

**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)

АВТОРЕФЕРАТ

диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Бугульма – 2022

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Научный руководитель: - доктор технических наук

Хусаинов Васил Мухаметович

Официальные оппоненты: - **Плотникова Ирина Николаевна**
доктор геолого-минералогических наук,
доцент

ГНБУ «Академия наук Республики
Татарстан» Обособленное структурное
подразделение Института прикладных
исследований, и.о. начальника центра
естественно-научных исследований,
ведущий научный сотрудник

- **Чибисов Александр Вячеславович**
кандидат технических наук, доцент
ФГБОУ ВО «Уфимский государственный
нефтяной технический университет»,
кафедра «Геология и разведка нефтяных и
газовых месторождений», доцент

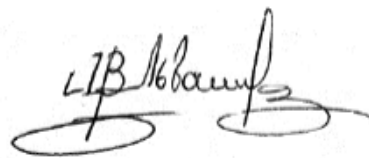
Ведущая организация: **ООО НПО «Нефтегазтехнология»**
(г. Уфа)

Защита состоится 17 марта 2022 г. в 15:30 часов на заседании диссертационного совета 72.1.021.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ПАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г. Бугульма, ул. Джалиля, 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке и на сайте Татарского научно-исследовательского и проектного института нефти www.tatnipi.ru

Автореферат разослан «___» _____ 20__ г.

Ученый секретарь
диссертационного совета



Льова Ирина Вячеславовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

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 °С.

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 в рецензируемых научных изданиях, 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.

ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении обоснована актуальность темы, сформулированы цель и задачи исследований, научная новизна и защищаемые положения, приведены теоретическая и практическая значимости работы.

Первая глава диссертации посвящена обзору геологического строения, нефтеносности, физико-химических свойств углеводородов и термобарических условий их залегания в осадочной толще недр Республики Татарстан и рассмотрению изменения структурно-механических свойств нефти в результате фазового преобразования ее компонентов.

Геологический разрез территории Татарстана сложен девонскими, каменноугольными и пермскими отложениями. Изучение физико-химических характеристик нефти этих отложений показывает, что от девонской к каменноугольной и пермской нефти происходит увеличение плотности, вязкости, повышение концентрации в ней высокомолекулярной составляющей.

Геологическая среда - часть литосферы, включающая горные породы, почвы, флюиды, она привязывается к определенной территории и взаимодействует с внешними природными силами, постоянно изