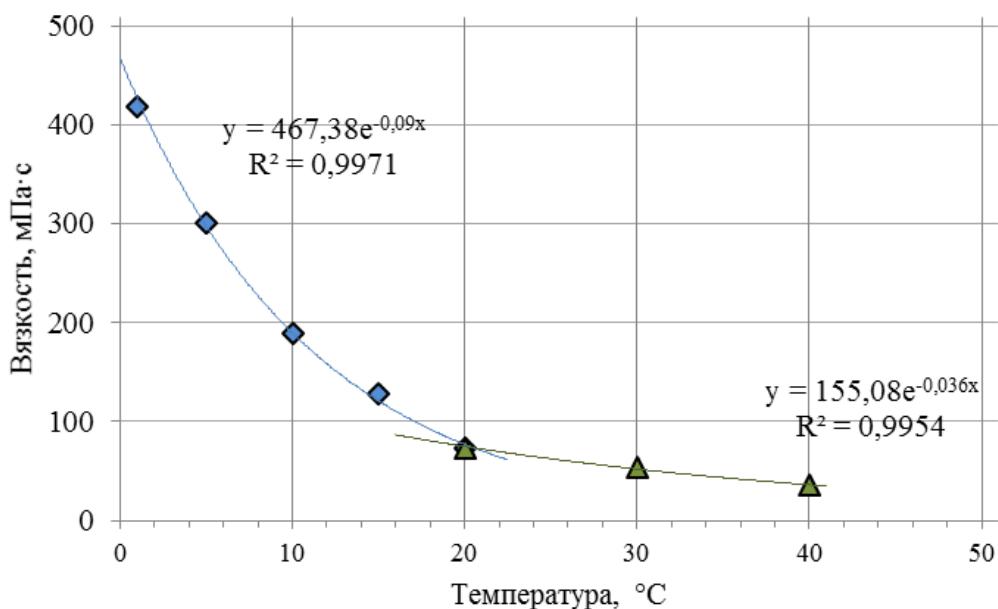


Рисунок 26 – Зависимость эффективной вязкости нефти, отобранный из скважины 4861 (турнейский ярус) Биклянского месторождения, от температуры при скорости сдвига 60 c^{-1}

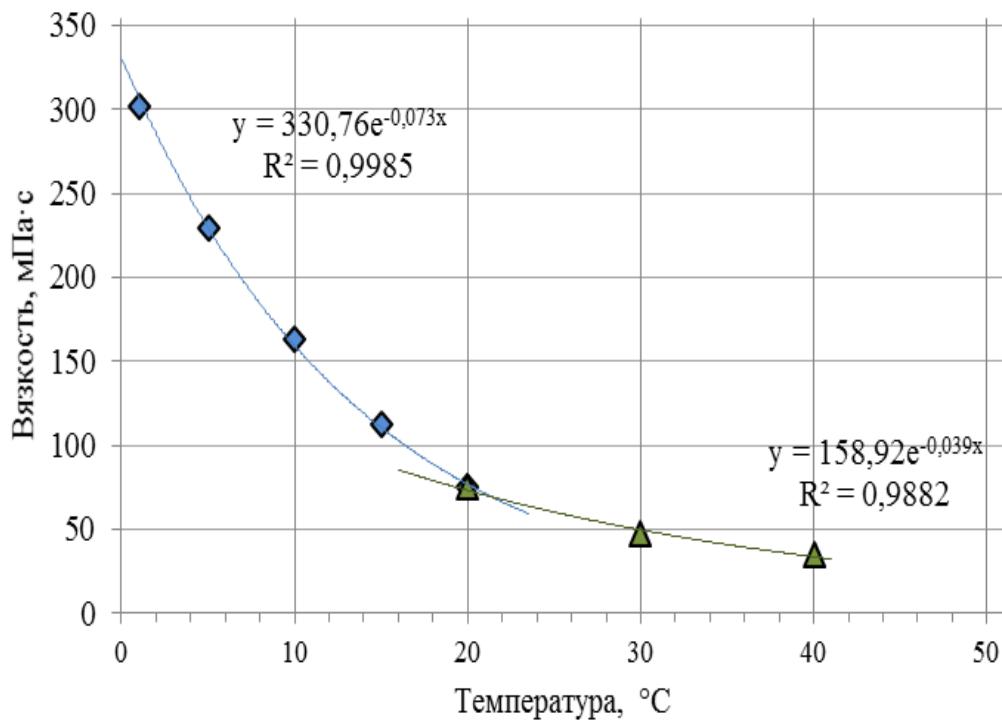


Рисунок 27 – Зависимость эффективной вязкости нефти башкирского яруса Соколкинского месторождения от температуры при скорости сдвига 60 c^{-1}

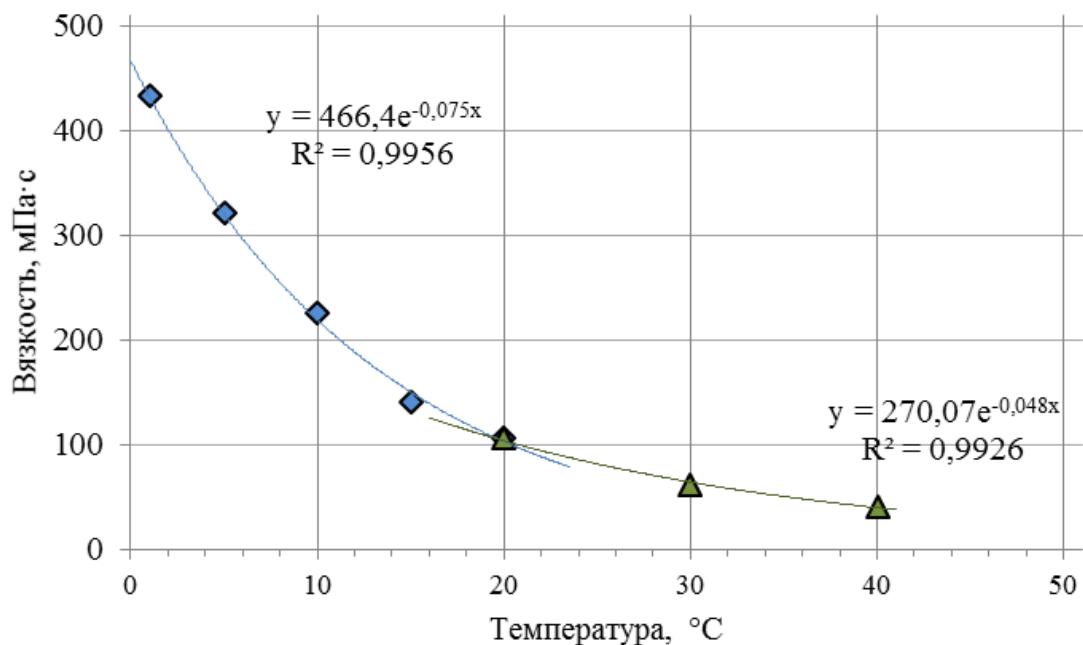


Рисунок 28 – Зависимость эффективной вязкости от температуры нефти верейского горизонта Соколкинского месторождения при скорости сдвига 60 c^{-1}

На Рисунке 29 приведена обобщенная характеристика зависимости вязкости от температуры при различных скоростях сдвига на примере нефти башкирского яруса Ивашкино-Мало-Сульчинского месторождения.

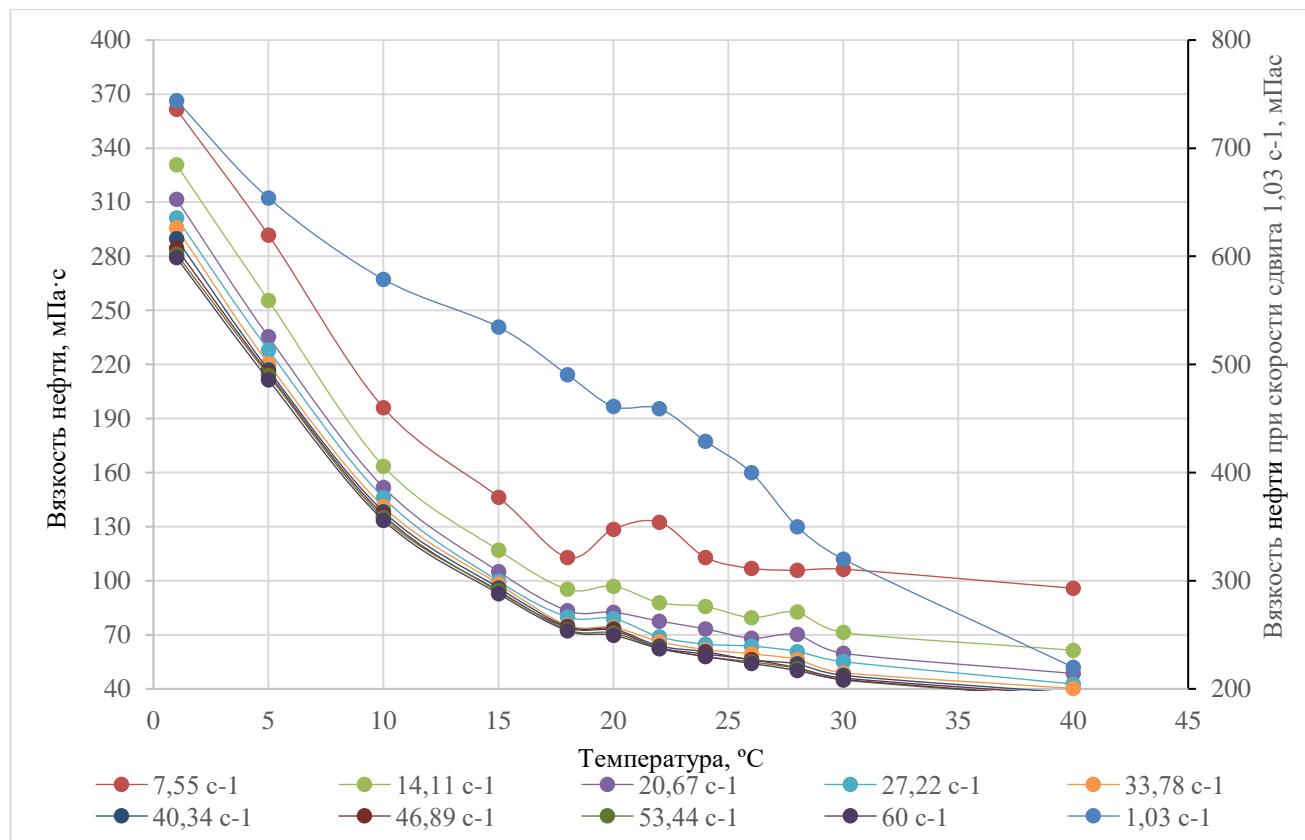


Рисунок 29 – Зависимость эффективной вязкости нефти башкирского яруса Ивашкино-Мало-Сульчинского месторождения от температуры при различных скоростях сдвига

Из представленных проб нефти в Таблице 8, 21 проба из 48 не проявила структурно-механических свойств при изменении температуры.

В Таблице 8 представлены залежи, нефть которых обладает высокой вязкостью в стандартных условиях, но имеет низкую суммарную концентрацию асфальтенов, смол и парафинов, например, нефть башкирского яруса залежи 302. Суммарная концентрация асфальтенов, смол и парафинов в пробе этой нефти составляет 11,55 % масс. при вязкости нефти 192,71 мПа·с и плотности 956,5 кг/м³. Такое высокое значение плотности говорит о том, что проба нефти была обводнена и представляла собой эмульсию. Это объясняет исключение этой пробы из общей закономерности.

Суммарное значение высокомолекулярных компонентов (асфальтенов, смол, парафинов) в исследуемых образцах нефти, вязкость которой выше 50 мПа·с, составило не менее 20 % масс.

Согласно Таблице 8, наиболее подвержена фазовым переходам нефть каменноугольных отложений месторождений Республики Татарстан. Дальнейшее исследование проводилось с учетом этого факта.

Автором определена температура структурного фазового перехода для нефти каменноугольных отложений Республики Татарстан за период с 2012 по 2018 г.

В Таблице 9 приведены результаты определения температуры структурного фазового перехода для 97 проб нефти и значения пластовой температуры исследуемых залежей. Сравнительный анализ температур структурного фазового перехода и пласта демонстрирует, что температура структурного фазового перехода для некоторых образцов нефти близка по значению к пластовой температуре.

Определение температуры структурного фазового перехода было проведено на пробах дегазированной нефти при атмосферном давлении. Для решения десяти уравнений, которые получаются в результате построения аппроксимирующих кривых для каждой пробы нефти, был разработан алгоритм в программе Excel с использованием массива данных. Расчеты были сделаны с точностью до четвертого знака после запятой.

Таблица 9 – Сравнительный анализ температур структурного фазового перехода и пласта залежей нефти месторождений Республики Татарстан

№	Месторождение	Ярус, горизонт	Номер скважины	Температура структурного фазового перехода, °C	Пластовая температура °C	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Вязкость нефти при 20 °C, мПа·с	Массовая концентрация, %			Суммарная концентрация асфальтенов, смол и парафинов
								асфальтены	смолы	парафины	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	Бавлинское	бобриковский	479	не опр.	23	11,26	19,65	3,93	11,34	2,44	17,71
2	Елабужское	башкирский	912Е	не опр.	20	10,72	23,46	3,01	10,16	1,41	14,58
3	Контузлинское	бобриково-тульский	964	не опр.	25	15,19	23,85	2,76	11,36	2,89	17,01
4	Бавлинское	алексинский	766	не опр.	22	17,16	29,79	3,92	8,89	3,87	16,68
5	Контузлинское	турнейский	207	не опр.		21,09	32,24	5,06	11,93	2,80	19,79
6	Елабужское	башкирский	938	не опр.	20	17,49	32,46	3,83	11,46	2,03	17,32
7	Ямашинское	бобриковский	2568	не опр.	23	27,90	36,64	5,02	11,06	3,70	19,78
8	Бавлинское	бобриковский	3026	не опр.	23	15,64	39,38	4,52	10,90	3,48	18,90
9	Березовское	тульский	7169	не опр.	25	22,11	39,55	3,69	13,72	2,16	19,57
10	Контузлинское	башкирский	2022	не опр.	23	26,47	40,64	5,45	11,50	3,60	20,55
11	Сабанчинское	бобриковский	1911	не опр.	25	23,75	42,23	7,33	10,30	2,60	20,23
12	Тюгееевское	тульский	6723	не опр.	25	34,46	44,05	5,76	11,09	4,00	20,85
13	Тат.-Кандызское	бобриковский	781К	не опр.	23	19,04	44,78	6,06	9,39	4,44	19,89
14	Контузлинское	башкирский	1721Г	не опр.	23	32,10	45,92	4,46	12,19	2,25	18,90
15	Ямашинское	турнейский	7211	21	25	35,94	50,5	8,63	12,50	4,85	25,98
16	Ямашинское	тульский	2512	22	23	35,79	50,7	7,01	12,58	2,80	22,39

Продолжение Таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
17	Березовское	бобриковский	16527	21	25	32,72	50,98	9,06	10,90	3,77	23,73
18	Березовское	турнейский	2047	20	25	32,32	53,38	5,20	15,06	6,62	26,88
19	Тюгейевское	турнейский	17534	21	25	42,28	53,58	5,74	11,96	2,00	19,70
20	Березовское	башкирский	11725	22	22	37,33	53,82	4,91	13,12	3,30	21,33
21	Тюгейевское	бобриковский	17549	21	23	43,95	58,15	5,76	13,65	2,51	21,92
22	Ново-Суксинское	бобриковский	1228Г	21	25	40,52	58,43	2,62	10,65	4,89	18,16
23	Березовское	верейский	2064	20	22	42,10	59,43	7,43	12,11	1,63	21,17
24	Сиреневское	бобриковский	1486	21	25	42,08	61,16	6,46	11,15	4,74	22,35
25	Сиреневское	тульский	1487	21	25	40,96	61,42	6,55	11,23	3,61	21,39
26	Ново-Суксинское	турнейский	589	20	25	42,93	62,90	3,43	12,06	5,09	20,58
27	Ромашкинское	бобриковский	7680	20	25	38,57	63,80	4,09	14,39	2,94	21,42
28	Ивашкино-Мало-Сульчинское	башкирский	9075_1	19	23		64,98	6,01	12,06	0,40	18,47
29	Тюгейевское	башкирский	6704	21	20	56,12	67,04	6,43	11,72	3,40	21,55
30	Черемшанское	верейский	11800	21	23	41,09	67,71	6,46	18,54	3,23	28,23
31	Ивашкино-Мало-Сульчинское	верейский	1571	21	23	52,16	68,03	6,30	12,97	2,08	21,35
32	Тюгейевское	верейский	536	21	20	61,51	70,53	8,99	10,49	2,48	21,96
33	Ямашинское	башкирский	1331	20	22	47,94	71,18	6,39	10,80	1,42	18,61
34	Ямашинское	верейский	11829	21	22	49,33	71,18	7,86	15,78	1,88	25,52
35	Ромашкинское	бобриковский	7659	20	25	43,37	74,15	4,29	11,16	3,60	19,05
36	Ильмовское	верейский	665И	21	23	65,54	74,53	5,11	15,00	1,81	21,92
37	Вишнево-Полянское	верейский	8281	23	23	59,84	75,79	9,20	19,49	4,63	33,32
38	Шегурчинское	башкирский	16340	22	23	63,12	77,19	7,62	13,21	0,50	21,33
39	Ивашкино-Мало-Сульчинское	бобриковский	9006	21	25	53,32	79,24	4,97	12,57	2,88	20,42
40	Ивашкино-Мало-Сульчинское	верейский	459	22	23	49,30	81,40				
41	Ивашкино-Мало-Сульчинское	верейский	489	22	23	49,30	81,40				
42	Ивашкино-Мало-Сульчинское	верейский	1542	20	23	49,30	81,40				
43	Сотниковское	верейский	2065	21	23	63,64	84,89	9,15	12,88	3,58	25,61
44	Гарейское	тульский	226	19	25	40,21	85,67	5,41	13,19	2,44	21,04

Продолжение Таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
45	Аксубаево-Мокшинское	верейский	980	21	23	82,75	86,23	10,41	15,91	4,90	31,22
46	Курманаевское	верейский	1039	22	23	72,54	86,88	7,15	9,97	4,14	21,26
47	Ивашкино-Мало-Сульчинское	бобриково-тульский	1560	19	25	60,02	87,89	7,02	12,01	3,80	22,83
48	Сиреневское	верейский	1969	21	20	73,17	93,20	6,62	14,26	2,89	23,77
49	Гарейское	тульский	299	21	25	54,27	103,87	6,46	12,21	2,01	20,68
50	Вишнево-Полянское	турнейский	1227	21	25	86,34	106,00	9,68	9,80	1,40	20,88
51	Вишнево-Полянское	турнейский	1284/2	20	25	86,34	106,00				
52	Вишнево-Полянское	турнейский	1096	22	25	86,34	106,00				
53	Вишнево-Полянское	башкирский	8032	21	23	86,34	106,00				
54	Вишнево-Полянское	верейский	8037	22	23	86,34	106,00	6,50	24,31	2,62	33,43
55	Вишнево-Полянское	верейский	8098	19	23	86,34	106,00				
56	Вишнево-Полянское	верейский	8266	20	23	86,34	106,00				
57	Вишнево-Полянское	верейский	88145	21	23	86,34	106,00	8,87	13,74	0,30	22,91
58	Вишнево-Полянское	башкирский	88170	22	23	86,34	106,00				
59	Черемшанскоe	бобриковский	674	23	25	89,18	107,66	6,05	15,78	2,57	24,40
60	Вишнево-Полянское	башкирский	1217	18	23	155,76	110,32	6,47	14,29	1,85	22,61
61	Ивашкино-Мало-Сульчинское	башкирский	1588_1	19	23	95,30	112,20	7,40	13,17	0,80	21,37
62	Ивашкино-Мало-Сульчинское	башкирский	1592	22	23	95,30	114,18	6,71	11,46	1,00	19,17
63	Ивашкино-Мало-Сульчинское	турнейский	9072/2	20	25	87,60	115,88	6,75	11,83	1,71	20,29
64	Ивашкино-Мало-Сульчинское	башкирский	9301	22	23	98,65	119,70	5,42	12,59	3,33	21,34
65	Вишнево-Полянское	каширский	8251	23	23	93,37	127,54	8,85	18,10	4,06	31,01
66	Аксубаево-Мокшинское	верейский	453A	21	23	92,70	133,65	12,66	14,87	3,95	31,48
67	Тауташское	бобриковский	10113	24	25	73,04	135,61	7,92	13,07	3,81	24,80
68	Черемшанскоe	каширский	768	22	23	131,23	140,81	8,28	16,84	3,07	28,19
69	Курманаевское	верейский	1033	22	23	118,26	153,68	9,33	13,10	4,65	27,08
70	Вишнево-Полянское	башкирский	8032	23	23	114,33	159,35	12,23	13,11	2,40	27,74

Продолжение Таблицы 9

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
71	Аксубаево-Мокшинское	верейский	149A	20	23	90,33	160,90				
72	Аксубаево-Мокшинское	верейский	153A	20	23	90,33	160,90				
73	Аксубаево-Мокшинское	верейский	981	22	23	90,33	160,90				
74	Аксубаево-Мокшинское	башкирский	28169	20	21	90,33	160,90				
75	Аксубаево-Мокшинское	башкирский	28543	21	21	90,33	160,90				
76	Вишнево-Полянское	турнейский	1096	23	25	95,53	163,92	9,09	17,05	4,28	30,42
77	Курманаевское	башкирский	3821	22	25	117,87	169,98	7,60	12,36	2,95	22,91
78	Курманаевское	башкирский	3821	22	25	117,87	169,98	7,60	12,36	2,95	22,91
79	Гарейское	бобриковский	287	22	25	76,69	177,72	5,67	13,79	3,18	22,64
80	Черноозерское	верейский	11001	22	23	143,17	189,27	7,87	15,03	2,99	25,89
81	Бардинское	верейский	1075	21	20	135,81	197,79	8,00	13,55	2,43	23,98
82	Аксубаево-Мокшинское	бобриковский	454A	20	25	125,36	197,94	12,53	27,06	5,31	44,90
83	Аксубаево-Мокшинское	тульский	417	19	25	80,84	207,61	9,08	19,24	7,68	36,00
84	Сотниковское	бобриковский	818	22	25	144,45	210,40	8,87	13,42	6,02	28,31
85	Курманаевское	башкирский	3817	22	25	151,94	219,68	8,75	13,70	4,26	26,71
86	Аксубаево-Мокшинское	башкирский	2929	22	23	155,94	246,11	10,63	17,46	5,80	33,89
87	Аксубаево-Мокшинское	башкирский	165A	21	23	122,25	252,53	9,36	22,13	5,60	37,09
88	Аксубаево-Мокшинское	башкирский	165A	21	23	122,25	252,53	9,36	22,13	5,60	37,09
89	Ильмовское	бобриковский	3028	21	25	185,32	263,24	8,75	14,83	3,26	26,84
90	Аксубаево-Мокшинское	турнейский	207A	21	25	139,55	295,29	9,43	11,36	3,80	24,59
91	Бардинское	верейский	1075	21	20	163,76	308,91	9,34	12,57	3,46	25,37
92	Черноозерское	башкирский	11063	22	23	293,20	314,64	9,37	16,37	3,44	29,18
93	Вишнево-Полянское	бобриковский	1093	21	25	186,06	355,47	8,03	15,00	2,27	25,30
94	Черноозерское	бобриковский	11224	22	25	226,64	366,56	7,47	14,79	3,48	25,74
95	Аксубаево-Мокшинское	башкирский	28562	21	21	283,96	376,35	10,95	16,08	0,50	27,53
96	Бардинское	каширский	1076	21	20	235,48	410,34	7,07	12,09	1,80	20,96
97	Бардинское	каширский	1076	22	20	241,87	414,34	14,25	27,44	5,10	46,79

Дополнены данные из АРМИТС - 

Результаты исследований проб нефти проранжированы по вязкости в стандартных условиях (Таблица 9). 14 проб нефти каменноугольных отложений из 97 исследованных не проявили явно структурно-механические свойства, температура структурного фазового перехода по ним не была определена. 11 проб из 14, в которых не проявился фазовый переход при изменении температуры, содержали в своем составе асфальтены, смолы и парафины от 14,80 до 19,87 % по массе. Средняя температура структурного фазового перехода составила 21 °C, пластовая температура – 23 °C.

Проведенный эксперимент и анализ полученных результатов позволяют определить пороговые значения качественного изменения структурно-механических свойств нефти: вязкость нефти в стандартных условиях 50 мПа·с и концентрация высокомолекулярной составляющей 20 % масс. Залежи месторождений Республики Татарстан можно классифицировать по проявлению структурного фазового перехода в нефти в пластовых условиях (Таблица 10);

Таблица 10 – Классификация нефти месторождений Республики Татарстан по проявлению структурного фазового перехода в пластовых условиях

Признаки	Характеристика	Концентрация АСП, % масс.	Вязкость нефти в стандартных условиях, мПа·с	Принадлежность к геологической системе
Отсутствие проявления	Температурный режим геологической среды является определяющим фактором низкой вероятности фазового перехода в нефти этих залежей	< 20%	<50	Девонские, каменноугольные и пермские отложения
Высокая вероятность проявления	Разница между значениями пластовой температуры и температуры структурного фазового перехода в нефти не более 5 °C	≥20%	≥50	Девонские и каменноугольные отложения
Произведенная	Установившийся температурный режим геологической среды этих залежей предопределяет состояние нефти – неподвижное	≥20%	>50	Пермские отложения

В пластовых условиях значение температуры структурного фазового перехода может отличаться от значения в стандартных условиях. Однако близость

значений пластовой температуры и температуры структурного фазового перехода говорит о том, что небольшое отклонение от пластовых условий залегания в результате, например, технологического воздействия может привести к изменению фазового состояния нефти и осложнению процесса разработки.

Вязкость нефти в пластовых условиях является обязательным параметром для проектных документов месторождения. В работе установлены зависимости вязкости нефти в пластовых и в стандартных условиях девонских и каменноугольных отложений для пересчета полученного порогового значения вязкости в стандартных условиях (50 мПа·с) в пластовые условия (Рисунок 30-31)

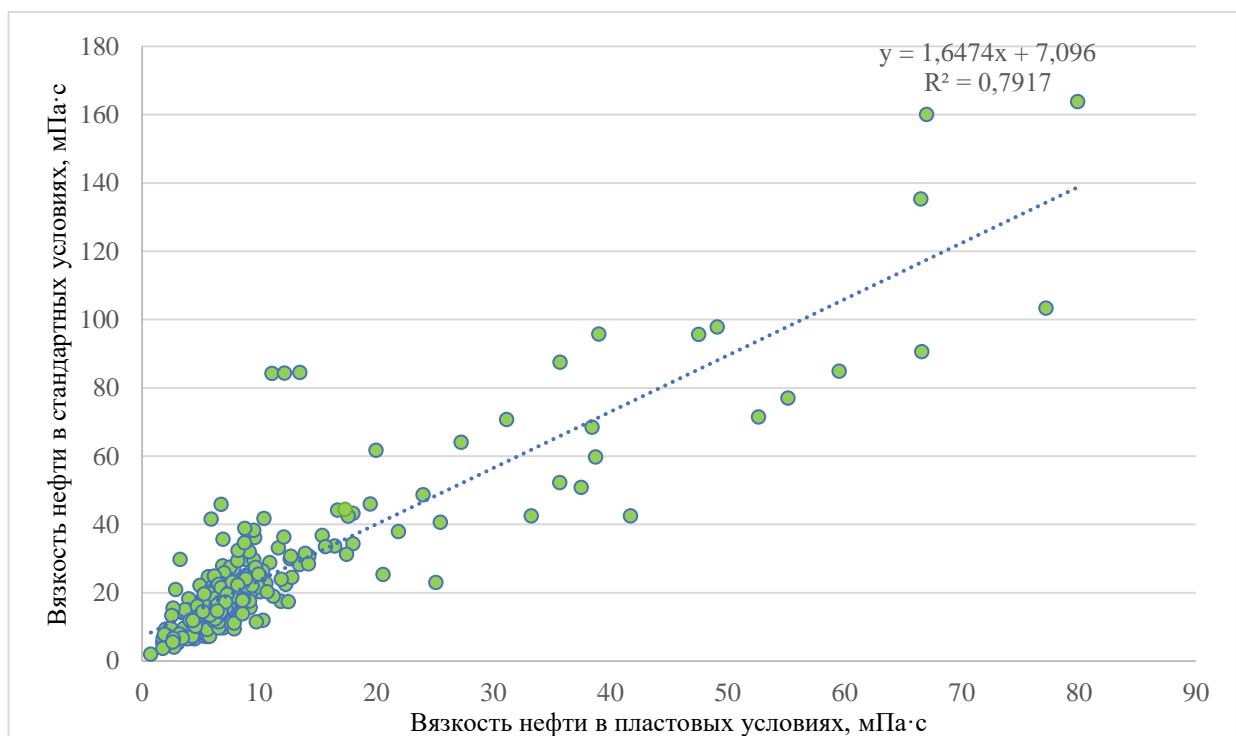


Рисунок 30 – Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях залежей девонской системы

Установленные зависимости характеризуются высокой величиной достоверности аппроксимации: для нефти отложений девона – 0,7917, каменноугольных отложений – 0,8015, что свидетельствует о близости значения линии тренда к фактическим данным. Для залежей нефти девонских отложений значение вязкости нефти в пластовых условиях составило 26,04 мПа·с, для залежей нефти каменноугольных отложений – 24,71 мПа·с. Полученные результаты

позволяют принять пороговое значение вязкости нефти в пластовых условиях 25 мПа·с.

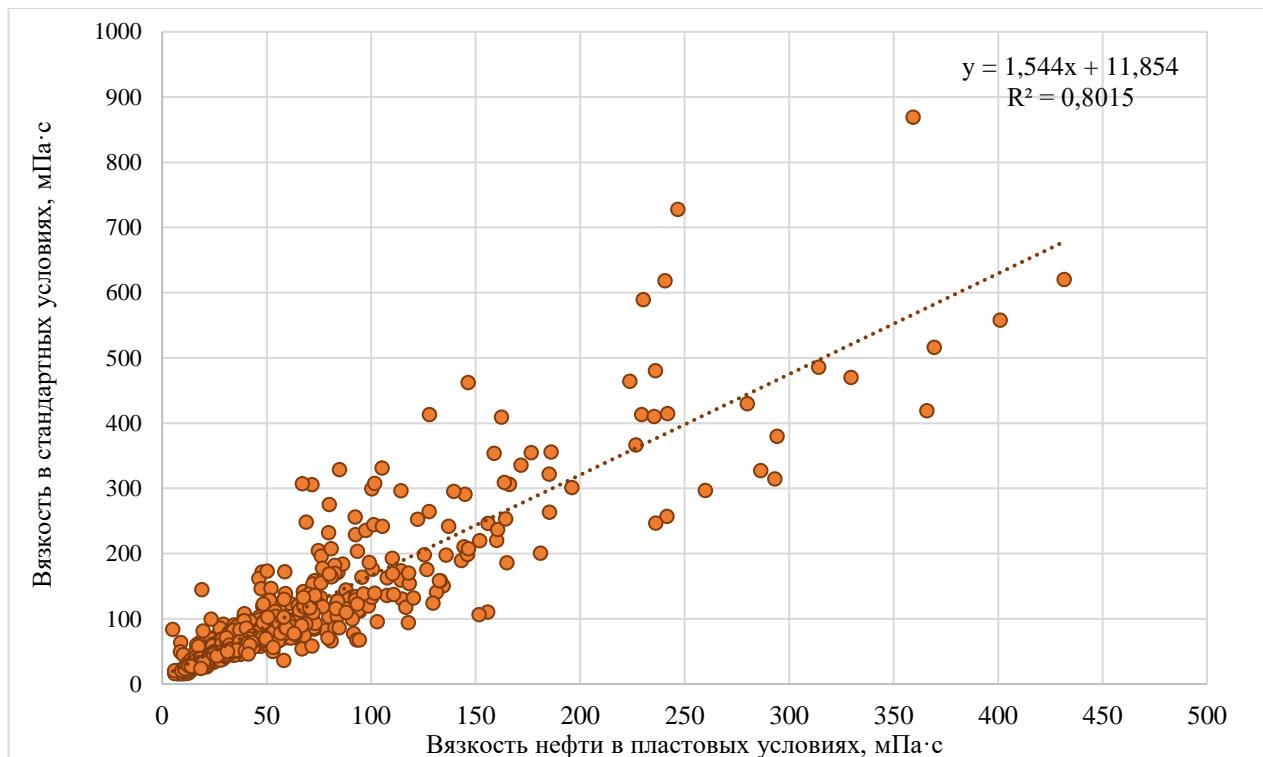


Рисунок 31 – Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях залежей каменноугольной системы

Анализ полученных результатов проведенного эксперимента позволяет сделать следующие выводы:

- метод, основанный на реологических зависимостях, позволяет определить температуру структурного фазового перехода нефти, вязкость которой в стандартных условиях не менее 50 мПа·с;
- установлены пороговые значения вязкости нефти в стандартных условиях (50 мПа·с) и концентрации высокомолекулярной составляющей (20 % масс.), при которых возможен структурный фазовый переход;
- залежи, в нефти которых концентрация высокомолекулярных компонентов менее 20 % масс. и вязкость в стандартных условиях менее 50 мПа·с, характеризуются низкой вероятностью проявления структурного фазового перехода;
- залежи, в нефти которых концентрация высокомолекулярных компонентов не менее 20 % масс. и вязкость в стандартных условиях не менее 50 мПа·с,

характеризуются высокой вероятностью структурного фазового перехода. Сдерживающим структурный фазовый переход условием, является неравенство температур, пластовой и структурного фазового перехода: $T_{\text{пласта}} > T_{\text{СФП.}}$:

- разработанная классификация нефти по проявлению структурного фазового перехода в пластовых условиях позволяет выявить залежи нефти месторождений Республики Татарстан с возможными фазовыми переходами.

Влияние концентрации высокомолекулярных компонентов на температуру структурного фазового перехода рассмотрено в следующем параграфе.

2.2 Оценка влияния высокомолекулярной составляющей нефти на температуру структурного фазового перехода

Асфальтены, смолы и парафины в нефти составляют высокомолекулярную компоненту нефти. Асфальтены – порошкообразные вещества бурого или коричневого цвета с плотностью более единицы, массовое содержание которых в нефти достигает 5,0 % и более. В асфальтенах содержится (% масс.): углерода – 80,0-86,0, водорода – 7,0-9,0, серы – до 9,0, кислорода – 1,0-9,0 и азота – до 1,5. Они являются наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжелых компонентов нефти [79]. Смолы содержат большое число элементов, основными из которых являются углерод, водород, кислород, сера и азот. Выделенные из нефти смолы имеют мазеобразную консистенцию и темно-коричневый цвет. Плотность смол около 1 г/см³. Молекулярный вес может достигать 1200. Смолы хорошо растворяются в жидких парафиновых углеводородах, а также в нафтеновых и ароматических углеводородах [79]. Нефтяные твердые парафины включают в себя парафиновые, нафтеновые, ароматические углеводороды, а также полярные соединения, способные кристаллизоваться при охлаждении [1].

Суммарная концентрация асфальтенов, смол и парафинов, а также концентрация каждого в отдельности оказывает существенное влияние на такое

свойство нефти, как вязкость. Реологические свойства нефти тесно связаны с содержанием этих веществ.

Нефть является слабоструктурированной жидкостью, если в ее составе содержится мало асфальтенов. С повышением концентрации асфальтенов аномалия вязкости и структурно-механические свойства усиливаются (Таблица 11) [80]. Смолы формируют сольватный слой ассоциатов асфальтенов. В результате неньютоновские свойства с ростом содержания смол в составе нефти ослабляются. Повышение температуры усиливает броуновское движение и ослабляет взаимодействие между ассоциатами асфальтенов. При этом вязкость нефти снижается. В Таблице 11 приведены сведения о количестве залежей Республики Татарстан и Республики Башкортостан с различной концентрацией асфальтенов и высокомолекулярных парафинов, основных структурообразующих компонентов нефти. Нефть с концентрацией асфальтенов более 1,5 % проявляет неньютоновские свойства. Парафиносодержащая нефть при охлаждении ниже температуры насыщения парафином проявляет неньютоновские свойства [80].

Из Таблицы 11 следует, что при разработке свыше 90 % залежей в той или иной мере проявляются аномалии вязкости и структурно-механические свойства нефти [80].

Таблица 11 – Распространенность залежей по содержанию в составе нефти парафинов и асфальтенов

Массовая концентрация парафинов в нефти, % масс.	Количество залежей с массовой концентрацией асфальтенов в нефти		
	до 1%	1-5 %	свыше 5 %
Малопарафинистые – до 1,5 %	70	27	5
Парафинистые – от 1,5% до 6 %	129	210	88
Высокопарафиновые – свыше 6 %	128	92	5

Для нефти каменноугольных отложений Республики Татарстан характерно повышенная суммарная концентрация асфальтенов, смол и парафинов. На Рисунке 30 показана зависимость вязкости нефти от суммарной концентрации высокомолекулярных углеводородов для башкирского яруса, верейского и

бобриковского горизонта 26 месторождений Татарстана, исследованных в период с 2016 по 2018 гг. [82]. Из Рисунка 32 следует, что с ростом суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти повышается ее вязкость [82].

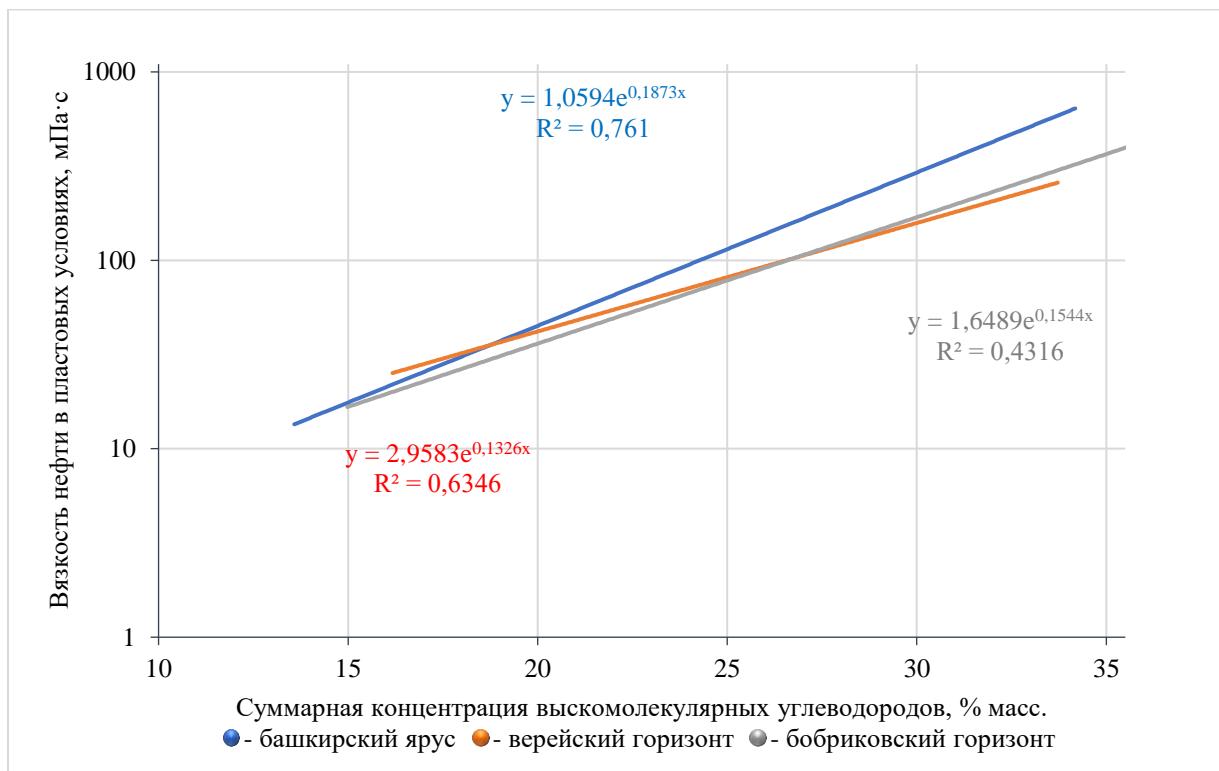


Рисунок 32 – Зависимость вязкости нефти в пластовых условиях от концентрации высокомолекулярных углеводородов каменноугольных отложений

Рисунок 33 отражает зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях девонской системы от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов. Ось ординат – логарифмическая шкала вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях. Ось абсцисс – суммарная концентрация асфальтенов, смол и парафинов в нефти девонской системы, определенное для 297 проб нефти 44 месторождений Республики Татарстан.

Среднее значение вязкости нефти в пластовых условиях девонской системы составило 10,11 мПа·с (минимальное – 0,75 мПа·с, максимальное – 79,91 мПа·с). Среднее значение вязкости нефти в стандартных условиях – 23,90 мПа·с (минимальное – 2,05 мПа·с, максимальное – 163,88 мПа·с). Среднее значение суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти – 15,68 % масс. (минимальное – 6,00 % масс., максимальное – 22,50 % масс.).

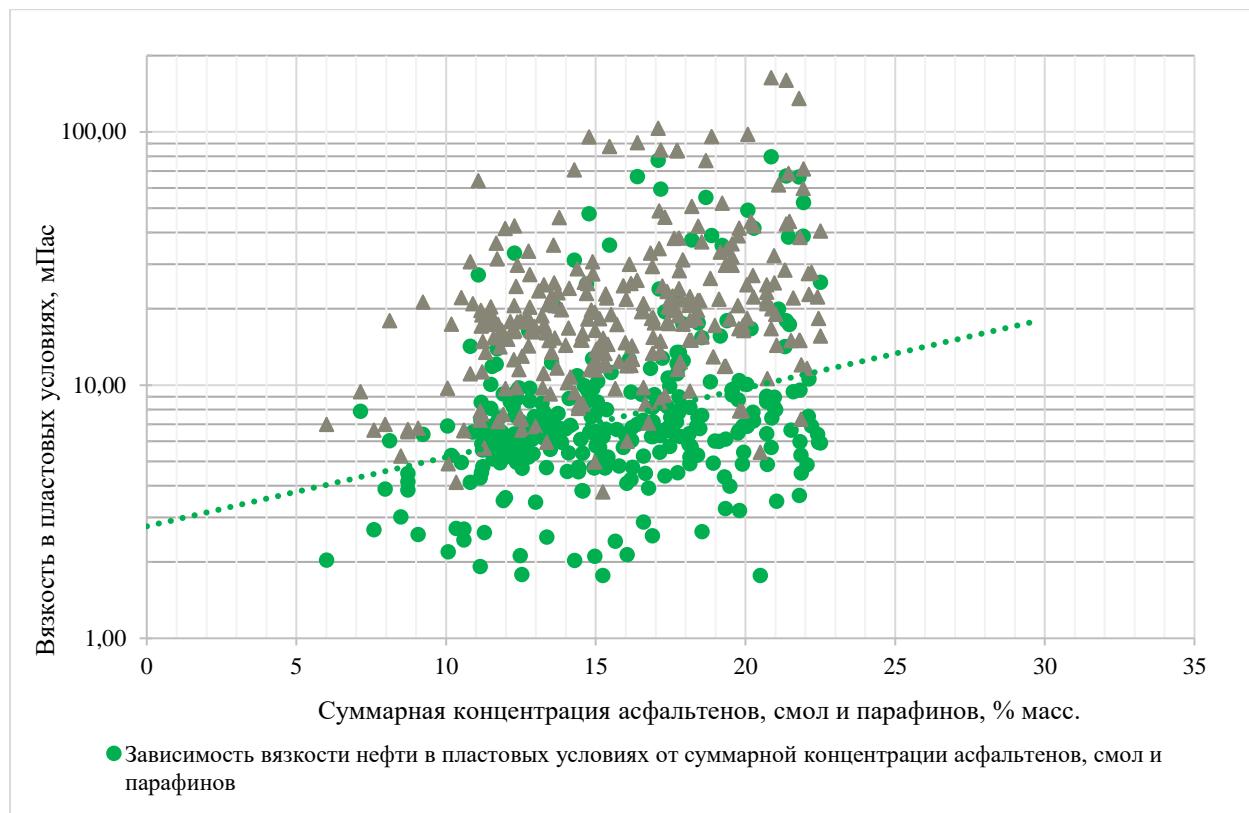


Рисунок 33 – Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов для залежей девонской системы

Согласно графику, расположение линии тренда демонстрирует, что чем больше значения одного признака (концентрация высокомолекулярной составляющей), тем больше значения другого (вязкость нефти), и чем меньше значения одного признака, тем меньше значения другого для данной статистической совокупности.

На Рисунке 34 представлена зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов для нефти каменноугольной системы. Среднее значение вязкости нефти в пластовых условиях, определенное для 560 проб нефти 71 месторождения Республики Татарстан, составило 60,01 мПа·с (минимальное – 5 мПа·с, максимальное – 431,67 мПа·с). Среднее значение вязкости нефти в стандартных условиях – 104,51 мПа·с (минимальное – 15,67 мПа·с, максимальное – 869,22 мПа·с).

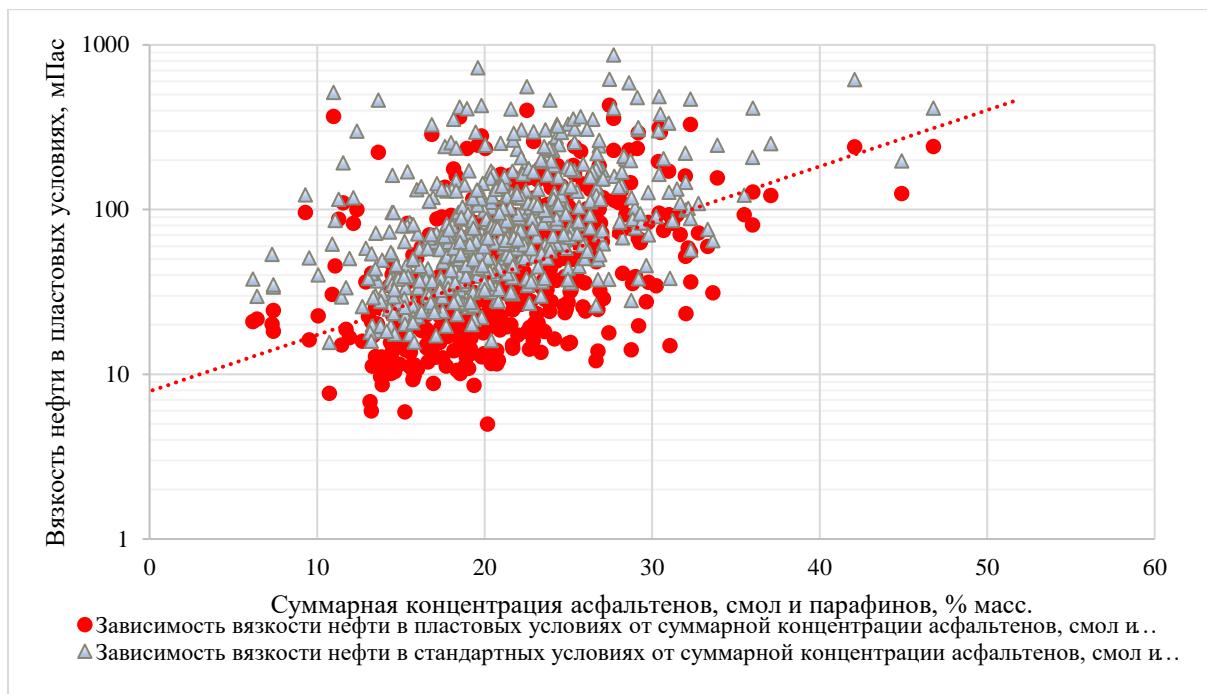


Рисунок 34 – Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов для залежей каменноугольной системы

Среднее значение суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти составило 20,99 % масс. (минимальное – 6,17 % масс., максимальное – 46,79 % масс.). При одинаковом значении суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти значения вязкости девонских и каменноугольных систем отличаются. Вязкость нефти каменноугольной системы выше вязкости нефти девонской системы.

На Рисунке 35 представлена зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов для нефти пермской системы. Среднее значение вязкости нефти в пластовых условиях, определенное для 43 проб, составило 9671 мПа·с (минимальное – 721,3 мПа·с, максимальное – 52752 мПа·с), вязкости нефти в стандартных условиях – 1493,55 мПа·с (минимальное – 258,51 мПа·с, максимальное – 9512,30 мПа·с). Среднее значение суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти – 24,94 % масс. (минимальное – 16,05 % масс., максимальное – 32,06 % масс.). Здесь так же, как и на Рисунках 33 и 34, значение вязкости нефти растет с повышением концентрации высокомолекулярной составляющей.

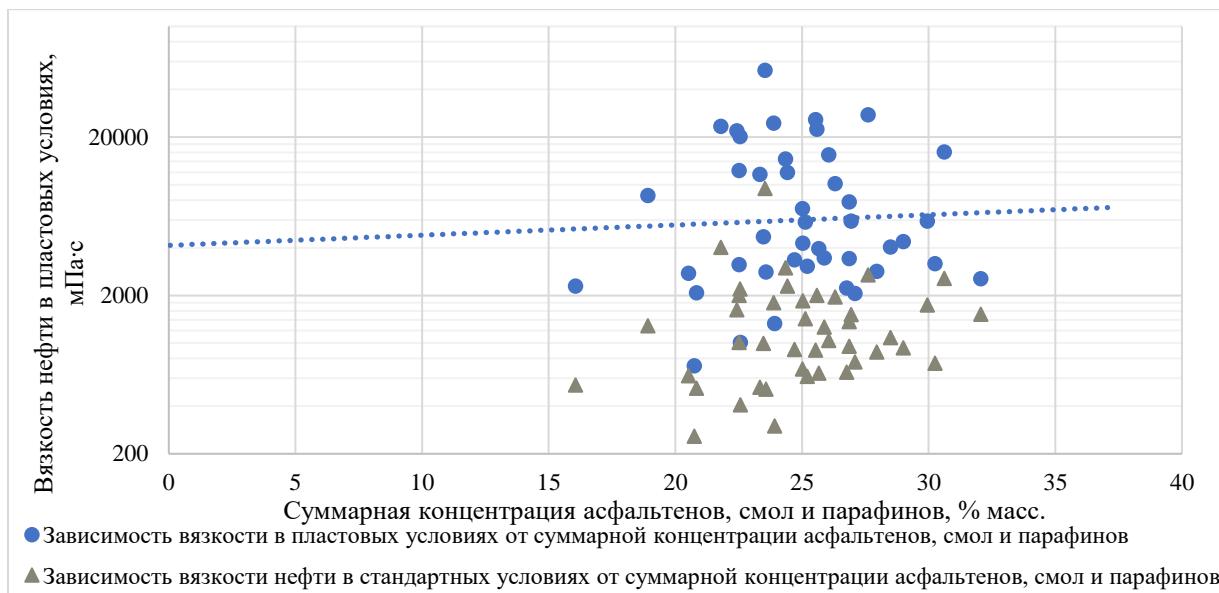


Рисунок 35 – Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов для залежей пермской системы

При сопоставимой концентрации высокомолекулярных компонентов нефти каменноугольной и пермской систем значение вязкости нефти пермской системы значительно превышает вязкость нефти каменноугольной (Таблица 12, Рисунок 36).

Таблица 12 – Физико-химические свойства нефти месторождений Республики Татарстан

№	Геологическая система	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Вязкость нефти в стандартных условиях, мПа·с	Суммарная концентрация асфальтенов, смол и парафинов в нефти, % (масс. доли)
		$\frac{max - min}{ср}$	$\frac{max - min}{ср}$	$\frac{max - min}{ср}$
1	Пермские отложения	$\frac{721,3 - 52752}{9671,00}$	$\frac{258,51 - 9512,30}{1493,55}$	$\frac{16,05 - 32,06}{24,94}$
	Каменноугольные отложения по всем залежкам	$\frac{5,00 - 431,67}{60,01}$	$\frac{15,67 - 869,22}{104,51}$	$\frac{6,17 - 46,79}{20,99}$
2	Каменноугольные отложения по залежам, вязкость ≥ 50 мПа·с и суммарное содержание асфальтенов, смол и парафинов $\geq 20\%$ масс.	$\frac{24,87 - 431,67}{90,43}$	$\frac{50,50 - 869,22}{148,86}$	$\frac{20,03 - 46,79}{24,89}$
3	Девонские отложения	$\frac{0,75 - 79,91}{10,11}$	$\frac{2,05 - 163,88}{23,90}$	$\frac{6,00 - 22,50}{15,68}$

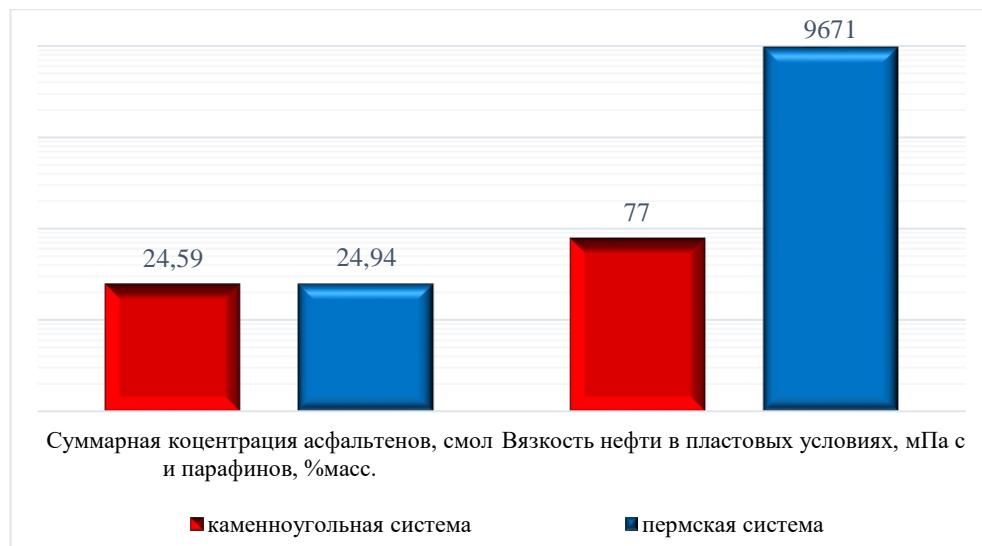


Рисунок 36 – Сравнительный анализ средних значений вязкости и суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти пермской и каменноугольной систем

Представленные на Рисунках 33–35 зависимости показывают, что существует корреляция между значением вязкости нефти и концентрацией в ней высокомолекулярной составляющей. Чем больше в нефти асфальтенов, парафинов и смол, тем больше она проявляет структурно-механические свойства и значение вязкости нефти растет в пределах геологической системы. Причиной различий в значениях вязкости нефти разных геологических систем является температурные условия рассматриваемых геологических систем.

На Рисунке 37 показано распределение вязкости нефти в пластовых условиях и концентрации высокомолекулярных соединений в геологическом пространстве осадочных пород по результатам исследования 900 проб нефти за период с 1994 по 2019 г. Проведены линии: вертикальная, соответствующая пороговому значению суммарной концентрации высокомолекулярных компонентов 20 % масс., и горизонтальная, соответствующая пороговому значению вязкости нефти в пластовых условиях 25 мПа·с.

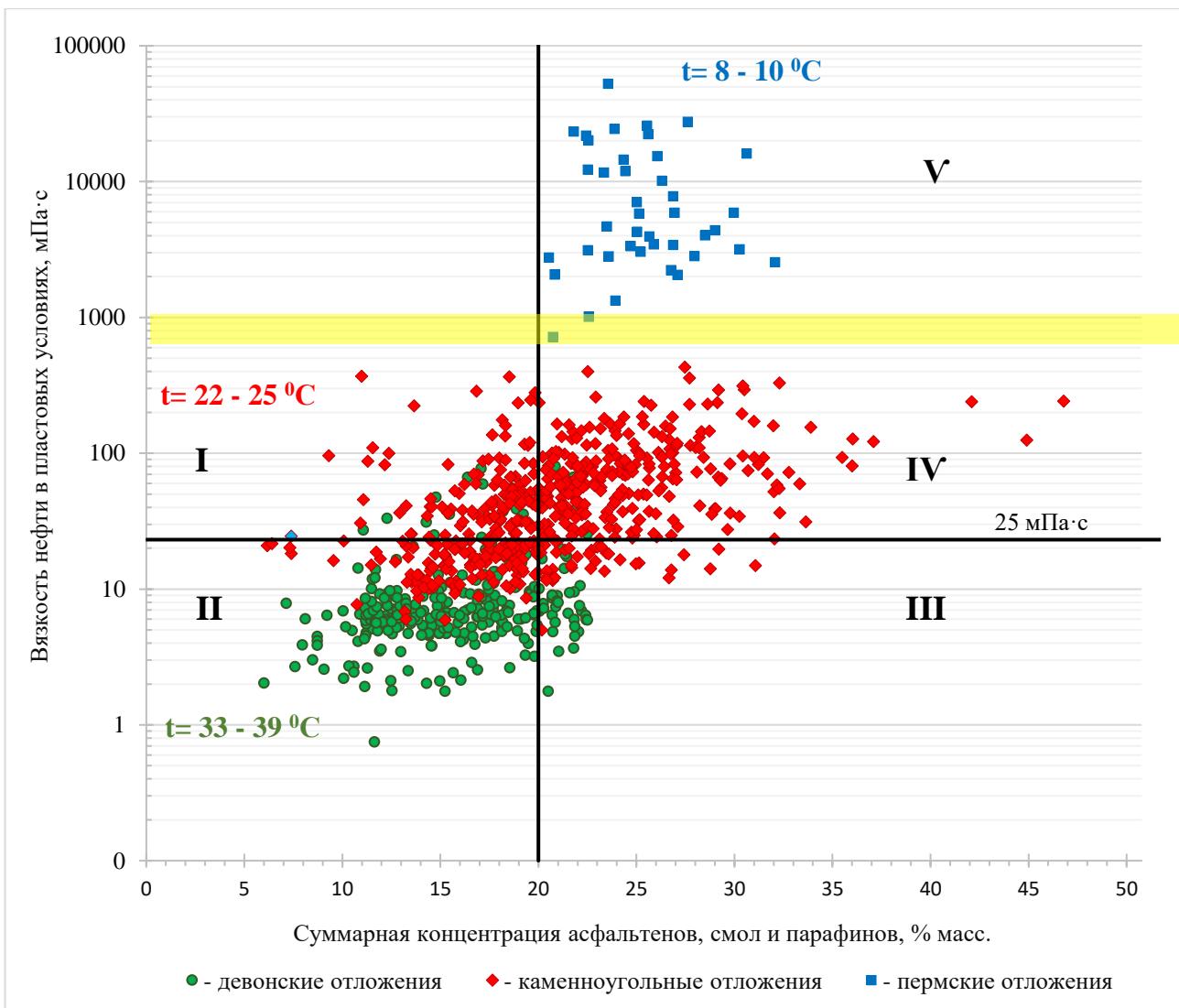


Рисунок 37 – Зависимость вязкости нефти в пластовых условиях девонских, каменноугольных, пермских отложений месторождений Республики Татарстан от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов

Выделена граница равенства температур пласта и структурного фазового перехода, - . Миграция нефти через эту границу приводит к качественному изменению фазового состояния углеводородов с концентрацией высокомолекулярных соединений не менее 20 % масс. Выше этой границы расположились залежи нефти, приуроченные к пермским отложениям (V на Рисунке 37). Сверхвязкие свойства нефти приобретены в процессе формирования этих залежей. Ниже границы равенства температур располагается область исследования данной работы:

- залежи нефти с концентрацией высокомолекулярных соединений ниже порогового значения, не будут подвержены структурным фазовым преобразованиям (I и II на Рисунке 37);

- залежи с вязкостью нефти ниже порогового значения и с концентрацией высокомолекулярных соединений от 20 до 32 % масс. (III на Рисунке 37). Вязкость нефти этих залежей обусловлена температурными условиями геологической среды;

- залежи нефти, у которых вязкость и концентрация высокомолекулярных соединений выше пороговых значений сосредоточены в IV (Рисунок 37). Структурный фазовый переход в нефти этих залежей, до ввода в разработку, сдерживается температурными условиями геологической среды. Ввод месторождений в разработку нарушает термодинамический баланс в залежи. Закачка вытесняющего агента охлаждает пласт, а опережающий отбор легких фракций нефти приводит к росту температуры структурного фазового перехода. Возникает угроза потери извлекаемых запасов залежей по причине структурного фазового перехода (Рисунок 38).

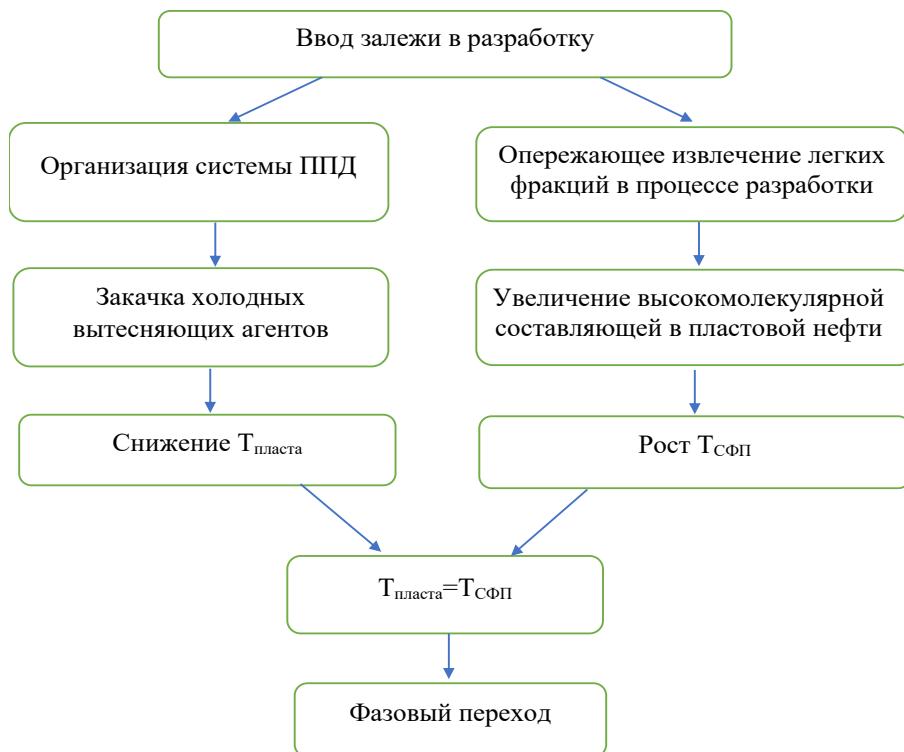


Рисунок 38 – Принципиальная схема возникновения фазового перехода в нефти в процессе разработки

Определение концентрации асфальтенов, смол проводилось автором в лаборатории института «ТатНИПнефть» по методу Маркуссона-Саханова согласно ОСТ 153-39.2-048-2003. Метод основан на избирательной экстракции растворителями в аппаратах Сокслета (Рисунки 39–41). Определение массовой доли парафина в пробах нефти осуществлялось по ГОСТ 11851-85.



Рисунок 39 – Экстракция асфальтенов в аппаратах Сокслета



Рисунок 40 – Полученные асфальтены



Рисунок 41 – Экстракция силикагелевых смол в аппаратах Сокслета

В начальный период добычи происходит выработка наиболее подвижных фракций нефти, по мере истощения запасов – добыча оставшейся нефти с более тяжелыми фракциями, частично десорбированными со стенок пор залежей [47]. Остаточная нефть становится более тяжелой и вязкой из-за потери легких углеводородов, что приводит к накоплению в пласте смолисто-асфальтеновых компонентов. В процессе добычи в пластовой нефти постепенно увеличивается доля асфальтенов и высокомолекулярных парафиновых углеводородов в результате опережающей фильтрации по пласту низкомолекулярных неполярных компонентов [83]. Асфальтено-смолистые компоненты нефти, по мнению ряда авторов, определяют явление затухания при фильтрации нефти, которое объясняется адсорбцией асфальтенов и смол и созданием сольвантных слоев на поверхности пор. Утолщение сольвантных слоев до размеров пор изменяет геометрию порового пространства и пути движения жидкости, что может привести к полному затуханию фильтрации нефти. Эти свойства усиливаются при охлаждении нефти из-за закачки холодной технологической жидкости [48].

Высокая концентрация асфальтенов и смол приводит к образованию объемной структурной сетки из коллоидных частиц асфальтенов, при этом могут возникать аномалии структурно-механических и реологических свойств природной нефти [75, 78].

Изменение физико-химических свойств нефти происходит при различных режимах разработки залежей по-разному. При разработке залежи в режиме растворенного газа наблюдается повышение плотности нефти и концентрации в ней высокомолекулярных компонентов (асфальтенов, смол и парафинов) в результате выделения газа. При водонапорном режиме происходит еще большее изменение свойств нефти, поскольку более плотная нефть из погруженных зон залежи перемещается вверх, в зону отбора нефти [85].

Со временем происходит уменьшение содержания в нефти нормальных алканов и увеличение циклических углеводородов. В качестве причин отмечено микробиологическое окисление нефти и вымывание легких углеводородов водой, что подтверждено снижением абсолютного содержания легких углеводородов в нефти и увеличением содержания сероводорода в газах.

Сравнительный анализ состава добываемой нефти Аксубаево-Мокшинского месторождения в 1995 и 2012 гг. выявил существенные изменения в составе нефти (Рисунок 42 [81,84]): концентрация асфальтенов выросла в 5,42 раза, смол – в 1,89 раза, парафинов – в 4,92 раза. Суммарная концентрация высокомолекулярных компонентов в 1995 г. составила 12,37 % масс., в 2012 г. – 37,09 % масс.

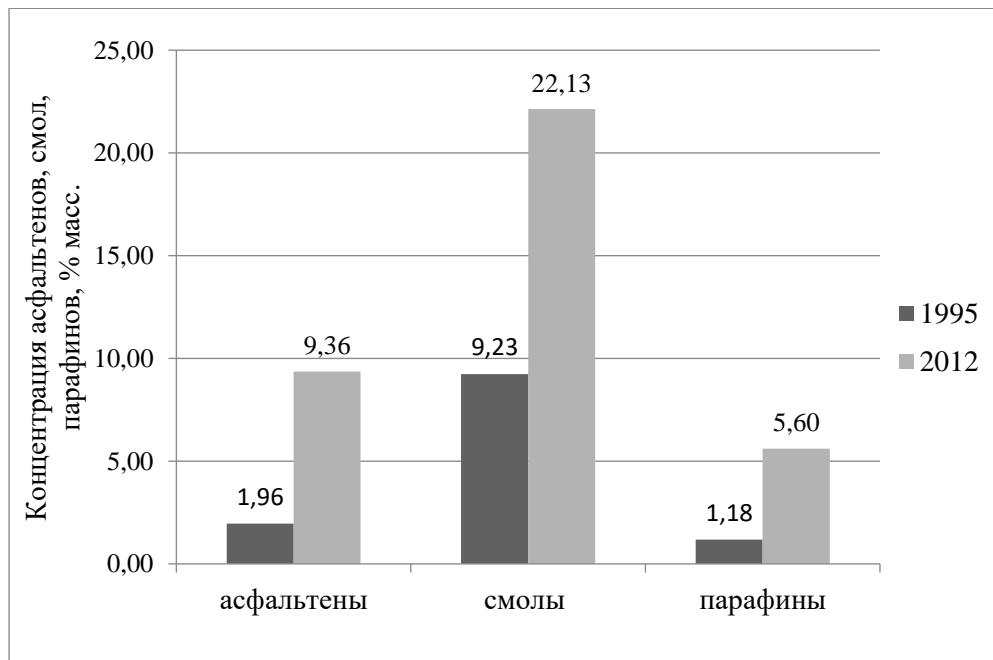


Рисунок 42 – Изменение концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти башкирского яруса в процессе разработки Аксубаево-Мокшинского месторождения

Месторождение введено в промышленную разработку в 1994 г. Башкирский ярус вступил в опытную эксплуатацию в 1983 г., в промышленную разработку – в 1994 г. На 01.01.2016 башкирский объект Аксубаево-Мокшинского месторождения является основным как по запасам, так и по количеству пробуренных скважин и добыче углеводородов. В 1997 г. на данном объекте создается система заводнения. Влияние закачки незначительно: пластовое давление в зоне отбора снизилось почти в два раза и составляет 5,5 МПа при начальном 10,3 МПа; забойное – 1,7 МПа, что на 5,5 % ниже давления насыщения (Рисунок 43). Пластовое давление в зоне нагнетания – 14,2 МПа [86].

В процессе разработки в режиме истощения происходит снижение пластового давления по причине низкой природной проницаемости карбонатного коллектора. По этой же причине система поддержания пластового давления, созданная на такой коллектор, не может быть эффективной и не позволяет избежать снижения пластового давления. Снижение пластового давления ускоряет процесс опережающего извлечения легких фракций нефти в процессе разработки. В результате в недрах остается обогащенная высокомолекулярными компонентами нефть, что приводит к повышению ее вязкости и температуры фазового перехода.

Поддержание пластового давления закачкой холодной воды способствует охлаждению пласта. Происходит сближение пластовой температуры с температурой структурного фазового перехода. При достижении равенства между этими параметрами произойдет структурный фазовый переход в нефти в пластовых условиях.

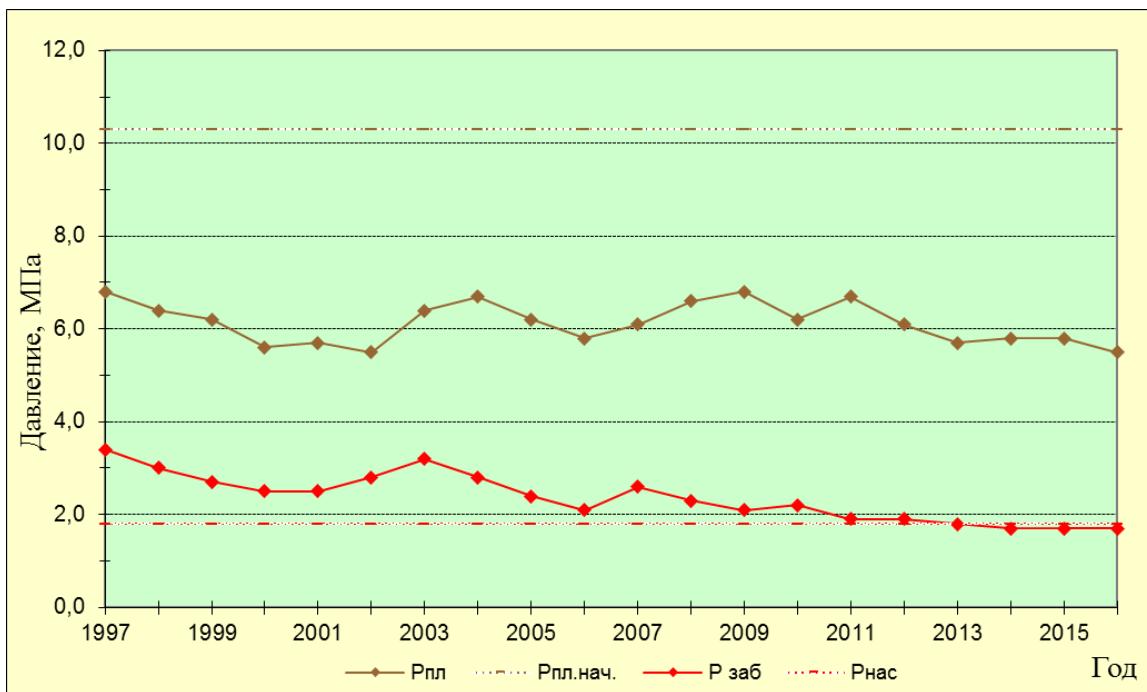


Рисунок 43 – Динамика пластового и забойного давлений башкирского объекта Аксубаево-Мокшинского месторождения

Согласно данным статистического и факторного анализов, проведенных А.З. Тухватуллиной [87], вязкость нефти определяется концентрацией асфальтенов.

Для нефти Аксубаево-Мокшинского месторождения изменения в составе высокомолекулярной составляющей оказали влияние на температуру структурного фазового перехода.

По данным реологических исследований 1995 г., температура структурного фазового перехода составила 19 °C, в 2012 г. приблизилась на два градуса к начальной пластовой температуре (Рисунок 44). Значение начальной пластовой температуры для башкирского яруса Аксубаево-Мокшинского месторождения составляет 23 °C. Повышение температуры структурного фазового перехода обусловлено ростом асфальтено-смолистых компонентов в нефти, так как их наличие влияет на структурно-механические свойства нефти и значительно ухудшает подвижность нефти в пласте.

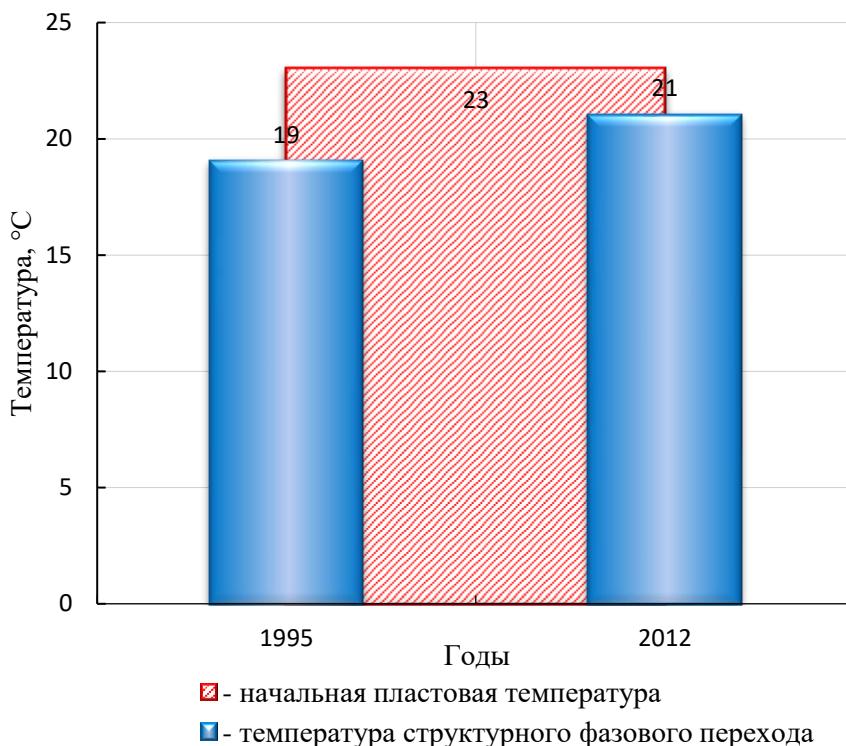


Рисунок 44 – Изменение температуры структурного фазового перехода нефти башкирского яруса в процессе разработки Аксубаево-Мокшинского месторождения

Таким образом, оценка влияния высокомолекулярной составляющей нефти на температуру структурного фазового перехода позволяет сделать следующие выводы:

- высокомолекулярная составляющая нефти – асфальтены, смолы и парафины – является основным элементом, отвечающим за структурно-механические свойства нефти;
- изменение концентрации высокомолекулярных компонентов нефти в процессе разработки нефтяного месторождения влечет за собой изменение температуры структурного фазового перехода для данной нефти. С увеличением суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти температура структурного фазового перехода повышается, что может привести к снижению объема извлекаемой нефти.

Выводы к главе 2

1. В ходе реологических исследований 144 проб нефти 27 месторождений Республики Татарстан определено пороговое значение вязкости нефти (50 мПа·с) в стандартных условиях, при котором идентифицируется структурный фазовый переход.

2. Анализ высокомолекулярной составляющей нефти в пробах, участвовавших в определении температуры структурного фазового перехода, позволил установить пороговое значение суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов, которое составило 20 % масс.

3. По установленным пороговым значениям разработана классификация залежей нефти месторождений Республики Татарстан, которая позволяет выявить залежи нефти с возможным структурным фазовым переходом.

4. Установление пороговых значений вязкости нефти и концентрации высокомолекулярных компонентов позволили выявить в геологическом пространстве осадочных пород геологическую среду с температурными условиями, оказывающими влияние на структурный фазовый переход.

Залежи нефти с концентрацией высокомолекулярных компонентов не менее 20 % масс. подвержены качественному изменению структурно-механических свойств при соответствующих температурных условиях геологической среды.

В результате распределения залежей по параметрам вязкости нефти в пластовых условиях и концентрации высокомолекулярных компонентов обозначены области в геологическом пространстве осадочных пород:

- с залежами нефти, в которых структурный фазовый переход невозможен по причине недостаточной концентрации высокомолекулярных компонентов;
- с залежами нефти с концентрацией высокомолекулярных компонентов не менее 20 % масс., в которых структурный фазовый переход сдерживается температурными условиями геологической среды;
- с залежами нефти, в которых структурный фазовый переход произошел в процессе формирования этих залежей.

5. Граница выявленной геологической среды, температурные условия которой сдерживают структурный фазовый переход, определяется равенством температур среды и структурного фазового перехода.

6. Увеличение суммарной концентрации высокомолекулярных компонентов нефти в процессе разработки башкирского яруса Аксубаево-Мокшинского месторождения в три раза, привело к увеличению значения температуры структурного фазового перехода в нефти на 2 $^{\circ}\text{C}$.

3 ВЫЯВЛЕНИЕ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ С ВОЗМОЖНЫМИ СТРУКТУРНЫМИ ФАЗОВЫМИ ПЕРЕХОДАМИ

3.1 Текущее состояние остаточных запасов месторождений Республики

Татарстан

Нефтяные компании Республики Татарстан разрабатывают залежи нефти, приуроченные к терригенным и карбонатным отложениям девонской, каменноугольной и пермской систем. В статье [89] определены приоритетные направления разработки. Для этого текущие извлекаемые запасы сгруппированы по признаку приуроченности к терригенным и карбонатным коллекторам девонской и каменноугольной систем. Запасы углеводородов пермской системы охарактеризованы неглубоким залеганием, их терригенные ловушки представлены рыхлыми породами, нефть отличается высокими показателями плотности и вязкости. По этим параметрам их выделяют в отдельную группу сверхвысоковязкой нефти (СВН). В Таблице 13 приведено распределение остаточных извлекаемых запасов, объемов годовой добычи нефти и степень выработанности месторождений недропользователей Республики Татарстан.

Все запасы углеводородов, в том числе и не находящиеся на учете государственного баланса, можно отнести к категории трудноизвлекаемых:

- запасы нефти в терригенных коллекторах – по причине выработанности активных запасов. В недрах остались трудноизвлекаемые запасы нефти;
- в карбонатных коллекторах – по причине сложности геологического строения резервуара и повышенной вязкости углеводородов; с увеличением значений вязкости нефти за счет опережающего извлечения более легких компонентов в процессе разработки; пополнением текущих запасов за счет вновь открываемых месторождений с высокими значениями плотности и вязкости;
- запасы нефти уфимского яруса - по причине сверхвысокой вязкости и приурочены к рыхлым коллекторам.

Таблица 13 – Распределение остаточных извлекаемых запасов углеводородов, объемов годовой добычи нефти и выработанность месторождений недропользователей Татарстана по состоянию на 01.01.2014 [89]

Показатели	Распределение остаточных запасов (ABC_1), годовой добычи нефти и выработанность месторождений							Всего
	в терригенных отложениях			в карбонатных отложениях			на месторождениях СВН (пермь)	
	по месторождениям девона	по месторождениям карбона	всего	по месторождениям девона	по месторождениям карбона	всего	в терригенных отложениях	
Доля запасов, %	21,1	26,6	47,7	1,0	42,7	43,7	8,6	100
Доля годовой добычи нефти, %	31,2	44,3	75,4	0,65	23,5	24,1	0,5	100
Выработанность извлекаемых запасов, %	93,2	62,6	85,5	36,9	23,6	24,0	0,43	77,6

Как видно из Таблицы 13, основные запасы нефти Республики Татарстан сосредоточены в терригенных коллекторах. За 2013 г. добыча нефти из этих коллекторов составила соответственно 75,4 %. Значительное отставание доли запасов от доли добычи указывает на проблемы с учетом запасов нефти в терригенных коллекторах. Высокая выработанность запасов месторождений (85,5 %) подтверждает это. Известно, что выработка запасов высокопроницаемых коллекторов опережает проектный коэффициент нефтеизвлечения, по слабопроницаемым – отстает [89]. Таким образом, объекты разработки с терригенными коллекторами являются важнейшим стратегическим направлением развития нефтедобычи.

Доля годовой добычи нефти из карбонатных коллекторов по Республике Татарстан составляет 24,1 % при доле запасов нефти 43,7 % (Таблица 13). Двукратное отставание доли добычи от доли запасов обусловлено наличием

проблем в разработке запасов карбонатных коллекторов. Залежи в них содержат нефть с высокой концентрацией смол и асфальтенов, характеризуются повышенными параметрами плотности и вязкости.

3.2 Распределение остаточных запасов месторождений Республики Татарстан по физико-химическим параметрам нефти

Распределение остаточных запасов нефти проведено с учетом полученных выводов и результатов в предыдущих главах исследования. В первой главе данной работы обозначено, что основным параметром, оказывающим влияние на фазовое состояние компонентов нефти, является температура геологической среды. Здесь же показано, что основными компонентами нефти, отвечающими за качественное изменение структурно-механических свойств нефти, являются парафины и асфальтены. Для высокопарафинистой нефти (концентрация парафина более 6 % масс.) понижение температуры ведет к кристаллизации парафина. Нефть месторождений Республики Татарстан относится к парафинистой (1,5–6,0 % масс.). Рост массовой концентрации асфальтенов до 5–6 % в нефти приводит к тому, что температура насыщения нефти парафином снижается от 32–37 до 20–22 °С [9]. Асфальтены ассоциируют при температурах, близких к стандартной температуре. На примере Ивашкино-Мало-Сульчинского месторождения показано влияние температурных условий геологической среды и концентрации высокомолекулярных компонентов на вязкость нефти в пластовых условиях (Таблица 14).

Во второй главе определены пороговые значения вязкости нефти в пластовых условиях (25 мПа·с) и суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов (20 % масс.), которые использованы для выявления залежей нефти с возможными структурными фазовыми переходами.

Таблица 14 – Физико-химические свойства нефти Ивашкино-Мало-Сульчинского месторождения

Горизонт	Температура, °C	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	Концентрация, % масс.			Суммарная концентрация, % масс
			асфальтены	смолы	парафины	
Верейский	T _{пласт} = 23 °C	52,16	6,30	12,97	2,08	21,35
Бобриковско-тульский	T _{пласт} = 25 °C	60,02	7,02	12,01	3,80	22,83
Кыновский	T _{пласт} = 35 °C	16,70	3,77	13,45	2,96	20,18

Для выявления залежей нефти с возможными структурными фазовыми переходами использованы материалы из литературных источников и результаты испытаний, проведенных в институте «ТатНИПИнефть» [5, 88]. Используемые в работе данные по запасам нефти на дату 01.01.2015.

Запасы нефти по месторождениям в разрезе стратиграфических комплексов с указанием типа коллектора, кинематической вязкости при стандартных условиях, вязкости в пластовых условиях, а также концентрации асфальтенов, парафинов и смол сведены в таблицу (Приложение А). Залежи нефти проранжированы по показателю, который подтверждается недропользователями для получения налоговых льгот при разработке месторождений: вязкость нефти в пластовых условиях [90].

Первоочередными для выявления обозначены залежи нефти с вязкостью в пластовых условиях не менее 50 мПа·с.

Ранжирование по вязкости проводилось по признакам. В Таблице 15 залежи нефти обозначены признаками по вязкости пластовой нефти:

- 0 – нефть с вязкостью до 25 мПа·с;
- 1 – нефть с вязкостью 26-49 мПа·с;
- 2 – нефть с вязкостью 50-199 мПа·с;
- 3 – нефть с вязкостью 200-9999 мПа·с;
- 4 – нефть с вязкостью более 10000 мПа·с.

Таблица 15 – Распределение залежей месторождений Республики Татарстан и их запасов (ABC1+C2) по признакам

№	Признак по вязкости	Количество залежей	Всего остаточных запасов, % ABC1+C2	Всего остаточных запасов, % ABC1+C2 по типу коллектора	
				карбон.	терриген.
1	0	222	29,47	17,70	82,30
2	1	166	27,97	50,25	49,75
3	2	327	29,16	78,08	21,92
4	3	43	9,35	60,15	39,85
5	4	8	4,05	7,02	92,98
	Итого	766	100,00		

Количество залежей нефти в первой группе, которая выделена по признаку 0, составило 222. В следующей группе, по признаку 1, 166 залежей с вязкостью в пластовых условиях от 25 до 50 мПа·с. Две залежи Тимеровского месторождения отнесены в данную группу по приуроченности к горизонтам. Вязкость и концентрация асфальтенов, смол и парафинов данных залежей не изучены. Они отнесены к группе залежей для определения вязкости и высокомолекулярной составляющей нефти (Таблица 16).

Таблица 16 – Распределение залежей и их запасов (ABC1+C2) по направлениям дальнейшего исследования

	Объекты с вязкостью менее 50 мПа·с Признаки 0 и 1	Объекты для определения температуры структурного фазового перехода Признаки 2 и 3	Объекты с вязкостью для определения химического состава		Объекты для определения вязкости и химического состава нефти	Объекты разработки пермских отложений мПа·с Признаки 3, 4	Всего
			50–199 мПа·с Признак 2	200–10000 мПа·с Признак 3			
Количество объектов разработки	393	73	229	27	25	19	766
Доля извлекаемых запасов, %	62,14	7,53	16,43	5,82	1,84	6,24	100

Анализ залежей по признаку 2 показал, что в их состав вошли пять залежей, приуроченных к девонской системе: кыновский и заволжский горизонты Ашальчинского, Чегодайского, Ольгинского и Старо-Кадеевского месторождений. Они были перенесены в группу залежей по первому признаку, так как температурные условия геологической среды сдерживают структурный фазовый переход в нефти этих залежей. В результате в группе залежей по признаку 2–322 залежи. Из них 73 охарактеризованы вязкостью и высокомолекулярной составляющей нефти, поэтому они сведены в группу для определения температуры структурного фазового перехода (Таблица 16). У 229 залежей по признаку 2 определена вязкость нефти, поэтому эти залежи сведены в группу для определения высокомолекулярной составляющей нефти (Таблица 16). Здесь же выявлено 20 залежей нефти, отнесенных к признаку 2 по приуроченности к горизонтам, вязкость и концентрация высокомолекулярных компонентов, в которых не определены. В этот список отнесена залежь Ново-Елховского месторождения, значения вязкости и высокомолекулярной составляющей нефти, которой не коррелируют между собой. Необходимо уточнение этих параметров.

По признаку 3 проанализированы 43 залежи нефти. Из данной группы исключены залежи камышлинского, барбашинского и шешминского горизонтов, относящиеся к пермской системе. Две из 29 оставшихся залежей перенесены в группу для определения вязкости и концентрации высокомолекулярной составляющей, остальные 27 для определения концентрации асфальтенов, смол и парафинов.

По признаку 4 выделено 8 залежей, это залежи нефти с вязкостью выше 10000 мПа·с, приуроченные к пермской системе. В эту же группу после анализа сведены залежи с признаком 3, относящиеся к горизонтам пермской системы (Таблица 16). Термобарические условия залегания пермских залежей описаны в первой главе, состояние нефти пермских отложений характеризуется как неподвижное и залежи разрабатываются с применением тепловых методов. Залежи с нефтью, соответствующей 3 и 4 признакам, относятся к залежам, разработка которых велась с налоговыми льготами для недропользователей. Федеральный

закон №342 от 15.15.2020 «О внесении изменений в главы 25.4 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации» отменил льготы по НДПИ для сверхвязкой нефти и выработанных месторождений. Также принят Федеральный закон «О внесении изменений в статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» от 15.10.2020 N 325-ФЗ, который исключает возможность установления особых формул расчета ставок вывозных таможенных пошлин в отношении нефти сырой с вязкостью в пластовых условиях не менее 10 000 мПа·с, а также нефти сырой с особыми физико-химическими характеристиками [90, 91].

766 залежей 162 месторождений Республики Татарстан, приуроченные к отложениям пермской, каменноугольной и девонской систем, распределены по направлениям дальнейшего исследования (Таблица 16, Рисунок 45).



Рисунок 45 – Распределение извлекаемых запасов месторождений Республики Татарстан по признакам, %

Из сводной таблицы (Приложение А) исключены 393 залежи с вязкостью нефти в пластовых условиях менее 50 мПа·с, в которых сосредоточено 62,14 %

рассматриваемых запасов. Также исключены объекты разработки с признаком 4, в нефти которых структурный фазовый переход произошел в процессе формирования залежей. Эти залежи относятся к пермским отложениям месторождений Республики Татарстан с суммарными запасами 65 млн т.

Таким образом, выявились объекты разработки месторождений Республики Татарстан, требующие учета температуры структурного фазового перехода при проектировании и организации процессов разработки. Количество таких объектов – 354 с суммарными запасами 329620 тыс. т, что составляет 31,62 % от всех запасов.

3.3 Определение объектов разработки месторождений Республики Татарстан для исследования температуры структурного фазового перехода

Определение объектов разработки для исследования температуры структурного фазового перехода проведено среди залежей, которые отнесли к группе по признакам 2 и 3 (Приложение А). Рассматриваемые залежи приурочены к каменноугольным отложениям месторождений Республики Татарстан. В таблице (Приложение А) остаются залежи со следующими характеристиками:

- суммарная концентрация асфальтенов, смол и парафинов в нефти не менее 20 % масс.;
- вязкость нефти в пластовых условиях от 50 до 590 мПа·с;
- 25 объектов с неопределенными параметрами вязкости и химического состава углеводородов, которые отнесены ко второму или третьему признакам по глубинам залегания продуктивных пластов.

Объекты разработки распределены в табличные приложения по недостающим данным: вязкости нефти в пластовых условиях, высокомолекулярному составу нефти.

Объекты, у которых известны оба параметра, сведены в отдельную таблицу (Приложение Б) для определения температуры структурного фазового перехода в нефти.

Анализ данных из оставшейся части таблицы (Приложение А) по вязкости и концентрации смолисто-асфальтеновых веществ позволяет выделить несколько групп объектов разработки для дальнейшего исследования (Рисунок 46):

- 73 объекта разработки для определения температуры структурного фазового перехода с суммарными запасами 78,5 млн т. По этой группе залежей имеются данные по вязкости нефти в пластовых условиях, концентрация высокомолекулярных компонентов не менее 20 % масс. (Приложение Б);
- 229 объектов разработки с вязкостью от 50 до 199 мПа·с в пластовых условиях для определения концентрации высокомолекулярных компонентов в нефти с суммарными запасами 171,3 млн т (Приложение В);
- 27 объектов разработки с вязкостью от 206 до 590 мПа·с в пластовых условиях для определения концентрации высокомолекулярных компонентов в нефти с суммарными запасами 60,7 млн т (приложение Г);
- 25 объектов разработки для определения и уточнения вязкости нефти в пластовых условиях и концентрации высокомолекулярных компонентов с суммарными запасами 19,2 млн т (Приложение Д).

Далее по этим объектам необходимо определить температуру структурного фазового перехода в нефти и температуру пласта. Близость этих значений показывает вероятность структурного фазового перехода в нефти. Достигение равенства температур может привести к снижению доли извлекаемой нефти. Такая опасность уже реально существует для месторождений, находящихся в разработке (296 объектов). Проекты разработки этих месторождений составлены без учета параметра температуры структурного фазового перехода. Для залежей, ожидающих ввода в разработку, необходимо определить физико-химические свойства нефти, температуру структурного фазового перехода и измерить пластовую температуру.



Рисунок 46 – Распределение залежей нефти для определения недостающих параметров

В данном исследовании рассматривались объекты разработки 34 недропользователей Республики Татарстан. В Таблице 17 залежи нефти по признаку 2 и 3 отнесены к компаниям-недропользователям и приведена доля запасов по признакам 2 и 3 к общим запасам нефти. Недропользователям рекомендуется исследование температуры структурного фазового перехода и перепроектирование систем и способов разработки с учетом этого параметра во избежание потерь извлекаемых запасов.

Таблица 17 – Распределение извлекаемых запасов Республики Татарстан по причинам, осложняющим разработку месторождений нефти, по недропользователям (в % от общих запасов)

№ п/п	Недропользователь	Признак	Доля извлекаемых запасов, %	ИТОГО по недропользователю, %
1	ПАО «Татнефть»	2	19,94	22,00
		3	2,06	
2	ЗАО «Татех»	2	34,50	53,08
		3	18,58	
3	ОАО «Татойлгаз»	2	48,59	48,59
4	ОАО «Татнефтеотдача»	2	22,37	88,93
		3	66,57	

5	ОАО «Булгарнефть»	2	43,65	
		3	0,25	43,90
6	ОАО «РИТЭК»	2	74,49	74,49
7	ОАО «Меллянефть»	2	95,53	95,53
8	ОАО «Кондурчанефть»	2	100,00	100,00
9	ОАО «Акмай»	2	11,55	11,55
10	ОАО «Елабуганефть»	2	100,00	100,00
11	ОАО «Шешмаойл»	2	76,01	76,01
12	ОАО «Нократойл»	2	31,99	31,99
13	ЗАО «Троицкнефть»	2	77,22	77,22
14	ОАО «Дружбанефть»	2	28,96	28,96
15	ЗАО «Геотех»	2	9,27	9,27
16	ОАО «Татнефтепром»	2	38,45	
		3	35,74	74,19
17	ОАО «Татнефтепром-Зюзееинефть»	2	50,53	
		3	49,47	100,00
18	ОАО «ГРИЦ»	2	100,00	100
19	ЗАО «Кара-Алтын»	2	43,47	
		3	49,35	92,82
20	ОАО «Иделойл»	2	99,31	99,31
	ООО «Трансойл»	2	66,89	66,89
21	ООО «ТНГК-Развитие»	2	51,77	
		3	40,49	92,26
22	ЗАО «Охтин-Ойл»	2	6,08	6,08
23	ООО «Татнефть-Геология»	2	20,64	20,64
24	ЗАО «ВЕЛЛойл»	2	100,00	100
25	ООО «Карбон-Ойл»	2	71,18	
		3	28,82	100,00
26	ЗАО «Селенгушнефть»	2	93,65	
		3	6,35	100,00
27	ООО «Нурлатская нефтяная компания»	2	31,05	
		3	68,95	100,00
28	ООО «МНКТ»	2	5,16	5,16
29	ОАО «МАКОЙЛ»	2	100,00	100
30	Итого по Республике Татарстан			31,62

На Рисунке 47 показана доля запасов недропользователя с признаком 3 (вязкость нефти в пластовых условиях более 200 мПа·с), в залежах нефти которых имеется максимальный риск потерь извлекаемых запасов в результате структурного фазового перехода в процессе разработки.

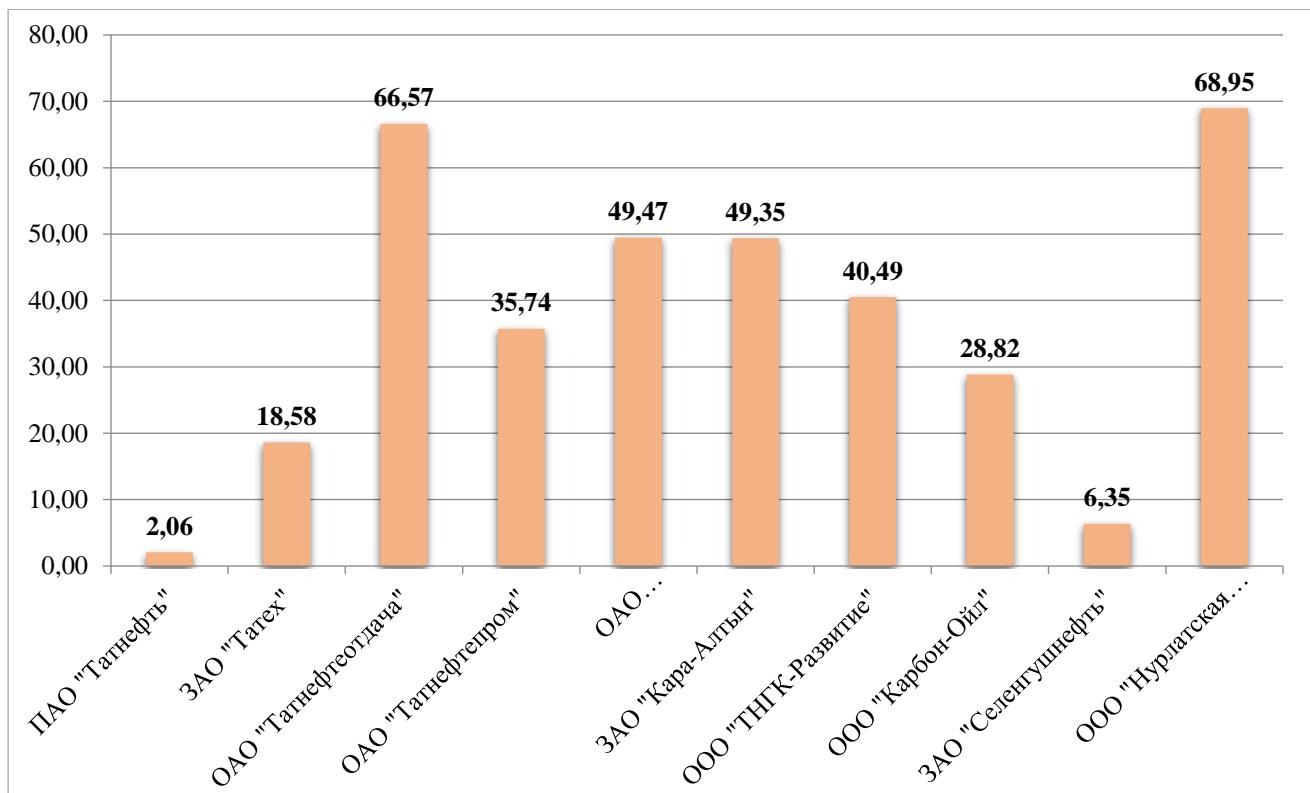


Рисунок 47 – Доля запасов недропользователя с вязкостью более 200 мПа·с (признак 3), % к общим запасам

На Рисунке 48 представлено изменение вязкости нефти в пластовых условиях в процессе разработки месторождений Республики Татарстан. Ось абсцисс – это временная ось, начало отсчета которой является год начала исследований свойств нефти представленных скважин. Нефть каменноугольных отложений Бастрыкского, Нижне-Нурлатского, Ново-Суксинского, Шегурчинского и Архангельского месторождений тульского, верейского, бобриковского горизонтов и башкирского яруса. Ось ординат – приведенная вязкость нефти в пластовых условиях к началу исследования. Показано, что значение вязкости нефти увеличивается в процессе разработки.

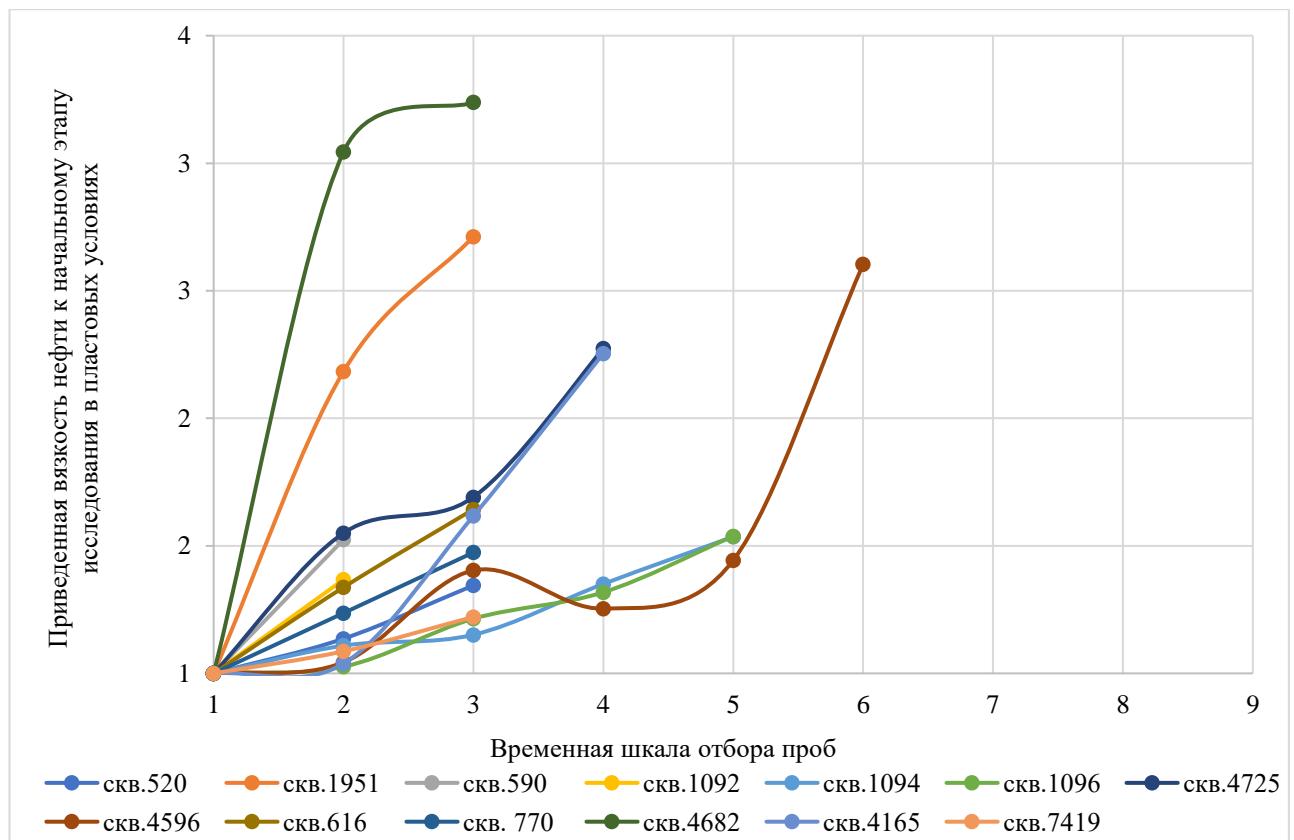


Рисунок 48 – Динамика вязкости нефти в процессе разработки на примере наблюдательных скважин месторождений Республики Татарстан

В данной работе использованы зависимости коэффициента нефтеизвлечения (КИН) от вязкости [94] для оценки потерь нефтеотдачи в результате увеличения вязкости нефти в пластовых условиях в процессе разработки. Зависимости получены в результате аппроксимаций экспериментальных значений и представляют собой степенную и логарифмическую функции, различаются по коэффициенту проницаемости:

$$\text{КИН} = 0,6066 (\mu_x)^{-0,2729} \text{ – группа месторождений } K_{\text{пр.}} = 0,100-0,300 \text{ мд;}$$

$$\text{КИН} = 0,7159 (\mu_x)^{-0,1796} \text{ – группа месторождений } K_{\text{пр.}} = 0,300-0,800 \text{ мд;}$$

$$\text{КИН} = 0,6963 (\mu_x)^{-0,15} \text{ – группа месторождений } K_{\text{пр.}} > 0,800 \text{ мд.}$$

$$\text{КИН} = -0,1094 \ln \mu_x + 0,6122 \text{ – группа месторождений } K_{\text{пр.}} = 0,100-0,300 \text{ мд;}$$

$$\text{КИН} = -0,0904 \ln \mu_x + 0,6976 \text{ – группа месторождений } K_{\text{пр.}} = 0,300-0,800 \text{ мд;}$$

$$\text{КИН} = -0,0783 \ln \mu_x + 0,6857 \text{ – группа месторождений } K_{\text{пр.}} > 0,800 \text{ мд.}$$

Расчет КИН произведен с помощью приведенных зависимостей. Изменение КИН от изменения вязкости нефти в пластовых условиях представлено в Таблице 18.

Для демонстрации изменения КИН в процессе разработки из-за увеличения вязкости нефти, получены средние значения изменения вязкости нефти в пластовых условиях по пяти скважинам бобриковского горизонта Ново-Суксинского и залежи II тульского горизонта Архангельского месторождений. Полученное среднее значение изменения вязкости нефти по пяти скважинам применено для залежи, к которой относятся эти скважины. По рассматриваемым месторождениям уменьшение КИН в результате повышения вязкости нефти в пластовых условиях составило: 0,02–0,03 доли ед. для бобриковского горизонта Ново-Суксинского месторождения и 0,06–0,08 доли ед. для залежи II тульского горизонта Архангельского месторождения.

Таблица 18 – Динамика вязкости нефти и коэффициента нефтеизвлечения в процессе разработки месторождения

Месторождение, залежь, горизонт	Коэффициент проницаемости, мкм ²	Логарифмическая зависимость для расчета КИН	Скважины	Период изменений вязкости нефти в пластовых условиях, год	Вязкость на начальном этапе исследования, мПа·с	Вязкость на конечном этапе исследования, мПа·с	Среднее изменение вязкости нефти в пластовых условиях, мПа·с	Изменение КИН за счет изменения вязкости нефти в пластовых условиях, доли ед.
		Степенная зависимость для расчета КИН						
Ново-Суксинское (бобриковский горизонт)	Кпр. = 1,7370	КИН = -0,0783 ln μ_x + 0,6857	590	29	52,80	68,80	26,02	0,029662
			1092	3	64,10	80,34		
			1094	6	46,05	70,72		
			1096	9	57,30	88,10		
			1098	5	62,19	104,59		
		КИН = 0,6963 (μ_x) ^{-0,15}	616	10	30,89	50,76	30,10	0,083616
			770	11	28,92	42,63		
			4682	6	11,69	37,86		
			4165	8	27,05	60,97		
			7419	2	46,82	57,19		
Архангельское, залежь II (тульский горизонт)	Кпр. = 0,4616	КИН = -0,0904 ln μ_x + 0,6976	616	10	30,89	50,76	30,10	0,064106
			770	11	28,92	42,63		
			4682	6	11,69	37,86		
		КИН = 0,7159 (μ_x) ^{-0,1796}	4165	8	27,05	60,97		
			7419	2	46,82	57,19		

Выявлены 354 залежи нефти для первоочередного исследования, в которых возможен структурный фазовый переход. Показатели для выявления установлены по результатам второй главы данной работы: вязкость нефти в пластовых условиях и суммарная концентрация асфальтенов, смол и парафинов, учтена приуроченность рассматриваемых залежей. Недропользователями выделенных объектов разработки, требующих учета температуры структурного фазового перехода при проектировании и организации процессов разработки, являются 30 компаний Республики Татарстан. Суммарные извлекаемые запасы нефти, подверженной структурному фазовому переходу, составляют 329620 тыс. т, это 31,62 % от всех запасов, рассмотренных в данном исследовании. Составлены табличные приложения с недостающей и требующей уточнения информации по физико-химическим свойствам нефти этих залежей.

Проведена оценка потерь остаточных запасов в результате повышения вязкости нефти в процессе разработки месторождения на примере залежи II тульского горизонта Архангельского месторождения и бобриковского горизонта Ново-Суксинского месторождения.

3.4 Разработка рекомендаций для внесения изменений в требования к содержанию проектных документов

Проектирование систем разработки – наиболее ответственный этап освоения месторождений. От качества проектных документов во многом зависят состояние обеспеченности отрасли запасами, оптимальная динамика добычи нефти и экономика разработки месторождений [95].

При проектировании руководствуются следующими нормативными документами:

1. Закон РФ «О недрах» [96];
2. Правила разработки месторождений углеводородного сырья [97];

3. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья [98];

4. Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов [99];

5. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений [100];

6. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов [73].

Анализ данной нормативной документации представлен в Приложении Е. Он демонстрирует недостаточность учета фазовых преобразований в нефти при проектировании: не учитывается параметр «температура структурного фазового перехода». Данная рекомендация для внесения изменений в требования к содержанию проектных документов (Таблица Е.1).

Таким образом, введение в правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья и в требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов параметра «температура структурного фазового перехода» позволит организовать полноценную выработку запасов нефти.

Выводы к главе 3

1. Рассмотрены 766 залежей нефти месторождений Республики Татарстан и выявлены 354 залежи для первоочередного исследования, в которых возможен структурный фазовый переход. Суммарные извлекаемые запасы нефти, подверженной структурному фазовому переходу, составляют 329620 тыс. т, это 31,62 % от всех запасов, рассмотренных в данном исследовании. Составлены

табличные приложения с недостающей и требующей уточнения информации по физико-химическим свойствам нефти этих залежей:

- 73 объекта разработки для определения температуры структурного фазового перехода с суммарными запасами 78,5 млн т.;
- 256 объектов разработки для определения концентрации высокомолекулярных компонентов в нефти с суммарными запасами 232 млн т;
- 25 объектов разработки для определения и уточнения вязкости нефти в пластовых условиях и концентрации высокомолекулярных компонентов с суммарными запасами 19,2 млн т.

2. Проведена оценка потерь извлекаемых запасов на основе зависимостей изменения КИН от вязкости нефти. Возможные потери запасов в результате изменения вязкости нефти в пластовых условиях для рассматриваемых месторождений составили: для залежи II тульского горизонта Архангельского месторождения 6-8 %, для бобриковского горизонта Ново-Суксинского месторождения – 2-3 %.

3. Дана рекомендация внести в нормативные документы для проектирования процесса разработки и подсчета запасов месторождений углеводородов параметр «температура структурного фазового перехода». Учет при проектировании документов разработки и подсчете запасов данного параметра позволит организовать полноценную выработку запасов нефти.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проделанной работы сделаны выводы и рекомендации:

1. Существующие термобарические условия геологического пространства осадочных пород Республики Татарстан создают условия для формирования в недрах залежей углеводородов с физико-химическими свойствами широкого спектра: легкие, маловязкие нефти приурочены к девонской системе, тяжелые, сверхвысоковязкие, - сосредоточены в пермских отложениях. Средняя часть разреза представлена залежами нефти свойства, которой позволяют разрабатывать их без применения тепловых методов. Из термобарических характеристик геологического пространства определяющее влияние на фазовое состояние компонентов нефти оказывает температура среды скопления углеводородов. Сопоставимая концентрация высокомолекулярных соединений в нефти пермской и каменноугольной систем сигнализирует о том, что структурный фазовый переход в нефти залежей, приуроченных к отложениям более раннего периода, сдерживается температурными условиями геологической среды

2. Изучено влияние температурных условий геологической среды и состава нефти на структурный фазовый переход:

2.1. Структурный фазовый переход для углеводородной системы с концентрацией высокомолекулярных компонентов не менее 20 % масс., с вязкостью в стандартных условиях более 50 мПа·с, возможен при соответствующих температурных условиях.

2.2. Распределение залежей по параметрам вязкости нефти в пластовых условиях и концентрации высокомолекулярных компонентов образует в геологическом пространстве осадочных пород пять областей:

- в I и II области сосредоточены залежи с концентрацией высокомолекулярных соединений менее 20% масс. В этих областях структурный фазовый переход невозможен;

- в III и IV области сосредоточены залежи нефти с концентрацией высокомолекулярных соединений не менее 20% масс. В этих областях

структурный фазовый переход сдерживается температурными условиями геологической среды;

- в V области сосредоточены залежи нефти, в которых структурный фазовый переход произошел в процессе формирования этих залежей.

2.3. Равенство концентрации высокомолекулярных соединений в нефти залежей пермской и каменноугольной систем и различие вязкости нефти в пластовых условиях на два порядка, доказывает наличие границы равенства температур геологической среды и структурного фазового перехода.

2.4. Увеличение суммарной концентрации высокомолекулярных компонентов нефти в процессе разработки башкирского яруса Аксубаево-Мокшинского месторождения в три раза, привело к увеличению значения температуры структурного фазового перехода в нефти на 2 0С.

3. Выявлены 354 объекта 34 недропользователей Республики Татарстан с суммарными запасами 329620 тыс. т, что составляет 31,62 % от всех запасов, требующих учета температуры структурного фазового перехода при проектировании и организации процессов разработки. Сделана оценка потерь извлекаемых запасов нефти по залежам Архангельского и Ново-Суксинского месторождений. По рассматриваемым месторождениям уменьшение КИН в результате повышения вязкости нефти в пластовых условиях составило: 0,02–0,03 доли ед. для бобриковского горизонта Ново-Суксинского месторождения и 0,06–0,08 доли ед. для залежи II тульского горизонта Архангельского месторождения.

4. Предложена рекомендация: внести в требования к содержанию проектных документов в разделе «Свойства и состав пластовых флюидов» определение температуры структурного фазового перехода.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Физико-химические процессы в продуктивных нефтяных пластах / Юсупова Т.Н., Ю.М. Ганеева, Г.В. Романов, Е.Е. Барская ; Ин-т органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра РАН. – М. : Наука, 2015. – 412 с. – Текст : непосредственный.
2. Ломтадзе, В.Д. Инженерная геология. Инженерная геодинамика : учебник для вузов / В.Д. Ломтадзе. – Л. : Недра, 1977. – 479 с. – Текст : непосредственный.
3. Гвишиани, А.Д. ГИС-ориентированная база данных для системного анализа и прогноза геодинамической устойчивости Нижне-Канского массива / А.Д. Гвишиани, В.Н. Татаринов, В.И. Кафтан, И.В. Лосев, А.И. Маневич. - Текст : непосредственный // Исследование Земли из космоса. – 2021. - Т.2021. – С. 53 - 66.
4. Ларочкина, И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан / И.А. Ларочкина. – Казань : ПФ «ГАРТ», 2008. – 210 с. – Текст : непосредственный.
5. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений : в 2 т. Т. 1 / Р.Х. Муслимов, Р.Г. Абдулмазитов, Р.Б. Хисамов, Л.М. Миронова. – Казань : Фэн, 2007. – 315 с. – Текст : непосредственный.
6. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. Т. 3. Татарская АССР / АН СССР, ИГиРГИ ; ТатНИПИнефть. – М. : Недра, 1979. – 168 с. – Текст : непосредственный.
7. Галеев, Р.Г. Повышение выработки трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья / Р.Г. Галеев; Акад. горных наук, АО «Татнефть». – М. : КУБК-а, 1997. – 351 с. – Текст : непосредственный.
8. Разработка нефтяных пластов в поздней стадии. Т. 1. Геология и разработка залежи в поздней стадии / Н.И. Хисамутдинов, Р.Х. Гильманов, И.В. Владимиров [и др.]. – М. : ВНИИОЭНГ, 2004. – 251 с. – Текст : непосредственный.

9. Каменноугольные отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции / М.М. Алиев, Г.М. Яриков, Р.О. Хачатрян [и др.] ; АН СССР, ИГиРГИ. – М. : Недра, 1975. – 262 с. – Текст : непосредственный.
10. Минниханов, Р.Н Нефтегазовый ресурсный потенциал Республики Татарстан / Р.Н. Минниханов, Н.У. Маганов, Р.С. Хисамов ; под Р.С. Хисамова. – Казань : Ихлас, 2016. – 287 с. – Текст : непосредственный.
11. 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. – 231 с. – Текст : непосредственный.
12. Мусин, К.М. Методические подходы по определению параметров сверхвязких тяжелых нефтей / К.М. Мусин, А.А. Гибадуллин, И.И. Амерханов. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ОАО «Татнефть». – М. : ВНИИОЭНГ, 2012. – Вып. 80. – С. 56-65.
13. Высоковязкие нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений : тр. науч.-практ. конф. VI междунар. специализированной выставки «Нефть, газ – 99», (Казань, 8-9 сент. 1999 г.) : в 2 т. Т. 2. – Казань : Экоцентр, 1999. – 431 с. – Текст : непосредственный.
14. Повышение нефтеотдачи пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений и комплексное освоение высоковязких нефтей и природных битумов : материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. добыче 3-х млрд. тонны нефти в Республике Татарстан, Казань, 4-6 сент. 2007 г. – Казань : Фэн, 2007. – 727 с. – Текст : непосредственный.
15. Липаев А.А. Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов / А.А. Липаев. – М. ; Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2013. – 483 с. – (Современные нефтегазовые технологии). – Текст : непосредственный.
16. Определение вязкости сверхвязкой нефти в пластовых условиях по пробам, полученным из нефтенасыщенного керна / К.М. Мусин, А.А. Гибадуллин, А.В. Фомичев, О.С. Сотников, Ш.З. Шарипов, Т.Р. Абдуллин. – Текст :

непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2015. – Вып. 83. – С. 71-78.

17. Мирзаджанзаде А.Х., Ковалев А.Г., Зайцев Ю.В. /Особенности эксплуатации месторождений аномальных нефтей., Издательство «Недра», 1972. – 200с. - Текст : непосредственный.

18. Плохотников, С.П. Зависимость разработки нефтяных месторождений от структурно-механических свойств нефти / С.П. Плохотников, А.С. Климова, Р.Х. Низаев, И.А. Гуськова, Р.Ш. Назмутдинов. – Текст непосредственный // Вестник технологического университета - 2016. – Т.19. - №13. – С. 84-85.

19. Ольховская, В.А. Влияние реологических факторов на разработку продуктивных турнейский отложений Ветлянского месторождения / В.А. Ольховская. Текст непосредственный // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2007. - № 5. – С. 46-52.

20. Кондрашева, Н.К. Сравнительная оценка структурно-механических свойств тяжелых нефтей Тимано-Печорской провинции / Н.К. Кондрашева, Ф.Д. Байталов, А.А. Бойцова. // Записки Горного института. – 2017. – Т. 225. – С. 320-329. – Текст : непосредственный

21. Кондрашев, О.Ф. Экспериментальное исследование физико-механических свойств граничносвязанной нефти при пластовых условиях : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, 05.15.06. / О.М. Кондрашев , БашНИПИнефть. - Уфа – 1979 г. – 24 с. - Текст : непосредственный.

22. Бакиров, И.М. Совершенствование технологии заводнения при разработке нефтяных месторождений : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, 25.00.17 / И.М. Бакиров ; ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть». – Бугульма, 2003. – 25 с. – Текст : непосредственный.

23. Назмутдинов, Р.Ш. Исследование влияния неньютоновских свойств нефти и плотности сетки скважин на показатели разработки нефтяных залежей на основе гидродинамического моделирования : автореферат диссертации на

соискание ученой степени кандидата технических наук, 25.00.17 / Р.Ш. Назмутдинов , ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть» – Бугульма, 2018. – 25 с. – Текст : непосредственный.

24. Муллакаев, М.С. Изучение воздействия кавитации на реологические свойства тяжелой нефти / М.С. Муллакаев, В.О. Абрамов, В.М. Баязитов, Д.А. Баранов, В.М. Новотворцев, И.Л. Еременко. Текст непосредственный// Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2011. - №5. – С.24-27.

25. Лесин, В.И. Анализ фрактальной формулы вязкости / В.И. Лесин, С.В. Лесин. – Текст непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 6. – С. 104 - 107.

26. Гуськова, И.А. Разработка и развитие технологических решений проблемы формирования органических отложений в условиях эксплуатации техногенно измененных залежей нефти : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук : 25.00.17 / И.А. Гуськова ; ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть. – Бугульма, 2011. – 312 с. : ил. – Текст : непосредственный.

27. Девликамов, В.В. Аномальные нефти / В.В. Девликамов, З.А. Хабибуллин, М.М. Кабиров. – М. : Недра, 1975. – 167 с. – Текст : непосредственный.

28. Сафиева, Р.З. Химия нефти и газа. Нефтяные дисперсные системы : состав и свойства (часть 1) : учебное пособие / Р.З. Сафиева. – М, : РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 112с. - Текст : непосредственный.

29. Иванова, Е.А. Фазовые переходы / Е.А. Иванова. – URL: http://www.ipme.ru/ipme/labs/dms/prive/ivanova/Home_page_Elena_Ivanova/Phase%20transitions%20RUS.htm (дата обращения: 20.08.2020). – Текст : электронный.

30. Лисичко, Е.В. Лекция 22. Фазовые превращения / Е.В. Лисичко. – Текст : электронный // Корпоративный портал / Томский политехнический университет. – URL: <https://portal.tpu.ru/SHARED/e/ELENALIS/rabota> (дата обращения: 27.10.2020).

31. Кабирова, А.Х. Исследование влияния состава нефти и термобарических условий на фазовое состояние углеводородов / А.Х. Кабирова, В.М. Хусаинов, О.С.

Сотников. – Текст : непосредственный // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2019. – Вып. 87. – С. 116-120.

32. Курьяков, В.Н. Исследование фазовых превращений в углеводородных флюидах методом статического и динамического рассеяния света : диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук : 01.04.14 / В.Н. Курьяков ; Объединенный ин-т высоких температур РАН. – М., 2016. – 130 с. : ил. – Текст : непосредственный.

33. Брусиловский, А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М. : «Грааль», 2002. – 575с. – Текст : непосредственный.

34. Механика и реология нефтяных дисперсных систем : монография / Г.И. Келбалиев, С.Р. Расулов, Д.Б. Тагиев, Г.Р. Мустафаева. – М. : Маска, 2017. – 462 с. – Текст : непосредственный.

35. Сюняев, З.И. Химия нефти : учебное пособие / Под редакцией З.И. Сюняева. Л. : Химия, 1984. 360с. - Текст : непосредственный.

36. Mansoori, G.A. A united perspective on the phase behavior of petroleum fluids / G.A Mansoori // International Journal of Oil Gas and Coal Technology. – 2009. – Vol. 2, № 2. – Р. 141-167.

37. 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.М. Зайдуллин, Т.Р. Фосс, М.Р. Якубов, И.Ш. Хуснутдинов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 74 -76.

38. Кемалов, А.Ф. Изучение строения сложной структурной единицы высоковязкой нефти Зюзевского месторождения с помощью структурно-динамического анализа на основе ЯМР – релаксометрии и реологических исследований / А.Ф. Кемалов, Р.А. Кемалов, Д.З. Валиев. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 21. – С. 63 - 65.

39. Аббакумова, Н.А. Влияние структурирующих компонентов на вязкость нефтей / Н.А. Аббакумова, Л.М. Петрова, Т.Р. Фосс, Г.В. Романов, А.А.

Елпидинский. – Текст : непосредственный // Технологии нефти и газа. – 2011. - № 1. – С. 3-7.

40. Ибрагимова, Д.А. Особенности содержания кристаллической фазы н-алканов в компонентах парафинистых нефтей и их отложениях / Д.А. Ибрагимова, А.Г. Сафиуллина, А.И. Лахова, Н.Ю. Башкирцева, С.М. Петров, Ю.М. Ганеева. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2016. – № 8. – С. 126 -128.

41. Коржов, Ю.В. Агрегирование и коагуляция асфальтенов в пленке нефти: физические характеристики продуктов поверхностных отложений / Ю.В. Коржов, С.А. Орлов. – Текст : непосредственный // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. - № 12. – С. 62-74.

42. Pomerantz, A.E Молекулярный состав асфальтенов в залежах с сильной измнчивостью состава / A.E. Pomerantz, A. Qureshi, M. Zeybek, O.C. Mullins, D.J. Seiferd. – Текст : непосредственный // Нефтегазовые технологии, 2013. - №9. – С. 19 -21.

43. Шкаликов, Н.В. Исследование тяжелых нефтей и их компонент методом ЯМР : диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук : 01.04.07 / Н.В. Шкаликов , Казанский Государственный Университет. – Казань, - 2010. – 182 с. : ил. – Текст : непосредственный.

44. Девликамов, В.В. О структурной вязкости нефтей / В.В. Девликамов. – Текст : непосредственный // Известия вузов. Нефть и газ. – 1967. – № 11. – С. 97-99.

45. Курьяков, В.Н. Исследование фазовых превращений в углеводородных флюидах методом статического и динамического рассеяния света : диссертация на соискание ученой степени кандидата физико-математических наук : 01.04.14 / В.Н. Курьяков ; Объединенный ин-т высоких температур РАН. – М., 2016. – 130 с. : ил. – Текст : непосредственный.

46. Курьяков, В.Н. Исследование фазовых переходов парафинов и индивидуальных н-алканов в нефти оптическими методами / В.Н. Курьяков, А.Р. Муратов, Д.Д. Иванова. – Текст: непосредственный // Multiscale Biomechanics

and Tribology of Inorganic and Organic Systems : International Workshop ; Перспективные материалы с иерархической структурой для новых технологий и надежных конструкций : Междунар. конф. ; Добыча, подготовка, транспорт нефти и газа : VIII Всерос. науч.-практ. конф. с междунар. участием, посвящ. 50-летию основания Ин-та химии нефти : тезисы докладов. – Томск : Издательский дом ТГУ, 2019. – С. 732.

47. Злобин, А.А. Анализ фазовых переходов парафинов в поровом пространстве пород-коллекторов / А.А. Злобин. – Текст : непосредственный // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2012. – Т. 11, № 5. – С. 47-56.

48. Амерханов, И.М. Закономерности изменения свойств пластовых жидкостей при разработке нефтяных месторождений / И.М. Амерханов. – М. : ВНИИОЭНГ, 1980. – 49 с. – (Нефтепромысловое дело : обзор. информ. / ВНИИОЭНГ). – Текст : непосредственный.

49. Дияшев, Р.Н. Исследования аномалий вязкости пластовых нефей месторождений Республики Татарстан / Р.Н. Дияшев, Ю.В. Зейгман, Р.Л. Рахимов. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2009. – № 2. – С. 44-48.

50. Ашмян, К.Д. Факторы, влияющие на выпадение из нефти асфальтосмолопарафиновых веществ / К.Д. Ашмян, И.Н. Никитина, Е. Н. Носова. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 126-128.

51. Mansoori, G.A. A unified perspective on the phase behavior of petroleum fluids / G.A Mansoori // International Journal of Oil Gas and Coal Technology. – 2009. – Vol. 2, № 2. – P. 141-167.

52. Asphaltene precipitation from live oils: an experimental investigation of onset conditions and reversibility / A. Hammami, C.H. Phelps, T. Monger-McClure, T.M. Little // Energy and Fuels. – 2000. – Vol. 14, № 1. – P. 14-18.

53. Evdokimov, I.N. T-C phase diagram of asphaltenes in solutions / I.N. Evdokimov // Petroleum Science and Technology. – 2007. – Vol. 25, № 1-2. – P. 5-17.

54. Сюняев, З.И. Нефтяные дисперсные системы / З.И. Сюняев, Р.З. Сафиева, Р.З. Сюняев. – М. : Химия, 1990. – 224 с. – Текст : непосредственный.
55. Непримеров, Н.Н. Экспериментальное исследование некоторых особенностей добычи парафинистой нефти / Н.Н. Непримеров. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 1958. – 150 с. – Текст : непосредственный.
56. ГОСТ 18995.5–73 Продукты химические органические. Методы определения температуры кристаллизации : межгосударственный стандарт : издание официальное : утвержден и введен в действие Постановлением Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР от 17.07.73 № 1741 : дата введения 1974-07-01. – М. : Стандартинформ, 2009. – 7 с. – Текст : непосредственный.
57. Патент № 2495408 Российской Федерации, МПК G01N 25/02 (2006.01), G01K 11/00 (2006.01). Способ определения температуры кристаллизации парафинов в нефти : № 2012110446/28 : заявлено 19.03.2012 : опубликовано 10.10.2013 / Михалев А.Ю., Михалев Ю.П., Агиней Р.В., Волков А.Н., Онацкий В.Л. ; заявитель и патентообладатель ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – Текст : непосредственный.
58. Crude oils: characterization of waxes on cooling by D.S.C. and thermomicroscopy / J.M. Letoffe, P. Claudy, M.V. Kok [et al.] // Fuel. – 1995. – Vol. 74, № 6. – P. 810-817.
59. Изучение структурно-механических и реологических особенностей высоковязких нефтей на примере Калмаюрского месторождения / И.Н. Евдокимов, Н.Ю. Елисеев, В.М. Хусаинов, К.М. Мусин. – Текст : непосредственный // Трудноизвлекаемые и нетрадиционные запасы углеводородов: опыт и прогнозы : материалы Междунар. науч.-практ. конф., г. Казань, 3-4 сент. 2014 г. – Казань : Фэн, 2014. – С. 214-215.
60. Девликамов, В.В. Оптические методы контроля за разработкой нефтяных месторождений / В.В. Девликамов, И.Л. Мархасин, Г.А. Бабалян. – М., Изд-во «Недра», 1970. – 160 с. – Текст : непосредственный.

61. Тарасов, М.Ю. Исследование температуры застывания водонефтяных эмульсий / М.Ю. Тарасов, Е.В. Портнягина. - Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 33–35.
62. Методика определения реологических параметров высокозастывающих нефтей : РД 39-0147103-329-86 : вводится впервые : срок введения с 01.07.1986 г. до 01.07.1989 г. / ВНИИСПТнефть. – Уфа, 1986. – 22 с. – Текст : непосредственный.
63. Characterization of petroleum deposits formed in a producing well by synchrotron radiation-based microanalysis / E. Chouparova, A. Lanzirotti, H. Feng [et al.] // Energy and Fuels. – 2004. – Vol. 18, № 4. – P. 1199-1212.
64. Экспериментальные исследования влияния выпадения асфальтенов на фильтрационно-емкостные свойства пород – коллекторов глубинных проб нефти на керновых моделях / А.А. Лобанов, Е.Ю. Пустова, И.П. Белозеров, В.Е. Шулев, А.В. Юрьев. – Текст : непосредственный // Проблемы геологии и освоения недр : тр. XX Междунар. симпозиума им. акад. М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 4-8 апреля 2016 г. : в 2 т. – Томск, 2016. – Т. 2. – С. 374-376.
65. Буторин, О.И. Вопросы проектирования разработки месторождений аномальных нефтей : автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук : 05.15.16 / О.И. Буторин ; ТатНИПИнефть ; УНИ. – Уфа, 1976. – 25 с. : ил. – Текст : непосредственный.
66. Запивалов, Н.П. Флюидодинамические модели залежей нефти и газа / Н.П. Запивалов, И. П. Попов ; отв. ред. В.Г. Каналин ; СО РАН, Ин-т геологии нефти и газа, Тюмен. гос. нефтегазовый ун-т. – Новосибирск : Изд-во СО РАН, фил. Гео, 2003. – 197 с. – Текст : непосредственный.
67. Heavy Crude Oils: from Geology to Upgrading: an overview. – Paris : Editions Technip, 2011. – 442 p.
68. Современные методы измерения свойств пластовых флюидов / Х. Бетанкур, Т. Девис, Ч. Дон, М. О'Киф, Д. Найсуондер. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое обозрение. – 2007. – Т. 19, № 3 (осень). – С. 70-88.

69. Хамидуллин, Ф.Ф. Исследование изменения физико-химических свойств добываемых нефтей в процессе разработки Ромашкинского месторождения / Ф.Ф. Хамидуллин, Р.Н. Дияшев, И.И. Амерханов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2000. – № 7. – С. 31-33.

70. Вязкость нефти. – Текст : электронный // Neftegaz.RU : портал. – URL: <https://neftegaz.ru/tech-library/energoresursy-toplivo/142204-vyazkost-nefti/> (дата обращения 23.02.2021)

71. Унгер, Ф.Г. Фундаментальные аспекты химии нефти. Природа смол и асфальтенов / Ф.Г. Унгер, Л.Н. Андреева. – Новосибирск : Наука, 1995. –192 с. – Текст : непосредственный.

72. ГОСТ 33-2016. Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости : межгосударственный стандарт : издание официальное : Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 27 апреля 2017 г. № 336-ст введен в действие в качестве национального стандарта Российской Федерации : взамен ГОСТ 33-2000 : дата введения 2018-07-01. – М. : Стандартинформ, 2019. – 34 с. – Текст : непосредственный.

73. Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов : утверждено распоряжением Минприроды России от 01.02.2016 № 3-р. – Текст : электронный // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_253923/ (дата обращения: 27.01.2021).

74. Лукьянов, И.С. Влияние состава и температуры на реологические свойства нефтей / И.С. Лукьянов ; науч. рук. Л. В. Чеканцева. – Текст : электронный // Проблемы геологии и освоения недр : тр. XVIII Междунар. симпозиума им. академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, Томск, 7-11 апреля 2014 г. : в 2 т. – Томск : Изд-во ТПУ, 2014. – Т. 2. – С. 103-105. – URL: <https://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2014/C11/V2/036.pdf> (дата обращения: 26.02.2021).

75. Иктисанов, В.А. Реологические исследования парафинистой нефти при различных температурах / В.А. Иктисанов, К.Г. Сахабутдинов. – Текст : непосредственный // Коллоидный журнал. – 1999. – Т. 61, № 6. – С. 776-779.
76. Влияние температуры и напряжения сдвига на реологические свойства нефтяных дисперсных систем / Л.П. Семихина, А.М. Пашнина, И.В. Ковалева, Д.В. Семихин. – Текст : электронный // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. – 2018. – Т. 4, № 3. – С. 36-52. – URL: https://vestnik.utmn.ru/upload/iblock/cfa/036_052.pdf (дата обращения: 26.02.2021).
77. Влияние смол и асфальтенов на структурно-реологические свойства нефтяных дисперсных систем / Д.В. Нелюбов, Л.П. Семихина, Д.А. Важенин, И.А. Меркульев. – Текст : непосредственный // Нефтехимия. – 2017. – Т. 57, № 2. – С. 143-148.
78. Изучение структурно-механических и реологических особенностей высоковязких нефтей : отчет о научно-исследовательской работе по договору № 61-13 от 01.04.2013 г. / руководитель темы И.Н. Евдокимов ; РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М., 2013. – 71 с. – Текст : непосредственный.
79. Химический состав нефти. – Текст : электронный // Профессионально о нефти : [сайт]. – URL: <http://proofoil.ru/Oilchemistry/chemicalconstituents2.html> (дата обращения 19.03.2021).
80. Извлечение нефти из карбонатных коллекторов / М.Л. Сургучев, В.И. Калганов, А.В. Гавура [и др.]. – М. : Недра, 1987. – 230 с. – Текст : непосредственный.
81. Гуторов, Ю.А. Управление реологическими свойствами углеводородов в пластовых условиях / Ю.А. Гуторов, А.Ю. Гуторов. – Октябрьский : РКНТЦ «Нефтяная долина», 2015. – 365 с. – Текст : непосредственный.
82. Кабирова, А.Х. Структурный фазовый переход и необходимость его учета при проектировании разработки залежей нефти / А.Х. Кабирова, В.М. Хусаинов. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 32-34.

83. Кабирова, А.Х. Изучение проб СВН, извлеченных из керна оценочных скважин / А.Х. Кабирова, Т.Р. Абдуллин. – Текст : электронный // Молодежная научно-практическая конференция института «ТатНИПИнефть» : Секция № 1 «Геология, разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений». – Бугульма, 2016. – 8 с. – URL: <http://10.2.1.52/upload/sms/2016/geol/013.pdf> (дата обращения: 27.08.2018).

84. Формирование состава остаточных нефтей разрабатываемых месторождений Татарстана / Л.М. Петрова, Г.В. Романов, Т.Р. Фосс, Н.А. Аббакумова. – Текст : непосредственный // Нефтехимия. – 2008. – Т. 48, № 4. – С. 256-261.

85. Физико-химические основы применения поверхностно-активных веществ при разработке нефтяных пластов / Г.А. Бабалян, И.И. Кравченко, И.Л. Мархасин, Г.В. Рудаков ; под ред. П.А. Ребиндера. – М. : Гостоптехиздат, 1962. – 284 с. – Текст : непосредственный.

86. Дополнение к технологической схеме разработки Аксубаево-Мокшинского нефтяного месторождения / рук.: А.А. Кузнецова, В.Ю. Кондакова ; ТатНИПИнефть. – Бугульма, 2016. – Кн. 1. – 258с. ; кн. 2. – 190 с. ; кн. 3. – 317 с.+ 1 папка граф. (45 прил. на 45 л). – Текст : непосредственный.

87. Тухватуллина, А.З. Состав, физико-химические и структурно-реологические свойства нефтей из карбонатных коллекторов : диссертация на соискание ученой степени кандидата химических наук : 02.01.13 / А.З. Тухватуллина ; Ин-т органической и физической химии им. А.Е. Арбузова Казанского научного центра РАН. – Казань, 2013. – 173 с. – Текст : непосредственный.

88. Хамидуллин, Ф.Ф. Физико-химические свойства и составы пластовых нефтей при дифференциальном разгазировании на месторождениях Республики Татарстан : справочник / Ф.Ф. Хамидуллин, И.И. Амерханов, Р.А. Шаймарданов. – Казань : Мастер Лайн, 2000. – 344 с. – Текст : непосредственный.

89. Хусаинов, В.М. Пути повышения эффективности разработки залежей нефти в терригенных коллекторах на поздней стадии разработки (на примере

Ромашкинского месторождения) / В.М. Хусаинов. – Текст : непосредственный // Проблемы повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии: материалы Междунар. науч.-практ. конф., Казань, 4-6 сент. 2013 г. – Казань : Фэн, 2013. – С. 42-46.

90. Налоговый кодекс Российской Федерации : Ч. 2 : № 117-ФЗ от 05.08.2000: [принят Государственной Думой 19 июля 2000 года ; одобрен Советом Федерации 26 июля 2000 года]. – Текст : электронный // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_28165/ (дата обращения 21.04.2021).

91. О внесении изменений в главы 25.4 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации : Федеральный закон № 342-ФЗ от 15.10.2020 : [принят Государственной Думой 30 сентября 2020 года ; одобрен Советом Федерации 7 октября 2020 года]. – Текст : электронный // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_365160/ (дата обращения 21.04.2021).

92. О внесении изменений в статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе» : Федеральный закон № 325-ФЗ от 15.10.2020 : [принят Государственной Думой 30 сентября 2020 года ; одобрен Советом Федерации 7 октября 2020 года]. – Текст : электронный // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_365123/ (дата обращения 21.04.2021).

93. Бакиров, А.И. Совершенствование технологии извлечения нефти заводнением из карбонатных коллекторов месторождений Татарстана : диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук : 25.00.17 / А.И. Бакиров ; ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть. – Бугульма, 2018. – 117 с. : ил. – Текст : непосредственный.

94. Бакиров, И.М. Развитие систем разработки нефтяных месторождений с применением заводнения в различных геолого-физических условиях : диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук : 25.00.17 / И.М. Бакиров ; ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть». – Уфа, 2012. – 301 с. : ил. – Текст : непосредственный.

95. Муслимов, Р.Х. Современные методы повышения нефтеизвлечения: проектирование, оптимизация и оценка эффективности : учебное пособие для вузов / Р.Х. Муслимов. – Казань : Фэн, 2005. – 687 с. – Текст : непосредственный.

96. О недрах : Закон Российской Федерации № 2395-1 от 21.02.1992 (последняя редакция). – Текст : электронный // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/ (дата обращения 21.04.2021).

97. Правила разработки месторождений углеводородного сырья : утвержден приказом Минприроды России от 14 июня 2016 года № 356 (с изменениями на 7 августа 2020 года). – Текст : электронный // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_204034/ (дата обращения 21.04.2021).

98. Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья : утверждены приказом Минприроды России от 20.09.2019 № 639. – Текст : электронный // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_334817/ (дата обращения 21.04.2021).

99. Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов : утверждены приказом Минприроды России от 28.12.2015 № 564. – Текст : электронный // Справочно-правовая система «КонсультантПлюс». – URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_112447/ (дата обращения 21.04.2021).

100. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений : РД 153-39.0-109-01 : утверждены приказом Минэнерго России от 05.02.2002 г. № 30 : введены в действие с 01.03.2002 г. – Текст : электронный // Техэксперт : КИС ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина. – URL: <http://techexpert.tatneft.ru/docs/> (дата обращения 21.04.2021).

ПЕРЕЧЕНЬ ИЛЛЮСТРАТИВНОГО МАТЕРИАЛА

Рисунок 1 – Обзорная карта Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.....	12
Рисунок 2 – Карта нефтегазоносности Республики Татарстан	14
Рисунок 3 – Карта перспектив битумоносности Республики Татарстан	18
Рисунок 4 – Сопоставление вязкости нефти каменноугольных и пермских отложений Архангельского, Сотниковского и Чегодайского месторождений в пластовых условиях	22
Рисунок 5 – Сопоставление вязкости нефти каменноугольных и пермских отложений Архангельского, Сотниковского и Чегодайского месторождений в стандартных условиях (20°C)	23
Рисунок 6 – Сопоставление концентраций высокомолекулярных компонентов нефти каменноугольных и пермских отложений Архангельского месторождения	23
Рисунок 7 – Сопоставление концентраций высокомолекулярных компонентов нефти каменноугольных и пермских отложений Сотниковского месторождения	24
Рисунок 8 – Сопоставление концентраций высокомолекулярных компонентов нефти каменноугольных и пермских отложений Чегодайского месторождения ..	24
Рисунок 9 – РТ-диаграмма нефтяной системы, которая может испытывать различные фазовые переходы. Точки 1–9 соответствуют точкам фазового перехода 1–9 в Таблице 3	28
Рисунок 10 – Движение двух слоев жидкости относительно друг друга.....	37
Рисунок 11 – Зависимость вязкости нефти Аксубаево-Мокшинского месторождения от температуры	39
Рисунок 12 – Приближенные оценки температуры структурного фазового перехода в нефти по результатам реологических исследований [77]	41
Рисунок 13 – Определение истинной температуры структурного фазового перехода в нефти по результатам оптических исследований [77].....	41
Рисунок 14 – Ротационный вискозиметр Rheotest RN4.1	42
Рисунок 15 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $1,0 \text{ c}^{-1}$	45

Рисунок 16 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $14,11 \text{ c}^{-1}$	45
Рисунок 17 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $20,67 \text{ c}^{-1}$	46
Рисунок 18 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $27,22 \text{ c}^{-1}$	46
Рисунок 19 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $33,78 \text{ c}^{-1}$	47
Рисунок 20 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $40,33 \text{ c}^{-1}$	47
Рисунок 21 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $46,89 \text{ c}^{-1}$	48
Рисунок 22 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига $53,44 \text{ c}^{-1}$	48
Рисунок 23 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при скорости сдвига 60 c^{-1}	49
Рисунок 24 – Зависимость эффективной вязкости нефти, отобранный из скважины 17505 (кыновский горизонт) Тюгейевского месторождения, от температуры при скорости сдвига 60 c^{-1}	54
Рисунок 25 – Зависимость эффективной вязкости нефти, отобранный из скважины 10530 (кизеловский горизонт) Соколкинского месторождения, от температуры при скорости сдвига 60 c^{-1}	55
Рисунок 26 – Зависимость эффективной вязкости нефти, отобранный из скважины 4861 (турнейский ярус) Биклянского месторождения, от температуры при скорости сдвига 60 c^{-1}	55
Рисунок 27 – Зависимость эффективной вязкости нефти башкирского яруса Соколкинского месторождения от температуры при скорости сдвига 60 c^{-1}	56
Рисунок 28 – Зависимость эффективной вязкости от температуры нефти верейского горизонта Соколкинского месторождения при скорости сдвига 60 c^{-1}	56

Рисунок 29 – Зависимость эффективной вязкости нефти башкирского яруса Ивашкино-Мало-Сульчинского месторождения от температуры при различных скоростях сдвига.....	57
Рисунок 30 – Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях залежей девонской системы	64
Рисунок 31 – Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях залежей каменноугольной системы	65
Рисунок 32 – Зависимость вязкости нефти в пластовых условиях от концентрации высокомолекулярных углеводородов каменноугольных отложений.....	68
Рисунок 33 – Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов для залежей девонской системы.....	69
Рисунок 34 – Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов для залежей каменноугольной системы	70
Рисунок 35 – Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов для залежей пермской системы.....	71
Рисунок 36 – Сравнительный анализ средних значений вязкости и суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти пермской и каменноугольной систем	72
Рисунок 37 – Зависимость вязкости нефти в пластовых условиях девонских, каменноугольных, пермских отложений месторождений Республики Татарстан от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов	73
Рисунок 38 – Принципиальная схема возникновения фазового перехода в нефти в процессе разработки.....	74
Рисунок 39 – Экстракция асфальтенов в аппаратах Сокслета	75
Рисунок 40 – Полученные асфальтены	75
Рисунок 41 – Экстракция силикагелевых смол в аппаратах Сокслета.....	76

Рисунок 42 – Изменение концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти башкирского яруса в процессе разработки Аксубаево-Мокшинского месторождения	77
Рисунок 43 – Динамика пластового и забойного давлений башкирского объекта Аксубаево-Мокшинского месторождения.....	79
Рисунок 43 – Изменение температуры структурного фазового перехода нефти башкирского яруса в процессе разработки Аксубаево-Мокшинского месторождения	80
Рисунок 45 – Распределение извлекаемых запасов месторождений Республики Татарстан по признакам, %	89
Рисунок 46 – Распределение залежей нефти для определения недостающих параметров	92
Рисунок 47 – Доля запасов недропользователя с вязкостью более 200 мПа·с (признак 3), % к общим запасам	94
Рисунок 48 – Динамика вязкости нефти в процессе разработки на примере наблюдательных скважин месторождений Республики Татарстан	95

ПЕРЕЧЕНЬ ТАБЛИЦ

Таблица 1 – Термобарические условия залежей нефти осадочной толщи южного купола Татарского свода	15
Таблица 2 – Физико-химическая характеристика нефти и газа Республики Татарстан	21
Таблица 3 – Известные и определенные точки фазовых переходов в нефти	27
Таблица 4 – Технические характеристики ротационного вискозиметра «Rheotest RN4.1».....	43
Таблица 5 – Характеристики измерительной системы Н1	43
Таблица 6 – Температурная зависимость вязкости нефти скважины 4861 (турнейский ярус) Биклянского месторождения при различных скоростях сдвига	44
Таблица 7 – Исходные данные и результаты расчета температуры структурного фазового перехода нефти из скважины 4861 (турнейский ярус) Биклянского месторождения при скорости сдвига от 1 до 60 c^{-1}	50
Таблица 8 – Температура структурного фазового перехода и физико-химические свойства нефти.....	51
Таблица 9 – Сравнительный анализ температур структурного фазового перехода и пласта залежей нефти месторождений Республики Татарстан	59
Таблица 10 – Классификация нефти месторождений Республики Татарстан по проявлению структурного фазового перехода в пластовых условиях	63
Таблица 11 – Распространенность залежей по содержанию в составе нефти парафинов и асфальтенов	67
Таблица 12 – Физико-химические свойства нефти месторождений Республики Татарстан	71
Таблица 13 – Распределение остаточных извлекаемых запасов углеводородов, объемов годовой добычи нефти и выработанность месторождений недропользователей Татарстана по состоянию на 01.01.2014 [89].....	84
Таблица 14 – Физико-химические свойства нефти Ивашкино-Мало-Сульчинского месторождения	86

Таблица 15 – Распределение залежей месторождений Республики Татарстан и их запасов (ABC1+C2) по признакам	87
Таблица 16 – Распределение залежей и их запасов (ABC1+C2) по направлениям дальнейшего исследования	87
Таблица 17 – Распределение извлекаемых запасов Республики Татарстан по причинам, осложняющим разработку месторождений нефти, по недропользователям (в % от общих запасов).....	92
Таблица 18 – Динамика вязкости нефти и коэффициента нефтеизвлечения в процессе разработки месторождения	97

Приложение А
(обязательное)

Распределение объектов по вязкости и концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти на 01.01.2015 г.

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
1	2	3	4	6	7	9	10	12	13	14
1	ОАО "Татнефть"	Азево-Салаушское	подольский	карбон.	66	175	2			
	ОАО "Татнефть"	Азево-Салаушское	каширский	карбон.	45	175	2			
	ОАО "Татнефть"	Азево-Салаушское	верейский	карбон.	17	78	2			
	ОАО "Татнефть"	Азево-Салаушское	башкирский	карбон.	36	78	2			
	ОАО "Татнефть"	Азево-Салаушское	тульский	терриг.	358	55	2	4,77	2,77	13,17
	ОАО "Татнефть"	Азево-Салаушское	бобриковский	терриг.	362	69	2	3,95	1,39	13,49
	ОАО "Татнефть"	Азево-Салаушское	турнейский	карбон.	42	69	2			
	ОАО "Татнефть"	Азево-Салаушское	кыновский	терриг.	155	9	0	3,67	2,73	11,80
	ОАО "Татнефть"	Азево-Салаушское	пашийский	терриг.	28	15	0			
	ОАО "Татнефть"	Аксаринское	верейский	карбон.	462	59	2	3,81	0,42	14,40
	ОАО "Татнефть"	Аксаринское	башкирский	карбон.	183	44	1			
	ОАО "Татнефть"	Аксаринское	тульский	терриг.	485	48	1			
	ОАО "Татнефть"	Аксаринское	бобриковский	терриг.	633	44	1			
	ОАО "Татнефть"	Аксаринское	турнейский	карбон.	1239	40	1	7,17	2,88	18,71
	ОАО "Татнефть"	Аксаринское	кыновский	терриг.	296	7	0			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфаль- тены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Аксаринское	пашийский	терриг.	12	7	0			
	ОАО "Татнефть"	Аксубаево- Мокшинское	каширский	карбон.	721	154	2			
	ОАО "Татнефть"	Аксубаево- Мокшинское	верейский	карбон.	1841	90	2	10,83	4,22	14,05
	ОАО "Татнефть"	Аксубаево- Мокшинское	башкирский	карбон.	8128	284	3	10,82	3,75	16,80
	ОАО "Татнефть"	Аксубаево- Мокшинское	тульский	терриг.	155	57	2	9,08	7,68	19,24
	ОАО "Татнефть"	Аксубаево- Мокшинское	бобриковский	терриг.	2065	139	2	12,53	5,31	27,06
	ОАО "Татнефть"	Аксубаево- Мокшинское	турнейский	карбон.	575	123	2	7,20	1,82	14,83
	ОАО "Татнефть"	Архангельское	каширский	карбон.	1124	33	1			
	ОАО "Татнефть"	Архангельское	алексинский	терриг.	197	36	1	7,15	1,90	15,25
	ОАО "Татнефть"	Архангельское	башкирский	карбон.	9485	23	0	8,30	3,06	18,52
	ОАО "Татнефть"	Архангельское	бобриковский	терриг.	210	37	1	5,38	1,07	14,73
	ОАО "Татнефть"	Архангельское	верейский	карбон.	2382	33	1	6,41	2,01	14,46
	ОАО "Татнефть"	Архангельское	кыновский+пашийский	терриг.	8	22	0			
	ОАО "Татнефть"	Архангельское	тульский	терриг.	3459	36	1	6,24	2,07	15,26
	ОАО "Татнефть"	Архангельское	турнейский	карбон.	1189	35	1	5,69	2,33	15,23
	ОАО "Татнефть"	Архангельское	шешминский	терриг.	4221	27350	4			
	ОАО "Татнефть"	Ашальчинское	каширский	карбон.	52	80	2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Ашальчинское	башкирский	карбон.	805	85	2	10,65	4,18	17,45
	ОАО "Татнефть"	Ашальчинское	бобриковский	терриг.	688	55	2	5,57	2,34	16,29
	ОАО "Татнефть"	Ашальчинское	кыновский	терриг.	79	58	2	6,17	9,88	2,09
	ОАО "Татнефть"	Ашальчинское	тульский	терриг.	186	78	2	7,56	2,88	15,78
	ОАО "Татнефть"	Ашальчинское	турнейский	карбон.	5275	54	2	5,50	10,92	3,52
	ОАО "Татнефть"	Ашальчинское	шешминский	терриг.	11504	27350	4			
	ОАО "Татнефть"	Ашальчинское	верейский	карбон.	534	80	2			
	ОАО "Татнефть"	Ашальчинское	верейский	терриг.	160	80	2	7,73	2,90	14,46
	ОАО "Татнефть"	Бавлинское	алексинский	терриг.	799	25	0	5,44	4,15	10,45
	ОАО "Татнефть"	Бавлинское	бобриковский	терриг.	14141	25	0	5,35	2,15	10,38
	ОАО "Татнефть"	Бавлинское	турнейский	карбон.	36	21	0	5,16	1,11	11,25
	ОАО "Татнефть"	Бавлинское	воробьевский	терриг.	19	4	0	3,90	5,11	7,64
	ОАО "Татнефть"	Бавлинское	данково-лебедянский	карбон.	513	18	0	5,33	2,20	11,32
	ОАО "Татнефть"	Бавлинское	заволжский	карбон.	2120	24	0	3,89	2,68	10,34
	ОАО "Татнефть"	Бавлинское	кизеловский	карбон.	11547	21	0	5,51	2,62	9,12
	ОАО "Татнефть"	Бавлинское	пашийский	терриг.	4643	3	0	3,32	3,72	7,94
	ОАО "Татнефть"	Бавлинское	старооскольский	терриг.	897	4	0	3,13	3,85	7,34
	ОАО "Татнефть"	Бастрыкское	бобриковск.	терриг.	664	16	0	2,86	2,09	8,22
	ОАО "Татнефть"	Бастрыкское	евлановско-ливенский	карбон.	2	16	0			
	ОАО "Татнефть"	Бастрыкское	заволжский	карбон.	1	16	0			
	ОАО "Татнефть"	Бастрыкское	кыновский	терриг.	69	4	0	6,14	0,54	14,28
	ОАО "Татнефть"	Бастрыкское	тульский	терриг.	832	16	0	2,17	2,09	8,30

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Бастрыкское	турнейский	карбон.	601	16	0	3,01	2,20	8,03
	ОАО "Татнефть"	Бахчисарайское	бобриковский	терриг.	1754	128	2	5,88	1,77	11,99
	ОАО "Татнефть"	Бахчисарайское	кыновский	терриг.	20	14	0			
	ОАО "Татнефть"	Бахчисарайское	тульский	терриг.	800	68	2	4,99	2,35	11,68
	ОАО "Татнефть"	Березовское	каширский	карбон.	291	40	1			
	ОАО "Татнефть"	Березовское	башкирский	карбон.	2567	37	1	3,55	0,52	16,82
	ОАО "Татнефть"	Березовское	бобриковский	терриг.	815	35	1	6,07	3,08	12,38
	ОАО "Татнефть"	Березовское	верейский	карбон.	2004	40	1	6,05	1,50	12,82
	ОАО "Татнефть"	Березовское	кыновский	терриг.	50	5	0			
	ОАО "Татнефть"	Березовское	пашийский	терриг.	123	5	0	7,35	3,87	9,05
	ОАО "Татнефть"	Березовское	тульский	терриг.	1715	30	1	9,44	5,30	12,68
	ОАО "Татнефть"	Березовское	турнейский	карбон.	4233	30	1	6,55	4,12	16,10
	ОАО "Татнефть"	Березовское	шешминский	терриг.	1127	3600	3			
	ОАО "Татнефть"	Биклянское	башкирский+серпуховский	карбон.	1132	24	0	6,39	2,31	15,06
	ОАО "Татнефть"	Биклянское	бобриковский	терриг.	703	128	2	3,45	5,04	12,52
	ОАО "Татнефть"	Биклянское	тульский	терриг.	342	75	2	5,07	1,12	14,64
	ОАО "Татнефть"	Биклянское	турнейский	карбон.	32	128	2	4,25	4,23	10,34
	ОАО "Татнефть"	Бондюжское	кыновский+пашийский	терриг.	5559	6	0	3,89	1,65	7,79
	ОАО "Татнефть"	Бурдинское	кыновский	терриг.	850	7	0			
	ОАО "Татнефть"	Бурдинское	пашийский	терриг.	339	10	0			
	ОАО "Татнефть"	Бурдинское	тульский	терриг.	333	67	2	1,84	2,97	11,81
	ОАО "Татнефть"	Бурейкинское	башкирский	карбон.	2284	80	2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфаль- тены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Бурейкинское	бобриковский	терриг.	735	97	2	3,65	1,49	11,31
	ОАО "Татнефть"	Бурейкинское	верейский	карбон.	1246	80	2			
	ОАО "Татнефть"	Бурейкинское	каширский	карбон.	533	102	2			
	ОАО "Татнефть"	Бурейкинское	турнейский	карбон.	250	86	2			
	ОАО "Татнефть"	Бухараевское	бобриковский	терриг.	14	56	2			
	ОАО "Татнефть"	Бухараевское	данково-лебедянский	карбон.	204	14	0	4,05	3,70	12,47
	ОАО "Татнефть"	Бухараевское	елецкий	терриг.	16	8	0	4,56	1,82	18,67
	ОАО "Татнефть"	Бухараевское	заволжский	карбон.	164	14	0	5,12	2,50	11,35
	ОАО "Татнефть"	Бухараевское	пашийский	терриг.	124	6	0	9,32	10,36	1,03
	ОАО "Татнефть"	Бухараевское	турнейский	карбон.	486	14	0	4,01	2,65	9,32
	ОАО "Татнефть"	Бухарское	бобриковский	терриг.	1040	56	2	5,69	2,65	11,07
	ОАО "Татнефть"	Бухарское	заволжский	карбон.	33	14	0			
	ОАО "Татнефть"	Бухарское	кыновский	терриг.	1582	6	0	5,71	2,26	11,94
	ОАО "Татнефть"	Бухарское	пашийский	терриг.	666	6	0			
	ОАО "Татнефть"	Бухарское	турнейский	карбон.	85	14	0	4,52	1,25	13,56
	ОАО "Татнефть"	Бухарское	мендымский- семилукский	карбон.	69	8	0			
	ОАО "Татнефть"	Вишнево-Полянское	башкирский	карбон.	4409	201	3	9,76	1,79	16,89
	ОАО "Татнефть"	Вишнево-Полянское	бобриковский	терриг.	3629	116	2	9,36	3,47	19,17
	ОАО "Татнефть"	Вишнево-Полянское	верейский	карбон.	2271	87	2	7,73	3,45	16,67
	ОАО "Татнефть"	Вишнево-Полянское	каширский	карбон.	912	264	3	6,08	2,44	16,80
	ОАО "Татнефть"	Вишнево-Полянское	тульский	терриг.	348	161	2	7,39	1,15	15,01
	ОАО "Татнефть"	Вишнево-Полянское	турнейский	карбон.	533	116	2	9,09	4,28	17,05

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфаль- тены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Восточно-Макаровское	башкирский	карbon.	1633	83	2			
	ОАО "Татнефть"	Восточно-Макаровское	бобриковский	терриг.	523	22	0	4,43	0,78	12,24
	ОАО "Татнефть"	Восточно-Макаровское	верейский	карbon.	1383	70	2			
	ОАО "Татнефть"	Восточно-Макаровское	протвинский	карbon.	22	70	2			
	ОАО "Татнефть"	Восточно-Макаровское	тульский	терриг.	743	22	0	7,20	3,86	13,11
	ОАО "Татнефть"	Восточно-Макаровское	турнейский	карbon.	1494	21	0	3,80	0,84	6,34
	ОАО "Татнефть"	Граничное	башкирский	карbon.	650	189	2			
	ОАО "Татнефть"	Граничное	бобриковский	терриг.	990	127	2			
	ОАО "Татнефть"	Граничное	верейский	карbon.	259	64	2	4,92	2,21	15,61
	ОАО "Татнефть"	Граничное	каширский	карbon.	3	64	2			
	ОАО "Татнефть"	Екатериновское	башкирский	карbon.	27	30	1			
	ОАО "Татнефть"	Екатериновское	бобриковский	терриг.	363	58	2	9,13	3,22	17,43
	ОАО "Татнефть"	Екатериновское	верейский	карbon.	425	31	1			
	ОАО "Татнефть"	Екатериновское	турнейский	карbon.	1423	89	2	4,84	2,17	15,12
	ОАО "Татнефть"	Екатериновское	шешминский	терриг.	1591	1317	3			
	ОАО "Татнефть"	Екатериновское	тульский	терриг.	432	33	1	5,14	2,65	13,21
	ОАО "Татнефть"	Екатериновское	тульский	карbon.	3	33	1			
	ОАО "Татнефть"	Екатериновское	верейский	терриг.	288	31	1			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Ерсубайкинское	башкирский	карbon.	397	42	1			
	ОАО "Татнефть"	Ерсубайкинское	бобриковский	терриг.	470	27	1	2,88	0,88	5,54
	ОАО "Татнефть"	Ерсубайкинское	верейский	карbon.	314	39	1	3,90	1,86	14,28
	ОАО "Татнефть"	Ерсубайкинское	каширский	карbon.	87	42	1			
	ОАО "Татнефть"	Ерсубайкинское	кыновский	терриг.	1226	39	1	2,74	2,32	6,11
	ОАО "Татнефть"	Ерсубайкинское	пашийский	терриг.	821	39	1	2,78	1,04	11,14
	ОАО "Татнефть"	Ерсубайкинское	тульский	терриг.	4566	25	0	4,03	0,96	8,26
	ОАО "Татнефть"	Ерсубайкинское	турнейский	карbon.	2938	42	1	2,85	2,61	13,06
	ОАО "Татнефть"	Ерсубайкинское	шешминский	терриг.	4578	1601	3			
	ОАО "Татнефть"	Заветное	башкирский	карbon.	240	46	1			
	ОАО "Татнефть"	Заветное	бобриковский	терриг.	138	69	2			
	ОАО "Татнефть"	Заветное	верейский	карbon.	73	43	1			
	ОАО "Татнефть"	Заветное	тульский	терриг.	55	69	2			
	ОАО "Татнефть"	Заветное	турнейский	карbon.	152	60	2			
	ОАО "Татнефть"	Зычебашское	бобриковский	терриг.	609	75	2			
	ОАО "Татнефть"	Зычебашское	евлановско-ливенский	карbon.	29	17	0			
	ОАО "Татнефть"	Зычебашское	кыновский	терриг.	217	9	0	5,43	7,76	6,61
	ОАО "Татнефть"	Зычебашское	тульский	терриг.	316	16	0			
	ОАО "Татнефть"	Зычебашское	турнейский	карbon.	53	16	0			
	ОАО "Татнефть"	Ивашкино-Мало-Сульчинское	башкирский	карbon.	804	96	2			
	ОАО "Татнефть"	Ивашкино-Мало-Сульчинское	бобриковский	терриг.	532	35	1			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Ивашкино-Мало-Сульчинское	верейский	карбон.	1208	49	1			
	ОАО "Татнефть"	Ивашкино-Мало-Сульчинское	киновский	терриг.	87	5	0			
	ОАО "Татнефть"	Ивашкино-Мало-Сульчинское	пашийский	терриг.	25	5	0			
	ОАО "Татнефть"	Ивашкино-Мало-Сульчинское	тульский	терриг.	382	50	2			
	ОАО "Татнефть"	Ивашкино-Мало-Сульчинское	турнейский	карбон.	1137	45	1			
	ОАО "Татнефть"	Ильмовское	башкирский	карбон.	16	54	2			
	ОАО "Татнефть"	Ильмовское	бобриковский	терриг.	1535	51	2	8,20	1,99	13,07
	ОАО "Татнефть"	Ильмовское	верейский	карбон.	1267	54	2	7,65	2,42	16,78
	ОАО "Татнефть"	Ильмовское	турнейский	карбон.	70	51	2			
	ОАО "Татнефть"	Кадыровское	бобриковский	терриг.	778	80	2	3,15	2,76	11,83
	ОАО "Татнефть"	Кадыровское	киновский	терриг.	48	8	0			
	ОАО "Татнефть"	Кадыровское	тульский	терриг.	1032	84	2	2,57	0,90	12,54
	ОАО "Татнефть"	Кадыровское	турнейский	карбон.	575	75	2	11,93	1,68	18,54
	ОАО "Татнефть"	Камышлинское	башкирский	карбон.	669	61	2			
	ОАО "Татнефть"	Камышлинское	бобриковский	терриг.	1674	57	2	5,35	2,22	16,83
	ОАО "Татнефть"	Камышлинское	верейский	карбон.	316	59	2	7,84	2,24	16,67
	ОАО "Татнефть"	Камышлинское	каширский	карбон.	57	63	2	5,96	2,48	18,23
	ОАО "Татнефть"	Камышлинское	турнейский	карбон.	67	54	2	5,60	2,50	18,01
	ОАО "Татнефть"	Кзыл-Ярское	турнейский	карбон.	31	18	0			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Кзыл-Ярское	заволжский	карбон.	2	9	0			
	ОАО "Татнефть"	Кзыл-Ярское	пашийский	терриг.	112	11	0			
	ОАО "Татнефть"	Комаровское	кыновский	терриг.	1252	5	0			
	ОАО "Татнефть"	Контузлинское	башкирский+ серпуховский	карбон.	908	39	1	3,16	1,35	13,99
	ОАО "Татнефть"	Контузлинское	бобриковский	терриг.	191	14	0	7,40	0,02	17,71
	ОАО "Татнефть"	Контузлинское	верейский	карбон.	263	24	0			
	ОАО "Татнефть"	Контузлинское	каширский	карбон.	146	25	0			
	ОАО "Татнефть"	Контузлинское	тульский	терриг.	0	17	0	7,40	0,02	17,71
	ОАО "Татнефть"	Контузлинское	турнейский	карбон.	63	23	0	3,32	2,88	14,19
	ОАО "Татнефть"	Красногорское	башкирский	карбон.	836	51	2			
	ОАО "Татнефть"	Красногорское	бобриковский	терриг.	229	29	1			
	ОАО "Татнефть"	Красногорское	верейский	карбон.	1109	46	1	4,17	1,39	11,13
	ОАО "Татнефть"	Красногорское	тульский	терриг.	225	32	1	2,33	1,06	11,02
	ОАО "Татнефть"	Красногорское	турнейский	карбон.	904	30	1	3,97	1,13	11,34
	ОАО "Татнефть"	Красногорское	шешминский	терриг.	3204	450	3			
	ОАО "Татнефть"	Курманаевское	башкирский	карбон.	1251	190	2	10,78	2,41	18,79
	ОАО "Татнефть"	Курманаевское	верейский	карбон.	825	86	2	7,43	1,92	15,13
	ОАО "Татнефть"	Курманаевское	каширский	карбон.	108	252	3			
	ОАО "Татнефть"	Кутушское	башкирский	карбон.	1097	124	2			
	ОАО "Татнефть"	Кутушское	бобриковский	терриг.	1891	24	0	4,59	1,73	9,40
	ОАО "Татнефть"	Кутушское	верейский	карбон.	1784	124	2	7,15	1,60	13,71
	ОАО "Татнефть"	Кутушское	каширский	карбон.	54	124	2			
	ОАО "Татнефть"	Кутушское	кыновский	терриг.	540	5	0	3,58	1,90	6,22

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфаль- тены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Кутушское	пашийский	терриг.	15	5	0			
	ОАО "Татнефть"	Кутушское	тульский	терриг.	125	101	2			
	ОАО "Татнефть"	Кутушское	турнейский	карбон.	176	24	0	4,39	1,82	9,02
	ОАО "Татнефть"	Лангуевское	башкирский	карбон.	164	55	2			
	ОАО "Татнефть"	Лангуевское	бобриковский	терриг.	287	36	1	7,59	0,87	20,37
	ОАО "Татнефть"	Лангуевское	верейский	карбон.	122	57	2	5,05	1,80	12,96
	ОАО "Татнефть"	Лангуевское	турнейский.	карбон.	686	26	1			
	ОАО "Татнефть"	Лангуевское	шешминский	терриг.	981	955	3			
	ОАО "Татнефть"	Лунное	бобриковский	терриг.	156	19	0	3,33	1,96	9,01
	ОАО "Татнефть"	Лунное	данково-лебедянский	карбон.	9	3	0			
	ОАО "Татнефть"	Лунное	кизеловский	карбон.	102	16	0	4,93	1,32	9,54
	ОАО "Татнефть"	Лунное	пашийский	терриг.	29	3	0			
	ОАО "Татнефть"	Максат	башкирский	карбон.	162	107	2			
	ОАО "Татнефть"	Максат	бобриковский	терриг.	131	58	2			
	ОАО "Татнефть"	Максат	верейский	карбон.	272	77	2			
	ОАО "Татнефть"	Максат	турнейский	карбон.	16	96	2			
	ОАО "Татнефть"	Матросовское	бобриковский	терриг.	241	18	0	5,01	2,92	10,36
	ОАО "Татнефть"	Матросовское	вороbleвский	терриг.	2557	4	0	3,47	2,63	6,67
	ОАО "Татнефть"	Матросовское	данково-лебедянский	карбон.	370	9	0	3,47	0,81	7,04
	ОАО "Татнефть"	Матросовское	заволжский	карбон.	11	9	0			
	ОАО "Татнефть"	Матросовское	пашийский	терриг.	1321	4	0	2,90	3,14	6,63
	ОАО "Татнефть"	Матросовское	турнейский	карбон.	1095	9	0	4,68	1,69	8,82

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластавых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Мельниковское	башкирский	карбон.	201	52	2			
	ОАО "Татнефть"	Мельниковское	бобриковский	терриг.	512	32	1			
	ОАО "Татнефть"	Мельниковское	верейский	карбон.	13	70	2			
	ОАО "Татнефть"	Мельниковское	кыновский	терриг.	79	7	0	4,48	5,74	8,32
	ОАО "Татнефть"	Мельниковское	пашийский	терриг.	187	7	0	4,48	5,74	8,32
	ОАО "Татнефть"	Мельниковское	тульский	терриг.	312	32	1			
	ОАО "Татнефть"	Мельниковское	турнейский	карбон.	337	26	1			
	ОАО "Татнефть"	Нижне-Нурлатское	башкирский	карбон.	15	100	2			
	ОАО "Татнефть"	Нижне-Нурлатское	башкирский+ серпуховский	карбон.	30	100	2			
	ОАО "Татнефть"	Нижне-Нурлатское	бобриковский	терриг.	405	101	2	7,77	3,18	15,90
	ОАО "Татнефть"	Нижне-Нурлатское	верейский	карбон.	137	98	2	7,80	3,26	12,81
	ОАО "Татнефть"	Ново-Елховское		карбон.	5546	83	2	2,32	2,53	7,31
	ОАО "Татнефть"	Ново-Елховское	бобриковский	терриг.	14628	32	1	5,80	1,93	13,80
	ОАО "Татнефть"	Ново-Елховское	верейский	карбон.	2447	101	2			
	ОАО "Татнефть"	Ново-Елховское	данково-лебедянский	карбон.	13	16	0			
	ОАО "Татнефть"	Ново-Елховское	заволжский	карбон.	108	32	1			
	ОАО "Татнефть"	Ново-Елховское	кыновский	терриг.	2802	4	0	2,66	1,32	9,65
	ОАО "Татнефть"	Ново-Елховское	пашийский	терриг.	23537	4	0	2,89	1,86	12,85
	ОАО "Татнефть"	Ново-Елховское	тульский	терриг.	660	32	1	5,62	1,17	12,33
	ОАО "Татнефть"	Ново-Елховское	турнейский	карбон.	19164	30	1	4,91	1,33	15,90
	ОАО "Татнефть"	Ново-Елховское	шешминский	терриг.	4975	27530	4			
	ОАО "Татнефть"	Ново-Суксинское	бобриковский	терриг.	1267	66	2	2,62	4,89	10,65

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Ново-Суксинское	турнейский	карбон.	144	48	1	3,43	5,09	12,06
	ОАО "Татнефть"	Нурлатское	башкирский	карбон.	2564	97	2	8,34	2,20	17,23
	ОАО "Татнефть"	Нурлатское	бобриковский	терриг.	4118	99	2	7,32	1,71	17,56
	ОАО "Татнефть"	Нурлатское	верейский	карбон.	2160	66	2	6,95	2,30	16,41
	ОАО "Татнефть"	Нурлатское	кыновский	терриг.	1377	5	0	5,04	1,96	9,52
	ОАО "Татнефть"	Нурлатское	турнейский	карбон.	208	95	2			
	ОАО "Татнефть"	Орловское	кыновский	терриг.	80	17	0			
	ОАО "Татнефть"	Орловское	пашийский	терриг.	5	17	0			
	ОАО "Татнефть"	Первомайское	елховский	терриг.	0	6	0			
	ОАО "Татнефть"	Первомайское	кыновский+пашийский	терриг.	3781	23	0	5,09	2,10	10,20
	ОАО "Татнефть"	Пионерское	башкирский+серпуховский	карбон.	2610	61	2	8,43	2,70	14,02
	ОАО "Татнефть"	Пионерское	бобриковский	терриг.	987	81	2	4,68	2,01	14,43
	ОАО "Татнефть"	Пионерское	верейский	карбон.	1254	123	2	8,16	2,26	13,70
	ОАО "Татнефть"	Пионерское	каширский	карбон.	469	61	2			
	ОАО "Татнефть"	Пионерское	тульский	терриг.	369	69	2	8,95	2,34	19,70
	ОАО "Татнефть"	Пионерское	турнейский	карбон.	1243	66	2	8,06	2,33	12,66
	ОАО "Татнефть"	Пионерское	барбашинский	карбон.	1289	6325	3			
	ОАО "Татнефть"	Пионерское	камышлинский	терриг.	319	6325	3			
	ОАО "Татнефть"	Пионерское	серия "ядреный камень"	карбон.	2964	27530	4			
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	бобриковский	терриг.	77033	30	1	4,97	2,43	12,97
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	воробьевский	терриг.	8297	4	0	9,41	3,80	1,17

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	данково-лебедянский	карбон.	1610	15	0	5,79	1,48	13,16
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	елецкий	карбон.	150	15	0	2,13	2,16	8,46
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	заволжский	карбон.	1447	29	1			
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	кизеловский	карбон.	32780	33	1	5,49	1,45	10,44
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	кыновский	терриг.	22333	4	0	5,39	3,59	10,44
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	мендымский	карбон.	4456	15	0			
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	муллинский	терриг.	1329	4	0			
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	пашийский	терриг.	92794	4	0	5,41	3,05	11,65
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	семилукский	карбон.	4200	15	0			
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	серпуховский	карбон.	36042	51	2	2,57	7,85	4,30
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	старооскольский	терриг.	229	4	0	3,12	2,55	7,36
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	тульский	терриг.	645	30	1			
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	шешминский	терриг.	9378	27350	4			
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	ардатовский	терриг.	11228	4	0			
	ОАО "Татнефть"	Ромашкинское	алексинский	терриг.	1959	30	1			
	ОАО "Татнефть"	Сабанчинское	бобриковский	терриг.	6667	20	0	5,26	2,03	10,29
	ОАО "Татнефть"	Сабанчинское	данково-лебедянский	карбон.	592	18	0	4,77	2,52	8,97
	ОАО "Татнефть"	Сабанчинское	пашийский	терриг.	871	8	0	0,93	1,52	4,69
	ОАО "Татнефть"	Сарайлинское	кыновский	терриг.	295	6	0	2,57	2,15	11,77
	ОАО "Татнефть"	Сарайлинское	тульский	терриг.	460	49	1	5,53	2,04	16,32
	ОАО "Татнефть"	Сиреневское	башкирский	карбон.	22	71	2			
	ОАО "Татнефть"	Сиреневское	бобриковский	терриг.	420	33	1	5,02	0,73	13,90

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластавых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Сиреневское	верейский	карбон.	814	79	2	5,12	1,16	13,30
	ОАО "Татнефть"	Сиреневское	каширский	карбон.	391	83	2	6,42	0,99	10,34
	ОАО "Татнефть"	Сиреневское	кыновский	терриг.	4	4	0	5,86	1,23	7,40
	ОАО "Татнефть"	Сиреневское	пашийский	терриг.	190	4	0			
	ОАО "Татнефть"	Сиреневское	тульский	терриг.	411	34	1	7,02	0,94	9,86
	ОАО "Татнефть"	Сиреневское	турнейский	карбон.	1289	31	1	5,16	1,11	9,47
	ОАО "Татнефть"	Сиреневское	шешминский	терриг.	3897	4100	3			
	ОАО "Татнефть"	Соколкинское	башкирский	карбон.	1656	41	1	5,48	3,74	13,06
	ОАО "Татнефть"	Соколкинское	бобриковский	терриг.	913	37	1	5,08	3,53	12,62
	ОАО "Татнефть"	Соколкинское	верейский	карбон.	1108	57	2	5,60	2,40	13,01
	ОАО "Татнефть"	Соколкинское	кыновский	терриг.	42	10	0	3,93	5,12	10,28
	ОАО "Татнефть"	Соколкинское	пашийский	терриг.	15	10	0	3,93	5,12	10,28
	ОАО "Татнефть"	Соколкинское	тульский	терриг.	714	41	1	5,76	3,23	10,10
	ОАО "Татнефть"	Соколкинское	турнейский	карбон.	2359	35	1	4,22	2,34	13,99
	ОАО "Татнефть"	Сотниковское	башкирский	карбон.	89	75	2			
	ОАО "Татнефть"	Сотниковское	бобриковский	терриг.	195	30	1	5,44	2,46	15,27
	ОАО "Татнефть"	Сотниковское	верейский	карбон.	363	75	2	7,77	2,93	15,96
	ОАО "Татнефть"	Сотниковское	кыновский	терриг.	765	6	0	7,89	4,23	18,58
	ОАО "Татнефть"	Сотниковское	пашийский	терриг.	465	8	0	6,17	2,07	12,64
	ОАО "Татнефть"	Сотниковское	турнейский	карбон.	480	30	1	5,88	4,18	21,61
	ОАО "Татнефть"	Сотниковское	шешминский	терриг.	2478	889	3			
	ОАО "Татнефть"	Студеное	башкирский	карбон.	70	238	3			
	ОАО "Татнефть"	Студеное	бобриковский	терриг.	358	145	2	6,87	3,07	16,19
	ОАО "Татнефть"	Студеное	верейский	карбон.	145	58	2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Студеное	турнейский	карбон.	6	145	2			
	ОАО "Татнефть"	Тат-Кандызское		терриг.	1454	20	0	4,99	2,87	9,70
	ОАО "Татнефть"	Тат-Кандызское	воробьевский	терриг.	172	8	0	1,77	3,15	5,29
	ОАО "Татнефть"	Тат-Кандызское	кизеловский	карбон.	171	30	1	5,72	2,38	10,62
	ОАО "Татнефть"	Тат-Кандызское	муллинский	терриг.	33	8	0			
	ОАО "Татнефть"	Тат-Кандызское	пашийский	терриг.	742	8	0	5,26	2,42	10,76
	ОАО "Татнефть"	Тюгееевское	алексинский	терриг.	91	40	1			
	ОАО "Татнефть"	Тюгееевское	башкирский	карбон.	1816	63	2	6,43	3,40	11,72
	ОАО "Татнефть"	Тюгееевское	бобриковский	терриг.	983	40	1	5,76	2,51	13,65
	ОАО "Татнефть"	Тюгееевское	верейский	карбон.	1002	53	2	8,99	2,48	10,49
	ОАО "Татнефть"	Тюгееевское	кыновский	терриг.	199	8	0	5,05	4,45	7,96
	ОАО "Татнефть"	Тюгееевское	пашийский	терриг.	21	8	0			
	ОАО "Татнефть"	Тюгееевское	тульский	терриг.	477	40	1	5,76	4,00	11,09
	ОАО "Татнефть"	Тюгееевское	турнейский	карбон.	3894	36	1	4,88	2,24	10,10
	ОАО "Татнефть"	Тюгееевское	шешминский	терриг.	303	27530	4			
	ОАО "Татнефть"	Чегодайское	башкирский	карбон.	325	81	2			
	ОАО "Татнефть"	Чегодайское	бобриковский	терриг.	871	131	2	6,28	15,56	2,45
	ОАО "Татнефть"	Чегодайское	верейский	карбон.	817	81	2	5,76	12,83	1,74
	ОАО "Татнефть"	Чегодайское	каширский	карбон.	88	81	2			
	ОАО "Татнефть"	Чегодайское	данково-лебедянский	карбон.	51	48	1			
	ОАО "Татнефть"	Чегодайское	заволжский	карбон.	30	70	2			
	ОАО "Татнефть"	Чегодайское	пашийский	терриг.	411	7	0	5,02	1,28	12,06
	ОАО "Татнефть"	Чегодайское	турнейский	карбон.	1422	113	2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластавых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Чегодайское	шешминский	терриг.	2331	888	3			
	ОАО "Татнефть"	Черемшанское	башкирский	карбон.	79	84	2			
	ОАО "Татнефть"	Черемшанское	бобриковский	терриг.	34	45	1	6,05	2,57	15,78
	ОАО "Татнефть"	Черемшанское	верейский	карбон.	314	84	2	5,98	2,13	15,44
	ОАО "Татнефть"	Черемшанское	каширский	карбон.	87	84	2	8,28	3,07	16,84
	ОАО "Татнефть"	Черемшанское	турнейский	карбон.	465	52	2	5,72	2,54	12,91
	ОАО "Татнефть"	Черемшанское	шешминский	терриг.	8648	27530	4			
	ОАО "Татнефть"	Шегурчинское	алексинский	терриг.	200	22	0			
	ОАО "Татнефть"	Шегурчинское	башкирский	карбон.	2413	53	2	6,35	3,40	12,32
	ОАО "Татнефть"	Шегурчинское	бобриковский	терриг.	1096	19	0	4,10	1,87	10,63
	ОАО "Татнефть"	Шегурчинское	верейский	карбон.	2558	33	1	5,42	2,47	12,78
	ОАО "Татнефть"	Шегурчинское	каширский	карбон.	1324	33	1			
	ОАО "Татнефть"	Шегурчинское	кыновский	терриг.	6	8	0			
	ОАО "Татнефть"	Шегурчинское	тульский	терриг.	1029	22	0	3,92	1,36	7,97
	ОАО "Татнефть"	Шегурчинское	турнейский	карбон.	2125	23	0	7,10	2,49	11,76
	ОАО "Татнефть"	Шегурчинское	шешминский	терриг.	981	1860	3			
	ОАО "Татнефть"	Шиповское	башкирский	карбон.	69	88	2			
	ОАО "Татнефть"	Шиповское	верейский	карбон.	87	135	2			
	ОАО "Татнефть"	Щербеньское	башкирский	карбон.	44	97	2			
	ОАО "Татнефть"	Щербеньское	верейский	карбон.	57	66	2			
	ОАО "Татнефть"	Щербеньское	каширский	карбон.	24	66	2			
	ОАО "Татнефть"	Южно-Нурлатское	башкирский	карбон.	256	83	2			
	ОАО "Татнефть"	Южно-Нурлатское	бобриковский	терриг.	877	59	2	8,16	1,88	18,73
	ОАО "Татнефть"	Южно-Нурлатское	верейский	карбон.	107	57	2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфаль- тены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Южно-Сунчалеевское	башкирский	карbon.	258	62	2	7,47	1,40	15,34
	ОАО "Татнефть"	Южно-Сунчалеевское	бобриковский	терриг.	589	57	2	7,13	2,06	13,55
	ОАО "Татнефть"	Южно-Сунчалеевское	верейский	карbon.	97	67	2			
	ОАО "Татнефть"	Южно-Сунчалеевское	каширский	карbon.	154	73	2			
	ОАО "Татнефть"	Юсуповское	бобриковский	терриг.	17	98	2			
	ОАО "Татнефть"	Юсуповское	пашийский	терриг.	37	30	1			
	ОАО "Татнефть"	Ямашинское	алексинский	терриг.	247	22	0			
	ОАО "Татнефть"	Ямашинское	башкирский	карbon.	3814	21	0	6,32	1,50	13,99
	ОАО "Татнефть"	Ямашинское	бобриковский	терриг.	271	22	0			
	ОАО "Татнефть"	Ямашинское	верейский	карbon.	3347	48	1	4,92	1,53	12,13
	ОАО "Татнефть"	Ямашинское	каширский	карbon.	1580	48	1			
	ОАО "Татнефть"	Ямашинское	протвинский	карbon.	252	22	0			
	ОАО "Татнефть"	Ямашинское	кыновский	терриг.	12	26	1	3,52	2,28	9,17
	ОАО "Татнефть"	Ямашинское	пашийский	терриг.	85	26	1	3,44	2,37	9,52
	ОАО "Татнефть"	Ямашинское	тульский	терриг.	1160	22	0	4,91	1,94	11,66
	ОАО "Татнефть"	Ямашинское	турнейский	карbon.	3826	42	1	6,26	3,20	10,69
	ОАО "Татнефть"	Ямашинское	шешминский	терриг.	253	27530	4			
	ОАО "Татнефть"	Лазурное	елецкий	карbon.	53	9	0	2,82	1,90	6,81
	ОАО "Татнефть"	Лазурное	кизеловский	карbon.	38	12	0			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Лазурное	данково-лебедянский	карбон.	29	11	0			
	ОАО "Татнефть"	Лазурное	заволжский	карбон.	53	11	0			
	ОАО "Татнефть"	Сайдашевское	бобриковский	терриг.	227	115	2			
	ОАО "Татнефть"	Купавное	кизеловский	карбон.	60	19	0			
	ОАО "Татнефть"	Купавное	данково-лебедянский	карбон.	37	11	0			
	ОАО "Татнефть"	Купавное	заволжский	карбон.	80	12	0			
	ОАО "Татнефть"	Купавное	елецкий	карбон.	60	10	0	4,16	3,24	10,98
	ОАО "Татнефть"	Западно-Галицкое	данково-лебедянский	карбон.	56	18	0	4,54	2,92	10,07
	ОАО "Татнефть"	Западно-Галицкое	кизеловский	карбон.	188	32	1	5,38	3,15	9,75
	ОАО "Татнефть"	Навесное	бобриковск.	терриг.	53	45	1			
	ОАО "Татнефть"	Навесное	верейский	карбон.	9	84	2	6,36	1,86	19,85
	ОАО "Татнефть"	Навесное	тульский	терриг.	4	32	1			
	ОАО "Татнефть"	Елабужское	башкирский	карбон.	1428	20	0	3,30	1,48	12,21
	ОАО "Татнефть"	Елабужское	верейский	карбон.	409	20	0			
	ОАО "Татнефть"	Елабужское	кыновский+пашийский	терриг.	1876	9	0	2,59	1,29	7,76
	ОАО "Татнефть"	Елабужское	пашийский	терриг.	161	6	0	1,74	0,92	12,92
	ОАО "Татнефть"	Елабужское	семилукский	карбон.	3	12	0			
	ОАО "Татнефть"	Западно-Урустамакское	кизеловский	карбон.	38	32	1	5,44	4,85	10,12

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластавых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Западно-Урустамакское	муллинский	терриг.	28	19	0			
	ОАО "Татнефть"	Западно-Урустамакское	пашийский	терриг.	18	11	0			
	ОАО "Татнефть"	Афанасовское	башкирский	карбон.	729	30	1			
	ОАО "Татнефть"	Афанасовское	верейский	карбон.	350	31	1			
	ОАО "Татнефть"	Афанасовское	бобриковский	терриг.	237	58	2			
	ОАО "Татнефть"	Афанасовское	кыновский	терриг.	204	11	0			
	ОАО "Татнефть"	Афанасовское	турнейский	карбон.	416	89	2			
	ОАО "Татнефть"	Тауташское	верейский	карбон.	17	97	2			
	ОАО "Татнефть"	Тауташское	бобриковский	терриг.	478	102	2			
	ОАО "Татнефть"	Тауташское	тульский	терриг.	9	102	2			
	ОАО "Татнефть"	Ныртинское	кыновский	терриг.	141	7	0			
	ОАО "Татнефть"	Западно-Хрусталинское	кизеловский	карбон.	16	11	0	5,21	2,60	9,58
	ОАО "Татнефть"	Черноозерское	башкирский	карбон.	2986		2			
	ОАО "Татнефть"	Черноозерское	бобриковский	терриг.	4132		2	10,28	3,23	14,19
	ОАО "Татнефть"	Черноозерское	верейский	карбон.	1901		2			
	ОАО "Татнефть"	Черноозерское	тульский	терриг.	673		2			
	ОАО "Татнефть"	Черноозерское	турнейский	карбон.	53		2			
	ОАО "Татнефть"	Западно-Тюрясевское	башкирский	карбон.	895		2			
	ОАО "Татнефть"	Западно-Тюрясевское	бобриковский	терриг.	1411	536	3			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефть"	Западно-Тюрясевское	верейский	карбон.	164		2			
	ОАО "Татнефть"	Западно-Тюрясевское	каширский	карбон.	211		2			
	ОАО "Татнефть"	Западно-Тюрясевское	тульский	терриг.	45		2			
	ОАО "Татнефть"	Гарейское	бобриковский	терриг.	137	22	0	5,67	3,18	13,79
	ОАО "Татнефть"	Гарейское	тульский	терриг.	2303	28	1	5,44	2,23	12,20
	ОАО "Татнефть"	Шадкинское	кыновский	терриг.	1065	11	0			
	ОАО "Татнефть"	Западно-Репинское	тульский	терриг.	216	33	1			
	ОАО "Татнефть"	Северо-Богемское	турнейский	карбон.	98	47	1			
	ОАО "Татнефть"	Западно-Берсутское	кыновский	терриг.	38	19	0	3,32	3,34	9,69
	ОАО "Татнефть"	Набережно-Челнинское	кыновский	терриг.	24	16	0			
2	ЗАО "Татех"	Демкинское	башкирский	карбон.	2423	590	3			
	ЗАО "Татех"	Демкинское	бобриковский	терриг.	1097	191	2			
	ЗАО "Татех"	Демкинское	верейский	карбон.	1709	187	2			
	ЗАО "Татех"	Демкинское	каширский	карбон.	124	186	2			
	ЗАО "Татех"	Демкинское	тульский	терриг.	65	191	2			
	ЗАО "Татех"	Демкинское	турнейский	карбон.	770	146	2			
	ЗАО "Татех"	Онбийское	башкирский	карбон.	2031	41	1			
	ЗАО "Татех"	Онбийское	бобриковский	терриг.	674	26	1			
	ЗАО "Татех"	Онбийское	верейский	карбон.	734	51	2			
	ЗАО "Татех"	Онбийское	кыновский	терриг.	150	6	0			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ЗАО "Татех"	Онбийское	пашийский	терриг.	6	6	0			
	ЗАО "Татех"	Онбийское	турнейский	карбон.	2768	30	1	3,99	0,96	12,69
	ЗАО "Татех"	Онбийское	тульский	терриг.	236	19	0			
	ЗАО "Татех"	Онбийское	тульский	карбон.	253	19	0			
3	ОАО "Татойлгаз"	Кузайкинское	башкирский	карбон.	1385	52	2			
	ОАО "Татойлгаз"	Кузайкинское	бобриковский	терриг.	60	31	1			
	ОАО "Татойлгаз"	Кузайкинское	верейский	карбон.	1003	47	1			
	ОАО "Татойлгаз"	Кузайкинское	кыновский	терриг.	9	5	0			
	ОАО "Татойлгаз"	Кузайкинское	каширский	карбон.	59	47	1			
	ОАО "Татойлгаз"	Кузайкинское	пашийский	терриг.	115	5	0			
	ОАО "Татойлгаз"	Кузайкинское	тульский	терриг.	166	40	1			
	ОАО "Татойлгаз"	Кузайкинское	турнейский	карбон.	2917	50	2			
	ОАО "Татойлгаз"	Кузайкинское	тульский	карбон.	31	40	1			
	ОАО "Татойлгаз"	Урмышилинское	башкирский	карбон.	196	61	2			
	ОАО "Татойлгаз"	Урмышилинское	бобриковский	терриг.	2564	30	1	2,36	9,20	0,89
	ОАО "Татойлгаз"	Урмышилинское	верейский	карбон.	222	75	2			
	ОАО "Татойлгаз"	Урмышилинское	тульский	терриг.	156	33	1			
	ОАО "Татойлгаз"	Урстыамакское	турнейский	карбон.	1517	63	2			
	ОАО "Татойлгаз"	Урстыамакское	бобриковский	терриг.	1263	16	0			
	ОАО "Татойлгаз"	Урстыамакское	воробьевский	терриг.	86	3	0			
	ОАО "Татойлгаз"	Урстыамакское	данково-лебедянский	карбон.	13	9	0			
	ОАО "Татойлгаз"	Урстыамакское	заволжский	карбон.	35	9	0			
	ОАО "Татойлгаз"	Урстыамакское	кизеловский	карбон.	389	9	0			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татойлгаз"	Урустамакское	пашийский	терриг.	190	4	0			
	ОАО "Татойлгаз"	Урустамакское	ардатовский	терриг.	461	4	0			
4	ОАО "Татнефтеотдача"	Елгинское	бобриковский	терриг.	303	18	0			
	ОАО "Татнефтеотдача"	Елгинское	мендымский	карбон.	109	7	0			
	ОАО "Татнефтеотдача"	Елгинское	пашийский	терриг.	706	6	0			
	ОАО "Татнефтеотдача"	Елгинское	тульский	терриг.	1051	16	0			
	ОАО "Татнефтеотдача"	Елгинское	турнейский	карбон.	267	16	0			
	ОАО "Татнефтеотдача"	Елгинское	кыновский	терриг.	1067	6	0	1,68	8,08	1,68
	ОАО "Татнефтеотдача"	Степноозерское	башкирский	карбон.	11944	363	3			
	ОАО "Татнефтеотдача"	Степноозерское	бобриковский	терриг.	8165	279	3			
	ОАО "Татнефтеотдача"	Степноозерское	верейский	карбон.	3844	141	2			
	ОАО "Татнефтеотдача"	Степноозерское	каширский	карбон.	3237	131	2			
	ОАО "Татнефтеотдача"	Степноозерское	турнейский	карбон.	963	279	3			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
5	ОАО "Булгарнефть"	Западно-Сотниковское	башкирский	карbon.	39	75	2			
	ОАО "Булгарнефть"	Западно-Сотниковское	верейский	карbon.	107	75	2			
	ОАО "Булгарнефть"	Западно-Сотниковское	бобриковский	терриг.	62	30	1			
	ОАО "Булгарнефть"	Западно-Сотниковское	кыновский	терриг.	223	8	0			
	ОАО "Булгарнефть"	Западно-Сотниковское	пашийский	терриг.	101	8	0			
	ОАО "Булгарнефть"	Западно-Сотниковское	турнейский	карbon.	372	33	1			
	ОАО "Булгарнефть"	Искринское	бобриковский	терриг.	1890	189	2			
	ОАО "Булгарнефть"	Искринское	башкирский	карbon.	18	220	3			
	ОАО "Булгарнефть"	Искринское	верейский	карbon.	507	220	3			
	ОАО "Булгарнефть"	Искринское	кыновский	терриг.	94	5	0			
	ОАО "Булгарнефть"	Искринское	пашийский	терриг.	40	4	0			
	ОАО "Булгарнефть"	Искринское	турнейский	карbon.	642	119	2			
	ОАО "Булгарнефть"	Шийское	кыновский	терриг.	2767	7	0	1,93	1,44	7,06
	ОАО "Булгарнефть"	Шийское	мендымский	карbon.	348	11	0			
	ОАО "Булгарнефть"	Шийское	семилукский	карbon.	86	11	0			
6	ОАО "РИТЭК"	Дружбинское	тульский	терриг.	202	32	1			
	ОАО "РИТЭК"	Енорусскинское	башкирский	карbon.	7376	139	2			
	ОАО "РИТЭК"	Енорусскинское	бобриковский	терриг.	857	63	2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфаль- тены	Парафины	Смолы
	ОАО "РИТЭК"	Енорусскинское	верейский	карбон.	3070	74	2			
	ОАО "РИТЭК"	Енорусскинское	тульский	терриг.	1001	82	2			
	ОАО "РИТЭК"	Енорусскинское	турнейский	карбон.	6634	133	2			
	ОАО "РИТЭК"	Киязлинское	башкирский	карбон.	2430	154	2			
	ОАО "РИТЭК"	Киязлинское	бобриковский	терриг.	355	83	2			
	ОАО "РИТЭК"	Киязлинское	верейский	карбон.	2321	61	2			
	ОАО "РИТЭК"	Киязлинское	кыновский	терриг.	308	18	0			
	ОАО "РИТЭК"	Киязлинское	турнейский	карбон.	2273	116	2			
	ОАО "РИТЭК"	Кучуковское	башкирский	карбон.	68	77	2			
	ОАО "РИТЭК"	Кучуковское	верейский	карбон.	150	61	2			
	ОАО "РИТЭК"	Кучуковское	бобриковский	терриг.	637	25	0			
	ОАО "РИТЭК"	Кучуковское	каширский	карбон.	101		2			
	ОАО "РИТЭК"	Кучуковское	тульский	терриг.	1626	20	0			
	ОАО "РИТЭК"	Кучуковское	турнейский	карбон.	74	22	0			
	ОАО "РИТЭК"	Луговое	бобриковский	терриг.	2695	32	1			
	ОАО "РИТЭК"	Луговое	кыновский	терриг.	2729	5	0			
	ОАО "РИТЭК"	Луговое	пашийский	терриг.	952	6	0			
	ОАО "РИТЭК"	Луговое	тульский	терриг.	1908	27	1			
	ОАО "РИТЭК"	Мельниковское	башкирский	карбон.	1823	88	2			
	ОАО "РИТЭК"	Мельниковское	бобриковский	терриг.	790	69	2			
	ОАО "РИТЭК"	Мельниковское	верейский	карбон.	2599	135	2			
	ОАО "РИТЭК"	Мельниковское	тульский	терриг.	2	69	2			
	ОАО "РИТЭК"	Мельниковское	турнейский	карбон.	2314	53	2			
	ОАО "РИТЭК"	Озерное	бобриковский	терриг.	2045	56	2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфаль- тены	Парафины	Смолы
	ОАО "РИТЭК"	Озерное	кыновский	терриг.	145	11	0			
	ОАО "РИТЭК"	Черемуховское	башкирский	карбон.	4401	88	2			
	ОАО "РИТЭК"	Черемуховское	бобриковский	терриг.	1260	69	2			
	ОАО "РИТЭК"	Черемуховское	верейский	карбон.	1748	135	2	9,18	20,02	1,16
	ОАО "РИТЭК"	Черемуховское	турнейский	карбон.	2536	53	2			
	ОАО "РИТЭК"	Черемуховское	тульский	терриг.	282	69	2			
	ОАО "РИТЭК"	Восточно-Анзирское	кыновский	терриг.	1945	11	0			
	ОАО "РИТЭК"	Киче-Наратское	тульский	терриг.	99	58	2			
	ОАО "РИТЭК"	Мензелинское	башкирский	карбон.	173	72	2			
	ОАО "РИТЭК"	Мензелинское	бобриковский	терриг.	44	31	1			
	ОАО "РИТЭК"	Мензелинское	верейский	карбон.	88	57	2			
	ОАО "РИТЭК"	Мензелинское	тульский	терриг.	19	23	0			
	ОАО "РИТЭК"	Мензелинское	турнейский+фаменский	карбон.	590	19	0			
	ОАО "РИТЭК"	Чекалдинское	тульский	терриг.	888		2			
	ОАО "РИТЭК"	Восточно-Дружбинское	тульский	терриг.	3	23	0			
	ОАО "РИТЭК"	Анзиркинское	кыновский	терриг.	7	11	0			
	ОАО "РИТЭК"	Тимеровское	кыновский	терриг.	24		1			
	ОАО "РИТЭК"	Тимеровское	турнейский+фаменский	карбон.	2849		1			
	ОАО "РИТЭК"	Мало-Урнякское	кыновский	терриг.	68	17	0			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "РИТЭК"	Ольгинское	тульский+бобриковский	терриг.	145		2			
	ОАО "РИТЭК"	Ольгинское	заволжский	карbon.	1300		2			
7	ЗАО "Геология"	Уратьминское	башкирский	карbon.	318	35	1			
	ЗАО "Геология"	Уратьминское	бобриковский	терриг.	15	42	1			
	ЗАО "Геология"	Уратьминское	верейский	карbon.	70	35	1			
	ЗАО "Геология"	Уратьминское	кизеловский	карbon.	39	42	1			
	ЗАО "Геология"	Уратьминское	кыновский	терриг.	150	6	0			
	ЗАО "Геология"	Уратьминское	тульский	терриг.	264	33	1			
	ЗАО "Геология"	Чеканское	бобриковский	терриг.	1184	17	0			
	ЗАО "Геология"	Чеканское	данково-лебедянский	карbon.	213	31	1			
	ЗАО "Геология"	Чеканское	заволжский	карbon.	31	28	1			
	ЗАО "Геология"	Чеканское	пашийский	терриг.	772	22	0			
	ЗАО "Геология"	Чеканское	турнейский	карbon.	57	23	0			
8	ОАО "Меллянефть"	Муслюмовское	бобриковский	терриг.	2021	72	2			
	ОАО "Меллянефть"	Муслюмовское	евлановско-ливенский	карbon.	8	23	0			
	ОАО "Меллянефть"	Муслюмовское	пашийский	терриг.	74	4	0			
	ОАО "Меллянефть"	Муслюмовское	семилукский	карbon.	9	17	0			
	ОАО "Меллянефть"	Муслюмовское	тульский	терриг.	72	57	2			
	ОАО "Меллянефть"	Муслюмовское	турнейский	карbon.	7	34	1			
9	ОАО "Кондурчанефть"	Аделяковское	каширский	карbon.	110	99	2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Кондурчанефть"	Аделяковское	верейский	карбон.	837	70	2			
	ОАО "Кондурчанефть"	Аделяковское	башкирский	карбон.	143	102	2			
	ОАО "Кондурчанефть"	Аделяковское	башкирский+серпуховский	карбон.	2605	102	2			
	ОАО "Кондурчанефть"	Аделяковское	бобриковский	терриг.	2053	74	2			
	ОАО "Кондурчанефть"	Аделяковское	турнейский	карбон.	132	77	2			
10	ОАО "Акмай"	Мухарметовское	бобриковский	терриг.	32	72	2			
	ОАО "Акмай"	Мухарметовское	елецкий	карбон.	5	16	0			
	ОАО "Акмай"	Мухарметовское	пашийский	терриг.	231	4	0			
	ОАО "Акмай"	Мухарметовское	турнейский	карбон.	9	33	1			
11	ОАО "Елабуганефть"	Пинячинское	бобриковск.	терриг.	898	123	2			
	ОАО "Елабуганефть"	Пинячинское	тульский	терриг.	232	104	2			
	ОАО "Елабуганефть"	Пинячинское	турнейский	карбон.	32	65	2			
12	ОАО "Шешмаойл"	Красно-октябрьское	алексинский	терриг.	101	55	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Красно-октябрьское	башкирский	карбон.	2355	197	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Красно-октябрьское	бобриковский	терриг.	452	74	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Красно-октябрьское	верейский	карбон.	2165	68	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Красно-октябрьское	каширский	карбон.	507	63	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Красно-октябрьское	кыновский	терриг.	48	6	0			
	ОАО "Шешмаойл"	Красно-октябрьское	пашийский	терриг.	16	8	0			
	ОАО "Шешмаойл"	Красно-октябрьское	тульский	терриг.	377	18	0			
	ОАО "Шешмаойл"	Красно-октябрьское	турнейский	карбон.	1088	44	1			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластавых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфаль- тены	Парафины	Смолы
	ОАО "Шешмаойл"	Летнее	бобриковский	терриг.	118	64	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Летнее	верейский	карбон.	829	50	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Летнее	каширский	карбон.	127	172	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Летнее	тульский	терриг.	453	38	1			
	ОАО "Шешмаойл"	Летнее	турнейский	карбон.	564	38	1			
	ОАО "Шешмаойл"	Летнее	башкирский+ протвинский	карбон.	1098	172	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Ново-Шешминское	каширский	карбон.	198	50	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Ново-Шешминское	алексинский	терриг.	14	38	1			
	ОАО "Шешмаойл"	Ново-Шешминское	бобриковский	терриг.	111	64	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Ново-Шешминское	верейский	карбон.	798	50	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Ново-Шешминское	тульский	терриг.	98	38	1			
	ОАО "Шешмаойл"	Ново-Шешминское	турнейский	карбон.	1168	38	1			
	ОАО "Шешмаойл"	Ново-Шешминское	башкирский+ протвинский	карбон.	3357	172	2	4,13	2,07	13,25
	ОАО "Шешмаойл"	Северное	бобриковский	терриг.	194	64	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Северное	верейский	карбон.	665	50	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Северное	каширский	карбон.	204	50	2			
	ОАО "Шешмаойл"	Северное	тульский	терриг.	168	38	1			
	ОАО "Шешмаойл"	Северное	турнейский	карбон.	681	38	1			
	ОАО "Шешмаойл"	Северное	башкирский+ протвинский	карбон.	1537	172	2			
13	ОАО "Нократойл"	Закамское	башкирский	карбон.	175	50	2			
	ОАО "Нократойл"	Закамское	кыновский	терриг.	331	10	0			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфаль- тены	Парафины	Смолы
	ОАО "Нократайл"	Закамское	старооскольский	терриг.	41	10	0			
14	ЗАО "Троицкнефть"	Нагорное	алексинский	терриг.	564	40	1			
	ЗАО "Троицкнефть"	Нагорное	башкирский	карбон.	2507	98	2			
	ЗАО "Троицкнефть"	Нагорное	бобриковский	терриг.	1082	69	2			
	ЗАО "Троицкнефть"	Нагорное	верейский	карбон.	1892	57	2			
	ЗАО "Троицкнефть"	Нагорное	тульский	терриг.	1276	31	1			
	ЗАО "Троицкнефть"	Нагорное	турнейский	карбон.	756	58	2			
15	ОАО "Дружбанефть"	Нуркеевское	бобриковский	терриг.	48	72	2			
	ОАО "Дружбанефть"	Нуркеевское	кыновский	терриг.	555	4	0			
	ОАО "Дружбанефть"	Нуркеевское	пашийский	терриг.	53	4	0			
	ОАО "Дружбанефть"	Нуркеевское	тульский	терриг.	210	57	2			
	ОАО "Дружбанефть"	Нуркеевское	турнейский	карбон.	25	34	1			
16	ЗАО "Геотех"	Глазовское	башкирский	карбон.	926	44	1			
	ЗАО "Геотех"	Глазовское	верейский	карбон.	670	44	1			
	ЗАО "Геотех"	Глазовское	пашийский	терриг.	7	5	0			
	ЗАО "Геотех"	Глазовское	турнейск.	карбон.	337	12	0			
	ЗАО "Геотех"	Заречное	башкирский	карбон.	150	78	2			
	ЗАО "Геотех"	Заречное	верейский	карбон.	213	78	2			
	ЗАО "Геотех"	Заречное	бобриковский	терриг.	54	37	1			
	ЗАО "Геотех"	Заречное	кыновский	терриг.	799	6	0			
	ЗАО "Геотех"	Заречное	пашийский	терриг.	177	6	0			
	ЗАО "Геотех"	Заречное	турнейский	карбон.	582	33	1			
17	ОАО "Татнефтепром"	Ивинское	алексинский	терриг.	30	72	2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефтепром"	Ивинское	башкирский+серпуховский	карbon.	6744	357	3			
	ОАО "Татнефтепром"	Ивинское	бобриковский	терриг.	647	64	2			
	ОАО "Татнефтепром"	Ивинское	верейский	карbon.	2280	127	2			
	ОАО "Татнефтепром"	Ивинское	тульский	терриг.	344	72	2			
	ОАО "Татнефтепром"	Ивинское	турнейский	карbon.	2131	116	2			
	ОАО "Татнефтепром"	Ульяновское	башкирский	карbon.	107	63	2			
	ОАО "Татнефтепром"	Ульяновское	верейский	карbon.	470	64	2			
	ОАО "Татнефтепром"	Ульяновское	кыновский	терриг.	394	7	0			
	ОАО "Татнефтепром"	Ульяновское	тульский+бобриковский	терриг.	1247	52	2			
	ОАО "Татнефтепром"	Ульяновское	турнейский	карbon.	384	42	1			
	ОАО "Татнефтепром"	Шереметьевское	башкирский	карbon.	978	35	1			
	ОАО "Татнефтепром"	Шереметьевское	бобриковский	терриг.	174	42	1			
	ОАО "Татнефтепром"	Шереметьевское	верейский	карbon.	348	33	1			
	ОАО "Татнефтепром"	Шереметьевское	кыновский	терриг.	282	6	0			
	ОАО "Татнефтепром"	Шереметьевское	мендымский-доманиковый	карbon.	5	16	0			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "Татнефтепром"	Шереметьевское	тульский	терриг.	888	33	1			
	ОАО "Татнефтепром"	Шереметьевское	турнейск.	карбон.	1416	42	1			
18	ОАО "Татнефтепром-Зюзевнефть"	Зюзевское	башкирский+серпуховский	карбон.	3401	110	2			
	ОАО "Татнефтепром-Зюзевнефть"	Зюзевское	каширский	карбон.	59	110	2			
	ОАО "Татнефтепром-Зюзевнефть"	Зюзевское	бобриковский	терриг.	5538	216	3			
	ОАО "Татнефтепром-Зюзевнефть"	Зюзевское	верейский	карбон.	1066	70	2			
	ОАО "Татнефтепром-Зюзевнефть"	Зюзевское	тульский	терриг.	688	130	2			
	ОАО "Татнефтепром-Зюзевнефть"	Зюзевское	турнейский	карбон.	442	114	2			
19	ОАО "СМП-Нефтегаз"	Сарапалинское	башкирский	карбон.	137	42	1			
	ОАО "СМП-Нефтегаз"	Сарапалинское	бобриковский	терриг.	811	40	1			
	ОАО "СМП-Нефтегаз"	Сарапалинское	верейский	карбон.	61	34	1			
	ОАО "СМП-Нефтегаз"	Сарапалинское	кыновский	терриг.	270	8	0			
	ОАО "СМП-Нефтегаз"	Сарапалинское	тульский	терриг.	101	49	1			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ОАО "СМП-Нефтегаз"	Сарапалинское	турнейский	карбон.	4686	40	1			
20	ОАО "ГРИЦ"	Старо-Кадеевское	башкирский	карбон.	458	89	2			
	ОАО "ГРИЦ"	Старо-Кадеевское	бобриковский	терриг.	707	59	2	4,49	14,91	2,55
	ОАО "ГРИЦ"	Старо-Кадеевское	верейский	карбон.	1216	105	2			
	ОАО "ГРИЦ"	Старо-Кадеевское	кыновский	терриг.	36	87	2			
	ОАО "ГРИЦ"	Старо-Кадеевское	турнейский	карбон.	1155	53	2			
21	ЗАО "Алойл"	Алексеевское	данково-лебедянский	карбон.	401	10	0	1,98	2,74	7,61
	ЗАО "Алойл"	Алексеевское	заволжский	карбон.	626	15	0			
	ЗАО "Алойл"	Алексеевское	муллинский	терриг.	98	4	0			
	ЗАО "Алойл"	Алексеевское	пашийский	терриг.	912	4	0			
	ЗАО "Алойл"	Алексеевское	старооскольский	терриг.	287	6	0			
	ЗАО "Алойл"	Алексеевское	тульский	терриг.	528	15	0			
	ЗАО "Алойл"	Алексеевское	тульский+бобриковский	терриг.	838	15	0			
	ЗАО "Алойл"	Алексеевское	турнейский	карбон.	2436	12	0			
22	ЗАО "Кара-Алтын"	Аканское	верейский	карбон.	3403	229	3			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Аканское	башкирский+серпуховский	карбон.	12870	273	3			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Аканское	тульский	терриг.	582	166	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Аканское	бобриковский	терриг.	512	166	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Егоркинское	башкирский	карбон.	247	256	3			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Егоркинское	бобриковский	терриг.	81	212	3			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ЗАО "Кара-Алтын"	Егоркинское	верейский	карбон.	144	256	3			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Егоркинское	каширский	карбон.	116	256	3			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Осеннее	башкирский	карбон.	999	235	3			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Осеннее	башкирский+ серпуховский	карбон.	0	235	3			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Осеннее	бобриковский	терриг.	503	103	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Осеннее	верейский	карбон.	408	125	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Осеннее	каширский	карбон.	239	99	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Осеннее	турнейский	карбон.	176	115	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Светлоозерское	башкирский	карбон.	122	84	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Светлоозерское	бобриковский	терриг.	702	59	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Светлоозерское	верейский	карбон.	226	57	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Тавельское	алексинский	терриг.	258	34	1			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Тавельское	башкирский	карбон.	3230	56	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Тавельское	бобриковский	терриг.	612	37	1			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Тавельское	верейский	карбон.	4181	64	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Тавельское	каширский	карбон.	522	64	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Тавельское	кыновский	терриг.	1077	9	0			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Тавельское	пашийский	терриг.	25	9	0			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Тавельское	тульский	терриг.	632	34	1			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Тавельское	турнейский	карбон.	2837	55	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Урнякское	башкирский	карбон.	667	190	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Урнякское	бобриковский	терриг.	577	115	2			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Урнякское	верейский	карбон.	258	86	2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ЗАО "Кара-Алтын"	Урнякское	каширский	карбон.	34	252	3			
	ЗАО "Кара-Алтын"	Урнякское	турнейский	карбон.	19	115	2			
23	ОАО "Иделойл"	Дачное	алексинский	терриг.	22	62	2			
	ОАО "Иделойл"	Дачное	башкирский	карбон.	4327	119	2			
	ОАО "Иделойл"	Дачное	бобриковский	терриг.	349	62	2			
	ОАО "Иделойл"	Дачное	верейский	карбон.	3312	103	2			
	ОАО "Иделойл"	Дачное	кыновский	терриг.	69	6	0			
	ОАО "Иделойл"	Дачное	тульский	терриг.	217	62	2			
	ОАО "Иделойл"	Дачное	турнейский	карбон.	1635	68	2			
24	ООО "Трансойл"	Байданкинское	башкирский	карбон.	150	44	1			
	ООО "Трансойл"	Байданкинское	бобриковский	терриг.	64	176	2			
	ООО "Трансойл"	Байданкинское	верейский	карбон.	49	44	1			
	ООО "Трансойл"	Байданкинское	тульский	терриг.	49	176	2			
	ООО "Трансойл"	Байданкинское	турнейский	карбон.	26	40	1			
	ООО "Трансойл"	Нижне-Уральминское	башкирский	карбон.	1453	72	2			
	ООО "Трансойл"	Нижне-Уральминское	бобриковский	терриг.	548	33	1			
	ООО "Трансойл"	Нижне-Уральминское	верейский	карбон.	403	57	2			
	ООО "Трансойл"	Нижне-Уральминское	кыновский	терриг.	56	6	0			
	ООО "Трансойл"	Нижне-Уральминское	тульский	терриг.	877	30	1			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ООО "Трансойл"	Нижне-Уральминское	турнейский	карбон.	352	52	2			
	ООО "Трансойл"	Урганчинское	алексинский	терриг.	4	41	1			
	ООО "Трансойл"	Урганчинское	башкирский	карбон.	752	82	2			
	ООО "Трансойл"	Урганчинское	бобриковский	терриг.	180	79	2			
	ООО "Трансойл"	Урганчинское	верейский	карбон.	328	90	2			
	ООО "Трансойл"	Урганчинское	тульский	терриг.	201	79	2			
	ООО "Трансойл"	Урганчинское	турнейский	карбон.	162	32	1			
25	ООО "ТНГК-Развитие"	Западно-Бурейкинское	башкирский	карбон.	1201	102	2			
	ООО "ТНГК-Развитие"	Западно-Бурейкинское	бобриковский	терриг.	964	74	2			
	ООО "ТНГК-Развитие"	Западно-Бурейкинское	верейский	карбон.	624	70	2			
	ООО "ТНГК-Развитие"	Западно-Бурейкинское	каширский	карбон.	191	99	2			
	ООО "ТНГК-Развитие"	Западно-Бурейкинское	турнейский	карбон.	23	86	2			
	ООО "ТНГК-Развитие"	Сунчелеевское	башкирский	карбон.	1184	589	3			
	ООО "ТНГК-Развитие"	Сунчелеевское	бобриковский	терриг.	1340	294	3			
	ООО "ТНГК-Развитие"	Сунчелеевское	верейский	карбон.	504	186	2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C1+C2	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфальтены	Парафины	Смолы
	ООО "ТНГК-Развитие"	Сунчалеевское	каширский	карбон.	112	252	3			
	ООО "ТНГК-Развитие"	Сунчалеевское	турнейский	карбон.	367	86	2			
26	ООО "ВУМН"	Верхне-Уральминское	башкирский	карбон.	1396	35	1			
	ООО "ВУМН"	Верхне-Уральминское	бобриковский	терриг.	83	42	1			
	ООО "ВУМН"	Верхне-Уральминское	верейский	карбон.	794	35	1			
	ООО "ВУМН"	Верхне-Уральминское	кыновский	терриг.	202	6	0			
	ООО "ВУМН"	Верхне-Уральминское	турнейский	карбон.	1642	42	1			
	ООО "ВУМН"	Макаровское	башкирский	карбон.	1609	42	1	4,72	0,57	13,01
	ООО "ВУМН"	Макаровское	бобриковский	терриг.	592	27	1	4,76	2,77	10,79
	ООО "ВУМН"	Макаровское	верейский	карбон.	1222	39	1			
	ООО "ВУМН"	Макаровское	кыновский	терриг.	98	39	1			
	ООО "ВУМН"	Макаровское	тульский	терриг.	1548	25	0			
	ООО "ВУМН"	Макаровское	турнейский	карбон.	767	42	1			
27	ЗАО "Охтин-Ойл"	Беркет-Ключевское	бобриковский	терриг.	781	38	1			
	ЗАО "Охтин-Ойл"	Беркет-Ключевское	верейский	карбон.	174	78	2			
	ЗАО "Охтин-Ойл"	Беркет-Ключевское	каширский	карбон.	8	83	2			
	ЗАО "Охтин-Ойл"	Беркет-Ключевское	кыновский	терриг.	127	8	0			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфаль- тены	Парафины	Смолы
	ЗАО "Охтин-Ойл"	Беркет-Ключевское	пашийский	терриг.	84	6	0			
	ЗАО "Охтин-Ойл"	Беркет-Ключевское	тульский	терриг.	18	63	2			
	ЗАО "Охтин-Ойл"	Беркет-Ключевское	турнейский	карбон.	2097	30	1			
28	ООО "Татнефть-Геология"	Тумутукское	бобриковский	терриг.	241	59	2			
	ООО "Татнефть-Геология"	Тумутукское	пашийский	терриг.	3006	18	0	7,50	1,96	12,00
	ООО "Татнефть-Геология"	Тумутукское	тульский	терриг.	552	125	2			
	ООО "Татнефть-Геология"	Тумутукское	турнейский	карбон.	43	23	0			
29	ЗАО "ВЕЛЛойл"	Западно-Селенгушское	башкирский	карбон.	36		2			
	ЗАО "ВЕЛЛойл"	Мало-Титовское	башкирский	карбон.	98		2			
	ЗАО "ВЕЛЛойл"	Южно-Селенгушское	верейский	карбон.	20		2			
	ЗАО "ВЕЛЛойл"	Северо-Бирлякское	башкирский	карбон.	69		2			
	ЗАО "ВЕЛЛойл"	Северо-Бирлякское	верейский	карбон.	15		2			
30	ООО "Карбон-Ойл"	Ермаковское	башкирский	карбон.	284		3			
	ООО "Карбон-Ойл"	Ермаковское	бобриковский	терриг.	515		2			
	ООО "Карбон-Ойл"	Ермаковское	верейский	карбон.	278		3			
	ООО "Карбон-Ойл"	Ермаковское	турнейский	карбон.	245	115	2			
	ООО "Карбон-Ойл"	Максимкинское	башкирский	карбон.	288	171	2			
	ООО "Карбон-Ойл"	Максимкинское	верейский	карбон.	209	171	2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфаль- тены	Парафины	Смолы
	ООО "Карбон-Ойл"	Мальцевское	башкирский	карбон.	318	171	2			
	ООО "Карбон-Ойл"	Мальцевское	верейский	карбон.	672	171	2			
	ООО "Карбон-Ойл"	Мальцевское	турнейский	карбон.	85	95	2			
	ООО "Карбон-Ойл"	Некрасовское	башкирский	карбон.	1478	171	2			
	ООО "Карбон-Ойл"	Некрасовское	бобриковский	терриг.	313	95	2			
	ООО "Карбон-Ойл"	Некрасовское	верейский	карбон.	1386	249	3			
	ООО "Карбон-Ойл"	Некрасовское	каширский	карбон.	47	133	2			
	ООО "Карбон-Ойл"	Некрасовское	тульский	терриг.	149	95	2			
	ООО "Карбон-Ойл"	Николаевское	башкирский	карбон.	215	171	2			
	ООО "Карбон-Ойл"	Николаевское	бобриковск.	терриг.	34	95	2			
	ООО "Карбон-Ойл"	Николаевское	верейский	карбон.	244	171	2			
31	ЗАО "Селенгушнефть"	Ерыкинское	башкирский	карбон.	715	138	2			
	ЗАО "Селенгушнефть"	Ерыкинское	верейский	карбон.	77	74	2			
	ЗАО "Селенгушнефть"	Западно- Щербеньское	башкирский	карбон.	45	589	3			
	ЗАО "Селенгушнефть"	Западно- Щербеньское	бобриковский	терриг.	9	59	2			
	ЗАО "Селенгушнефть"	Западно- Щербеньское	верейский	карбон.	15	206	3			
	ЗАО "Селенгушнефть"	Западно- Щербеньское	кизеловский	карбон.	50		2			
	ЗАО "Селенгушнефть"	Западно- Щербеньское	малевский-упинский	карбон.	34		2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C1+C2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
								Асфаль- тены	Парафины	Смолы
32	ООО "Нурлатская нефтяная компания"	Северо-Зюзевское	башкирский	карbon.	287	110	2			
	ООО "Нурлатская нефтяная компания"	Северо-Зюзевское	бобриковский	терриг.	817	216	3			
	ООО "Нурлатская нефтяная компания"	Северо-Зюзевское	верейский	карbon.	81	70	2			
33	ООО "МНКТ"	Актанышское	бобриковский	терриг.	2523	31	1	4,68	1,90	11,40
	ООО "МНКТ"	Актанышское	тульский	терриг.	1130	24	0			
	ООО "МНКТ"	Актанышское	турнейский	карbon.	1663	19	0	4,20	1,72	12,35
	ООО "МНКТ"	Актанышское	радаевский	терриг.	160	57	2			
	ООО "МНКТ"	Агбязовское	тульский	терриг.	5	54	2			
	ООО "МНКТ"	Агбязовское	бобриковский	терриг.	124	54	2			
34	ОАО "МАКОЙЛ"	Курмышское	башкирский	карbon.	578	100	2			
	ОАО "МАКОЙЛ"	Курмышское	каширский	карbon.	36	82	2			
	ОАО "МАКОЙЛ"	Курмышское	бобриковский	терриг.	269	73	2			
	ОАО "МАКОЙЛ"	Курмышское	верейский	карbon.	231	82	2			
			ИТОГО:		1042280					

Приложение Б
(обязательное)

Объекты разработки для определения температуры структурного фазового перехода

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C_1+C_2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
									Асфальтены	Парафины	Смолы
1	2	3	4	6	7	8	10	11	13	14	15
1	ОАО "Татнефть"	Азеево-Салаушское	тульский	терриг.	1976-1983	358	55	2	4,77	2,77	13,17
			бобриковский	терриг.	1983	362	69	2	3,95	1,39	13,49
		Аксаринское	верейский	карбон.	1998-2001	462	59	2	3,81	0,42	14,40
			верейский	карбон.	1983-1994	1841	90	2	10,83	4,22	14,05
		Аксубаево-Мокшинское	тульский	терриг.	2002	155	57	2	9,08	7,68	19,24
			бобриковский	терриг.	1983-2005	2065	139	2	12,53	5,31	27,06
			турнейский	карбон.	1994-2008	575	123	2	7,20	1,82	14,83
		Ашальчинское	башкирский	карбон.	2001-2008	805	85	2	10,65	4,18	17,45
			бобриковский	терриг.	1982-1997	688	55	2	5,57	2,34	16,29
			кыновский	терриг.	1993-2015	79	58	2	6,17	9,88	2,09
			тульский	терриг.	1960-2007	186	78	2	7,56	2,88	15,78
			турнейский	карбон.	1994	5275	54	2	5,50	10,92	3,52
			верейский терригенный	терриг.	1994	160	80	2	7,73	2,90	14,46
		Бахчисарайское	бобриковский	терриг.	2004	1754	128	2	5,88	1,77	11,99
			тульский	терриг.	1990-2011	800	68	2	4,99	2,35	11,68
		Биклянское	бобриковский	терриг.	1990-2012	703	128	2	3,45	5,04	12,52
			тульский	терриг.	2013	342	75	2	5,07	1,12	14,64
			турнейский	карбон.		32	128	2	4,25	4,23	10,34
		Бурдинское	тульский	терриг.	1979	333	67	2	1,84	2,97	11,81

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C ₁ +C ₂	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
									Асфальтены	Парафины	Смолы
		Бурейкинское	бобриковский	терриг.	1997	735	97	2	3,65	1,49	11,31
		Бухарское	бобриковский	терриг.	1986-2003	1040	56	2	5,69	2,65	11,07
			бобриковский	терриг.	1986-1987	3629	116	2	9,36	3,47	19,17
		Вишнево-Полянское	верейский	карбон.	2000-2007	2271	87	2	7,73	3,45	16,67
			тульский	терриг.	2008-2020	348	161	2	7,39	1,15	15,01
			турнейский	карбон.	2002-2007	533	116	2	9,09	4,28	17,05
		Граничное	верейский	карбон.	2000-2018	259	64	2	4,92	2,21	15,61
			бобриковский	терриг.	1979-2018	363	58	2	9,13	3,22	17,43
		Екатериновское	турнейский	карбон.	1977-1979	1423	89	2	4,84	2,17	15,12
			бобриковский	терриг.	1984-2007	1535	51	2	8,20	1,99	13,07
			верейский	карбон.	1984	1267	54	2	7,65	2,42	16,78
		Ильмовское	бобриковский	терриг.	1983	778	80	2	3,15	2,76	11,83
			тульский	терриг.	1983	1032	84	2	2,57	0,90	12,54
			турнейский	карбон.	1982	575	75	2	11,93	1,68	18,54
		Кадыровское	бобриковский	терриг.	1983	1674	57	2	5,35	2,22	16,83
			верейский	карбон.	1983	316	59	2	7,84	2,24	16,67
			каширский	карбон.	1985	57	63	2	5,96	2,48	18,23
			турнейский	карбон.	2005-2007	67	54	2	5,60	2,50	18,01
		Курманаевское	башкирский	карбон.	2002-2007	1251	190	2	10,78	2,41	18,79
			верейский	карбон.	1980-2018	825	86	2	7,43	1,92	15,13
		Кутушское	верейский	карбон.	1995	1784	124	2	7,15	1,60	13,71
			верейский	карбон.	2001-2007	122	57	2	5,05	1,80	12,96
		Нижне-Нурлатское	бобриковский	терриг.	2003	405	101	2	7,77	3,18	15,90
			верейский	карбон.	1974	137	98	2	7,80	3,26	12,81
		Ново-Суксинское	бобриковский	терриг.	1975-2008	1267	66	2	2,62	4,89	10,65
			башкирский	карбон.	1975	2564	97	2	8,34	2,20	17,23

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C_1+C_2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
									Асфальтены	Парафины	Смолы
Пионерское	бобриковский	терриг.	1975-1978	4118	99	2	7,32	1,71	17,56		
		карбон.	2006-2012	2160	66	2	6,95	2,30	16,41		
	башкирский+серпуховский	карбон.	1989-2007	2610	61	2	8,43	2,70	14,02		
		терриг.	1989-2016	987	81	2	4,68	2,01	14,43		
		карбон.	1989-2010	1254	123	2	8,16	2,26	13,70		
		терриг.	1989-2007	369	69	2	8,95	2,34	19,70		
		карбон.		1243	66	2	8,06	2,33	12,66		
	верейский	карбон.	2000	814	79	2	5,12	1,16	13,30		
		карбон.	2000	391	83	2	6,42	0,99	10,34		
	Соколкинское	верейский	карбон.	2000	1108	57	2	5,60	2,40	13,01	
	Сотниковское	верейский	карбон.	2000	363	75	2	7,77	2,93	15,96	
Студеное	бобриковский	терриг.	2001-2008	358	145	2	6,87	3,07	16,19		
		карбон.	1978-2008	1816	63	2	6,43	3,40	11,72		
	Тюгееевское	верейский	карбон.	1974-1978	1002	53	2	8,99	2,48	10,49	
Чегодайское	бобриковский	терриг.	1995	871	131	2	6,28	15,56	2,45		
		карбон.	1995	817	81	2	5,76	12,83	1,74		
	Черемшанское	верейский	карбон.	1999-2010	314	84	2	5,98	2,13	15,44	
		карбон.	2011	87	84	2	8,28	3,07	16,84		
		турнейский	карбон.	1999-2009	465	52	2	5,72	2,54	12,91	
Шегурчинское	башкирский	карбон.	1972	2413	53	2	6,35	3,40	12,32		
Южно-Нурлатское	бобриковский	терриг.	1979	877	59	2	8,16	1,88	18,73		
Южно-Сунчелеевское	башкирский	карбон.	2003	258	62	2	7,47	1,40	15,34		
	бобриковский	терриг.	2001	589	57	2	7,13	2,06	13,55		
Навесное	верейский	карбон.	2006	9	84	2	6,36	1,86	19,85		
Черноозерское	бобриковский	терриг.	2008	4132		2	10,28	3,23	14,19		

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C ₁ +C ₂	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
									Асфальтены	Парафины	Смолы
2	ОАО "РИТЭК"	Черемуховское	верейский	карбон.	1984	1748	135	2	9,18	20,04	1,16
3	ОАО "Шешмаойл"	Ново-Шешминское	башкирский+протвинский	карбон.	1979	3357	172	2	4,13	2,07	13,25
4	ОАО "ГРИЦ"	Старо-Кадеевское	бобриковский	терриг.	1996-2009	707	59	2	4,49	14,91	2,55

ИТОГО:

78469

Приложение В
(обязательное)

Объекты разработки с вязкостью от 50 до 200 мПа·с для определения химического состава нефти

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C ₁ +C ₂	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак
1	ОАО "Татнефть"	Азеево-Салаушское	подольский	карбон.	1990	66	175	2
			каширский	карбон.	1982-2016	45	175	2
			верейский	карбон.	1988	17	78	2
			башкирский	карбон.		36	78	2
			турнейский	карбон.		42	69	2
		Аксубаево-Мокшинское	каширский	карбон.	2012	721	154	2
			каширский	карбон.		52	80	2
			верейский карbonatный	карбон.	1981-2009	534	80	2
		Бурейкинское	башкирский	карбон.	1979	2284	80	2
			верейский	карбон.	1979	1246	80	2
			каширский	карбон.	1979	533	102	2
			турнейский	карбон.	1985	250	86	2
		Бухараевское	бобриковский	терриг.	1997	14	56	2
			башкирский	карбон.	1980	1633	83	2
			верейский	карбон.	1980	1383	70	2
		Восточно-Макаровское	протвинский	карбон.		22	70	2
			башкирский	карбон.	2006-2018	650	189	2
			бобриковский	терриг.	2007-2017	990	127	2
		Границочное	каширский	карбон.	2003	3	64	2
			бобриковский	терриг.	2007	138	69	2
		Заветное	бобриковский	терриг.				

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C ₁ +C ₂	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак
			тульский	терриг.	2004	55	69	2
			турнейский	карбон.		152	60	2
	Зычебашское	бобриковский	терриг.		1989	609	75	2
	Ивашино-Мало-Сульчинское	башкирский	карбон.		1974	804	96	2
		тульский	терриг.		1974	382	50	2
	Ильмовское	башкирский	карбон.			16	54	2
		турнейский	карбон.		2007	70	51	2
	Камышлинское	башкирский	карбон.		2012	669	61	2
	Красногорское	башкирский	карбон.		2010-2015	836	51	2
	Кутушское	башкирский	карбон.		2007	1097	124	2
		каширский	карбон.			54	124	2
		тульский	терриг.		1980-2001	125	101	2
	Лангуевское	башкирский	карбон.		1999	164	55	2
	Максат	башкирский	карбон.			162	107	2
		бобриковский	терриг.		2009-2012	131	58	2
		верейский	карбон.		2001-2012	272	77	2
		турнейский	карбон.			16	96	2
	Мельниковское	башкирский	карбон.			201	52	2
		верейский	карбон.			13	70	2
	Нижне-Нурлатское	башкирский	карбон.			15	100	2
		башкирский+серпуховский	карбон.			30	100	2
	Ново-Елховское	верейский	карбон.		1978-1981	2447	101	2
	Нурлатское	турнейский	карбон.		1975	208	95	2
	Пионерское	каширский	карбон.		2006	469	61	2
	Сиреневское	башкирский	карбон.			22	71	2
	Сотниковское	башкирский	карбон.		2005	89	75	2

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C_1+C_2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак
2	ЗАО "Татех"	Демкинское	верейский	карбон.	2005	145	58	2
			турнейский	карбон.		6	145	2
			Чегодайское	башкирский	карбон.	2005	325	81
				каширский	карбон.		88	2
				заволжский	карбон.		30	2
				турнейский	карбон.	1995	1422	113
				башкирский	карбон.	2011	79	2
			Шиповское	башкирский	карбон.		69	2
				верейский	карбон.	2007	87	135
			Щербеньское	башкирский	карбон.		44	2
				верейский	карбон.		57	66
				каширский	карбон.		24	2
			Южно-Нурлатское	башкирский	карбон.	1981	256	83
				верейский	карбон.	1982	107	57
			Южно-Сунчалеевское	верейский	карбон.	2014	97	2
				каширский	карбон.		154	2
			Юсуповское	бобриковский	терриг.	2003	17	98
			Афанасовское	бобриковский	терриг.	2007-2011	227	2
				бобриковский	терриг.	2005	237	58
			Тауташское	турнейский	карбон.	2005	416	2
				верейский	карбон.	2017	17	89
				бобриковский	терриг.	2006	478	2
				тульский	терриг.	2006	9	2
			Демкинское	бобриковский	терриг.	1999-2016	1097	2
				верейский	карбон.	2006	1709	2
				каширский	карбон.		124	2
				тульский	терриг.	2004	65	186

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C_1+C_2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак
2			турнейский	карбон.	1999-2004	770	146	2
			Онбийское	карбон.	1981-1995	734	51	2
			верейский	карбон.				
3	ОАО "Татойлгаз"	Кузайкинское	башкирский	карбон.	2003	1385	52	2
			турнейский	карбон.	2003	2917	50	2
		Урмышилинское	башкирский	карбон.		196	61	2
			верейский	карбон.	1985	222	75	2
			турнейский	карбон.	1995-2006	1517	63	2
4	ОАО "Татнефтеотдача"	Степноозерское	верейский	карбон.		3844	141	2
			каширский	карбон.		3237	131	2
5	ОАО "Булгарнефть"	Западно-Сотниковское	башкирский	карбон.		39	75	2
			верейский	карбон.	2007	107	75	2
		Искринское	бобриковский	терриг.		1890	189	2
			турнейский	карбон.		642	119	2
6	ОАО "РИТЭК"	Еноруссинское	башкирский	карбон.	1983	7376	139	2
			бобриковский	терриг.	1983	857	63	2
			верейский	карбон.	1983	3070	74	2
			тульский	терриг.	1983	1001	82	2
			турнейский	карбон.	1983	6634	133	2
		Киязлинское	башкирский	карбон.	1982-1998	2430	154	2
			бобриковский	терриг.	1982	355	83	2
			верейский	карбон.	1982	2321	61	2
			турнейский	карбон.	1998	2273	116	2
		Кучуковское	башкирский	карбон.	1997	68	77	2
			верейский	карбон.		150	61	2
		Мельниковское	башкирский	карбон.	1998	1823	88	2
			бобриковский	терриг.		790	69	2
			верейский	карбон.	1996	2599	135	2

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C ₁ +C ₂	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак
			тульский	терриг.		2	69	2
			турнейский	карбон.	1998	2314	53	2
		Озерное	бобриковский	терриг.	1970	2045	56	2
			башкирский	карбон.	1984	4401	88	2
			бобриковский	терриг.	1984	1260	69	2
			турнейский	карбон.	2000	2536	53	2
			тульский-терригенный	терриг.	1984	282	69	2
		Киче-Наратское	тульский	терриг.	2003	99	58	2
			башкирский	карбон.		173	72	2
			верейский	карбон.		88	57	2
7	ОАО "Меллянефть"	Муслюмовское	бобриковский	терриг.	1993-2009	2021	72	2
			тульский	терриг.	2000	72	57	2
8	ОАО "Кондурчанефть"	Аделяковское	каширский	карбон.		110	99	2
			верейский	карбон.		837	70	2
			башкирский	карбон.	2012	143	102	2
			башкирский+серпуховский	карбон.		2605	102	2
			бобриковский	терриг.	1998-2012	2053	74	2
			турнейский	карбон.		132	77	2
9	ОАО "Акмай"	Мухарметовское	бобриковский	терриг.	2001	32	72	2
10	ОАО "Елабуганефть"	Пинячинское	бобриковский	терриг.	1998	898	123	2
			тульский	терриг.	1998	232	104	2
			турнейский	карбон.	2002	32	65	2
11	ОАО "Шешмаойл"	Красно-октябрьское	алексинский	терриг.	1984	101	55	2
			башкирский	карбон.	1980-1989	2355	197	2
			бобриковский	терриг.	1989-2013	452	74	2
			верейский	карбон.	1983-1986	2165	68	2

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C ₁ +C ₂	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак
Летнее	Ново-Шешминское	Летнее	каширский	карбон.		507	63	2
			бобриковский	терриг.	1999-2006	118	64	2
			верейский	карбон.	1983	829	50	2
			каширский	карбон.		127	172	2
			башкирский+протвинский	карбон.	1999	1098	172	2
	Северное	Северное	каширский	карбон.		198	50	2
			бобриковский	терриг.	2002	111	64	2
			верейский	карбон.	1983	798	50	2
			бобриковский	терриг.	1983	194	64	2
	Закамское	Закамское	верейский	карбон.	1983	665	50	2
			каширский	карбон.		204	50	2
			башкирский+протвинский	карбон.	1980	1537	172	2
12	ОАО "Нократойл"	Закамское	башкирский	карбон.	1998	175	50	2
Нагорное	ЗАО "Троицкнефть"	Нагорное	башкирский	карбон.	1975	2507	98	2
			бобриковский	терриг.	1975	1082	69	2
			верейский	карбон.	1975	1892	57	2
			турнейский	карбон.	1975	756	58	2
			бобриковский	терриг.	2004	48	72	2
14	ОАО "Дружбанефть"	Нуркеевское	тульский	терриг.	2001-2009	210	57	2
Заречное	ЗАО "Геотех"	Заречное	башкирский	карбон.		150	78	2
			верейский	карбон.		213	78	2
			алексинский	терриг.		30	72	2
			бобриковский	терриг.	1999	647	64	2
			верейский	карбон.	1999-2014	2280	127	2
Ивинское	ОАО "Татнефтепром"	Ивинское	тульский	терриг.	1999-2013	344	72	2
			турнейский	карбон.	1999-2013	2131	116	2

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C ₁ +C ₂	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак
17	ОАО "Татнефтепром-Зюзевнефть"	Зюзевское	башкирский+серпуховский	карбон.	1987	3401	110	2
			каширский	карбон.		59	110	2
			тульский	терриг.		688	130	2
			турнейский	карбон.	1987	442	114	2
18	ОАО "ГРИЦ"	Старо-Кадеевское	башкирский	карбон.		458	89	2
			верейский	карбон.	1989-2001	1216	105	2
			кыновский	терриг.		36	87	2
			турнейский	карбон.	2000-2008	1155	53	2
19	ЗАО "Кара-Алтын"	Аканское	тульский	терриг.	2006	582	166	2
			бобриковский	терриг.	2003	512	166	2
		Осеннее	бобриковский	терриг.	2002-2008	503	103	2
			верейский	карбон.	2002	408	125	2
			каширский	карбон.		239	99	2
			турнейский	карбон.		176	115	2
			башкирский	карбон.		122	84	2
		Светлоозерское	бобриковский	терриг.	1987-2001	702	59	2
			верейский	карбон.	1987	226	57	2
			башкирский	карбон.	1972	3230	56	2
		Тавельское	верейский	карбон.	1972	4181	64	2
			каширский	карбон.		522	64	2
			турнейский	карбон.	1972	2837	55	2
			башкирский	карбон.	2005	667	190	2
		Урнякское	бобриковский	терриг.	2002	577	115	2
			верейский	карбон.	2005	258	86	2
			турнейский	карбон.		19	115	2
20	ОАО "Иделойл"	Дачное	алексинский	терриг.		22	62	2
			башкирский	карбон.	1991	4327	119	2

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т A+B+C ₁ +C ₂	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак
			бобриковский	терриг.	1991-2000	349	62	2
			верейский	карбон.	1991	3312	103	2
			тульский	терриг.	2000	217	62	2
			турнейский	карбон.	2000	1635	68	2
21	ООО "Трансойл"	Байданкинское	бобриковский	терриг.		64	176	2
			тульский	терриг.		49	176	2
		Нижне-Уральминское	башкирский	карбон.	1980	1453	72	2
			верейский	карбон.	1980	403	57	2
			турнейский	карбон.	1980	352	52	2
		Урганчинское	башкирский	карбон.	2000	752	82	2
			бобриковский	терриг.	2000-2008	180	79	2
			верейский	карбон.	2000	328	90	2
			тульский	терриг.	2000	201	79	2
22	ООО "ТНГК-Развитие"	Западно-Бурейкинское	башкирский	карбон.	1987	1201	102	2
			бобриковский	терриг.	1982	964	74	2
			верейский	карбон.	1987	624	70	2
			каширский	карбон.		191	99	2
			турнейский	карбон.		23	86	2
		Сунчелеевское	верейский	карбон.		504	186	1
			турнейский	карбон.		367	86	2
23	ЗАО "Охтин-Ойл"	Беркет-Ключевское	верейский	карбон.	1983	174	78	2
			каширский	карбон.		8	83	2
			тульский	терриг.	1983-2003	18	63	2
24	ООО "Татнефть-Геология"	Тумутукское	бобриковский	терриг.	2002	241	59	2
			тульский	терриг.	2004	552	125	2
25	ООО "Карбон-Ойл"	Ермаковское	турнейский	карбон.	2006	245	115	2
		Максимкинское	башкирский	карбон.	2001	288	171	2

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс. т $A+B+C_1+C_2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак
25		Месторождение	верейский	карбон.	2001	209	171	2
			башкирский	карбон.	2006	318	171	2
		Мальцевское	верейский	карбон.	2001	672	171	2
			турнейский	карбон.		85	95	2
		Некрасовское	башкирский	карбон.	2001-2006	1478	171	2
			бобриковский	терриг.	2002	313	95	2
			каширский	карбон.		47	133	2
			тульский	терриг.		149	95	2
		Николаевское	башкирский	карбон.	2001	215	171	2
			бобриковский	терриг.		34	95	2
			верейский	карбон.		244	171	2
26	ЗАО "Селенгушнефть"	Ерыклинское	башкирский	карбон.	2005	715	138	2
			верейский	карбон.		77	74	2
		Западно-Щербеньское	бобриковский	терриг.		9	59	2
27	ООО "Нурлатская нефтяная компания"	Северо-Зюзееевское	башкирский	карбон.		287	110	2
			верейский	карбон.		81	70	2
28	ООО "МНКТ"	Актанышское	радаевский	терриг.		160	57	2
		Агбязовское	тульский	терриг.		5	54	2
			бобриковский	терриг.		124	54	2
29	ОАО "МАКОЙЛ"	Курмышское	башкирский	карбон.	1983	578	100	2
			каширский	карбон.		36	82	2
			бобриковский	терриг.	1991	269	73	2
			верейский	карбон.	1983	231	82	2
			ИТОГО:			171287		

Приложение Г
(обязательное)

Объекты разработки с вязкостью от 200 до 10 000 мПа·с для определения химического состава нефти

Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс.т $A+B+C_1+C_2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак
Курманаевское	каширский	карбон.		108	252	3
Студеное	башкирский	карбон.		70	238	3
Западно-Тюрясевское	бобриковский	терриг.	2011-2012	1411	536	3
Демкинское	башкирский	карбон.		2423	590	3
Степноозерское	башкирский	карбон.		11944	363	3
	бобриковский	терриг.		8165	279	3
	турнейский	карбон.		963	279	3
Искринское	башкирский	карбон.		18	220	3
	верейский	карбон.		507	220	3
Ивинское	башкирский+ серпуховский	карбон.	1999-2014	6744	357	3
Зюзееевское	бобриковский	терриг.	1987	5538	216	3
Аканское	верейский	карбон.	2003	3403	229	3
	башкирский+ серпуховский	карбон.	2001	12870	273	3
Егоркинское	башкирский	карбон.	2002	247	256	3
	бобриковский	терриг.	1998	81	212	3
	верейский	карбон.	2003	144	256	3
	каширский	карбон.		116	256	3
Осеннее	башкирский	карбон.	2000-2002	999	235	3
	башкирский+ серпуховский	карбон.	2000-2002	0	235	3

Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остататочных запасов, тыс.т $A+B+C_1+C_2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак
Урнякское	каширский	карбон.		34	252	3
Сунчалеевское	башкирский	карбон.		1184	589	3
	бобриковский	терриг.	2004	1340	294	3
	каширский	карбон.	2004	112	252	3
Некрасовское	верейский	карбон.	2001-2006	1386	249	3
Западно-Щербеньское	башкирский	карбон.		45	589	3
	верейский	карбон.		15	206	3
Северо-Зюзееевское	бобриковский	терриг.		817	216	3
	ИТОГО:			60684		

Приложение Д
(обязательное)

Объекты разработки для определения и уточнения вязкости и химического состава нефти

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс.т $A+B+C_1+C_2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
									Асфальтены	Парафины	Смолы
1	ОАО "Татнефть"	Ново-Елховское		карбон.	1978	5546	83	2	2,32	2,53	7,31
			башкирский	карбон.	2013	2986		2			
		Черноозерское	верейский	карбон.	2012	1901		2			
			тульский	терриг.	2017	673		2			
			турнейский	карбон.		53		2			
			башкирский	карбон.		895		2			
		Западно-Тюрясевское	верейский	карбон.	2016	164		2			
			каширский	карбон.		211		2			
			тульский	терриг.		45		2			
2	ОАО "РИТЭК"	Кучуковское	каширский	карбон.		101		2			
		Чекалдинское	тульский	терриг.		888		2			
		Тимеровское	кыновский	терриг.		24		1			
			турнейский+фаменский	карбон.		2849		1			
		Ольгинское	тульский+бобриковский	терриг.		145		2			
			заволжский	карбон.		1300		2			
3	ЗАО "ВЕЛЛойл"	Западно-Селенгушское	башкирский	карбон.		36		2			
		Мало-Титовское	башкирский	карбон.		98		2			
		Южно-Селенгушское	верейский	карбон.	2007	20		2			

№ п/п	Недропользователь	Месторождение	Стратиграфический комплекс (горизонт, ярус)	Тип коллектора	Год ввода в разработку	Всего остаточных запасов, тыс.т $A+B+C_1+C_2$	Вязкость в пластовых условиях, мПа·с	Признак	Концентрация, % масс.		
									Асфальтены	Парафины	Смолы
		Северо-Бирлякское	башкирский	карbon.	2013	69		2			
		Северо-Бирлякское	верейский	карbon.	2013	15		2			
4	ООО "Карбон-Ойл"	Ермаковское	башкирский	карbon.	2001-2017	284		3			
			бобриковский	терриг.	2006	515		2			
			верейский	карbon.	2007	278		3			
5	ЗАО "Селенгушнефть"	Западно-Щербенькое	кизеловский	карbon.		50		2			
			малевский-упинский	карbon.		34		2			
			ИТОГО:			19180					

Приложение Е**(обязательное)****Анализ нормативных документов в области проектирования
систем разработки и подсчета запасов углеводородного сырья**

Разработка месторождений полезных ископаемых осуществляется в соответствии с утвержденными техническими проектами и иной проектной документацией на выполнение работ, связанных с пользованием недрами, а также правилами разработки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых, устанавливаемыми федеральным органом Управления государственным фондом недр по согласованию с уполномоченными Правительством Российской Федерации федеральными органами исполнительной власти.

Состав и содержание технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых определяются правилами подготовки технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых по видам полезных ископаемых, состав и содержание проектной документации на разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых определяются правилами подготовки проектной документации на разработку технологий геологического изучения, разведки и добычи трудноизвлекаемых полезных ископаемых, устанавливаемыми федеральным органом Управления государственным фондом недр по согласованию с уполномоченными Правительством Российской Федерации федеральными органами исполнительной власти.

Порядок подготовки, согласования и утверждения технических проектов разработки месторождений полезных ископаемых и иной проектной документации на выполнение работ, связанных с пользованием участками недр, устанавливается

Правительством Российской Федерации по видам полезных ископаемых и видам пользования недрами [92].

Согласно пункту 5.15 [96], пользователь недр обеспечивает научное изучение и сопровождение разработки месторождения, осуществляет самостоятельный анализ разработки месторождения и выполнение проектных решений, технологических показателей разработки месторождения и рациональной выработки (использования) запасов углеводородов.

Оптимальная динамика добычи нефти предусматривает рациональное использование запасов, наиболее полное использование созданной инфраструктуры и мощностей по добыче нефти, возможности широкого внедрения вновь созданных технологий и создание условий для непрерывного совершенствования процессов выработки запасов в целях достижения максимальной, экономически допустимой нефтеотдачи. Оптимальные уровни добычи и рациональная разработка месторождения обеспечивают высокие экономические показатели в течение длительного периода [92]. Статья 23 Закона Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-И «О недрах» выделяет основные требования по рациональному использованию и охране недр:

- 1) соблюдение установленного законодательством порядка предоставления недр в пользование и недопущение самовольного пользования недрами;
- 2) обеспечение полноты геологического изучения, рационального комплексного использования и охраны недр;
- 3) проведение опережающего геологического изучения недр, обеспечивающего достоверную оценку запасов полезных ископаемых или свойств участка недр, предоставленного в пользование в целях, не связанных с добычей полезных ископаемых;
- 4) проведение государственной экспертизы запасов полезных ископаемых и подземных вод, геологической информации о предоставляемых в пользование участках недр, государственный учет работ по геологическому изучению недр, участков недр, предоставленных в пользование, и лицензий на пользование недрами;

- 5) обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;
- 6) достоверный учет извлекаемых и оставляемых в недрах запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов при разработке месторождений полезных ископаемых;
- 7) охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;
- 8) предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недрами, особенно при подземном хранении нефти, газа или иных веществ и материалов, захоронении отходов I - V классов опасности, сбросе сточных вод, размещении в пластах горных пород попутных вод, вод, использованных пользователями недр для собственных производственных и технологических нужд, вод, образующихся у пользователей недр, осуществляющих разведку и добычу, а также первичную переработку калийных и магниевых солей;
- 9) соблюдение установленного порядка консервации и ликвидации предприятий по добыче полезных ископаемых и подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых;
- 10) предупреждение самовольной застройки площадей залегания полезных ископаемых и соблюдение установленного порядка использования этих площадей в иных целях;
- 11) предотвращение размещения отходов производства и потребления на водохранилищах подземных водных объектов и в местах залегания подземных вод, которые используются для целей питьевого водоснабжения или технического водоснабжения или резервирование которых осуществлено в качестве источников питьевого водоснабжения.

В соответствии с Законом Российской Федерации от 21 февраля 1992 г. № 2395-И «О недрах», Положением о Министерстве природных ресурсов и экологии Российской Федерации, утвержденным постановлением Правительства

Российской Федерации от 11 ноября 2015 г. № 1219, Положением о Федеральном агентстве по недропользованию, утвержденным постановлением Правительства Российской Федерации от 17 июня 2004 г. № 293 приказом утверждены «Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья». Данные правила устанавливают требования к составу и содержанию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья [98].

Проекты разработки исследуемых в данной работе месторождений составлены без учета параметра температуры структурного фазового перехода. Анализ руководящих документов и методических рекомендаций в области разработки месторождений показал, что параметр, отражающий переход углеводородов из одного фазового состояния в другое, недостаточно учтен (Таблица Е.1).

Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья содержат следующие требования [98]:

- приводится общий обзор изученности пластовых флюидов (пластовой и дегазированной нефти, растворенного газа), объем лабораторных исследований глубинных и поверхностных проб пластовых флюидов;
- анализируется полнота и достоверность имеющейся информации в пределах каждой залежи по видам и объемам исследований, анализируются свойства пластовых флюидов,дается их характеристика в соответствии с принятой классификацией;
- для месторождений с высокопарафинистой нефтью приводится оценка возможности выпадения твердой фазы из нефти при изменении пластовых условий (давления, температуры) и при применении специальных технологий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений;
- для месторождений, разрабатываемых с применением тепловых методов, приводится оценка зависимости вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры; растворимости пара в пластовых жидкостях (при закачке пара); теплофизических свойств пластовых флюидов, пород пласта и окружающих пород.

В данном документе описаны требования для определения температуры насыщения парафином для высокопарафинистой нефти (это нефть с высокой температурой залегания), а также требуется приводить зависимость вязкости от температуры для нефтяных месторождений, требующих теплового воздействия при разработке (это нефть пермских отложений).

Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов не содержат в числе обязательных параметров температуру фазового перехода [98] (Таблица Е.1), как и правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья.

Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов являются документом, разработанным в целях реализации классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, а также для оказания практической помощи Федеральному агентству по недропользованию, его территориальным органам и организациям, находящимся в ведении Федерального агентства по недропользованию [77]. Данный документ учитывает такие параметры, как температура застывания и кипения нефти для стандартных условий, то есть крайние фазовые состояния нефти – температуру, когда нефть становится твердой и газообразной. Однако изменение фазового состояния нефти, сопровождающееся изменением ее свойств (повышением вязкости), не учтено.

Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений распространяются на объекты продуктивных нефтяных и газовых пластов и скважин и определяют их пространственные размеры, распределение продуктивных и энергетических характеристик, фильтрационно-емкостных свойств и неоднородностей, физико-химические свойства пластовых насыщающих флюидов и др.[99] Данный документ предназначен для решения многих задач:

- 1) уточнения геологической модели в зоне расположения скважины:
 - уточнения границ продуктивных толщин по разрезу скважины;

- определения положения продуктивных пластов и геологических неоднородностей в межскважинном пространстве;
- 2) контроля за выработкой пластов при извлечении нефти или газа:
- определения профиля притока или приемистости, оценки состава притока;
 - определения начального, текущего или остаточного нефте- и газонасыщения пласта;
- 3) гидродинамического контроля фильтрационных свойств пласта:
- определения и прогноза продуктивности скважин;
 - оценки энергетических свойств пласта;
 - оценки фильтрационных свойств пласта;
 - оценки изменения фильтрационных свойств в призабойной зоне;
- 4) технологического контроля работы скважины:
- оценки работы элементов подземного оборудования;
 - оценки состояния продукции в стволе работающей скважины;
 - определения межпластовых перетоков;
 - определения суммарных фазовых расходов скважины;
- 5) технического контроля состояния скважины:
- уточнения положения элементов конструкции;
 - оценки состояния внутриколонного пространства труб;
 - выявления негерметичностей колонн и уточнения границ фильтра;
 - контроля качества цементажа;
- 6) контроля качества работ по интенсификации добычи:
- оценки эффективности очистки забоя;
 - оценки эффективности вскрытия пласта;
 - оценки эффективности очистки призабойной зоны;
 - оценки эффективности воздействия на дальнюю зону пласта;
 - оценки эффективности других мероприятий по изменению технического состояния скважины.

Анализ методических рекомендаций [99] показал отсутствие параметра, учитывающего температуру фазового перехода.

Таблица Е. 1 – Анализ нормативных документов для проектирования систем разработки месторождений углеводородного сырья

№	Нормативный документ	Требования к содержанию проектных документов в разделе «Свойства и состав пластовых флюидов»	Рекомендации для внесения изменений в требования к содержанию проектных документов в разделе «Свойства и состав пластовых флюидов»
1	Правила подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья	<p>Для месторождений с высокопарафинистой нефтью приводится оценка возможности выпадения твердой фазы из нефти при изменении пластовых условий (давления, температуры) и при применении специальных технологий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.</p> <p>Для месторождений, разрабатываемых с применением тепловых методов, приводится оценка зависимости вязкости пластовых жидкостей от давления и температуры; растворимости пара в пластовых жидкостях (при закачке пара); теплофизических свойств пластовых флюидов, пород пласта и окружающих пород</p>	<p>Для месторождений с вязкостью нефти в пластовых условиях выше 50 мПа·с и суммарной концентрацией асфальтенов, смол и парафинов более 20 % масс. приводится оценка возможности выпадения твердой фазы из нефти при изменении пластовых условий (давления, температуры) и при применении специальных технологий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений.</p>
2	Требования к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов	<p>В раздел включаются:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Методика и условия отбора глубинных проб – глубина отбора, пластовое давление, пластовая температура; число и качество глубинных и отобранных на поверхности проб по продуктивным пластам; методы исследования и проводившая их лаборатория (центр), имеющая аттестат аккредитации испытательной лаборатории (центра в системе аккредитации аналитических лабораторий (центров)); обоснование полноты изученности состава и свойств нефти и газа по каждому пласту (залежи), площади и разрезу; 2) Физико-химическая характеристика нефти, газа в пластовых и стандартных 	<p>В пункт 2 добавить определение температуры структурного фазового перехода в нефти</p>

		<p>условиях: плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент, коэффициент сжимаемости, состав и др.; изменчивость отдельных показателей состава и свойств по площади залежи и разрезу и их средние значения по каждой залежи;</p> <p>3) Товарная характеристика нефти и газа: фракционный состав, теплота сгорания, содержание серы, смол, асфальтенов, масел, парафина, воды, солей и механических примесей</p>	
3	Методические рекомендации по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов	<p>В процессе исследования отобранных проб нефти и газа определяются:</p> <p>а) для нефти, приведенной к стандартным условиям методом дифференциального, или ступенчатого, разгазирования – фракционный и групповой состав жидкой фазы, а в пластовых условиях – компонентный состав пластовой нефти, содержание (в процентах по массе) силикагелевых смол, масел, асфальтенов, парафинов, серы, металлов, вязкость и плотность, величина давления насыщения нефти газом, газосодержание, объемный коэффициент, плотность и вязкость нефти в пластовых и стандартных условиях, температура застывания и начала кипения, товарные свойства нефти; исследование нефти проводится по глубинным пробам, а при невозможности их отбора – по рекомбинированным поверхностным пробам; для изучения товарных свойств нефти необходимо отбирать и исследовать специальные пробы;</p> <p>б) для газа (свободного и растворенного в нефти) – плотность по воздуху, теплота сгорания, содержание (в молярных процентах) метана,</p>	<p>Добавить: определение температуры структурного фазового перехода в нефти</p>

		этана, пропана, бутанов, а также гелия, сероводорода, диоксида углерода; состав растворенного в нефти газа определяется при дифференциальном, или ступенчатом разгазировании глубинных проб нефти до стандартных условий	
4	Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений	Изучаемые геолого-геофизические характеристики и данные в анализе пластовых флюидов: объемный коэффициент в пластовых условиях, сжимаемость, вязкость, растворимость газов, химический состав, фазовые превращения, удельные веса, структурно-механические (реологические свойства) на этапе открытия, оконтуривания, разработки и добычи.	Добавить: определение температуры структурного фазового перехода в нефти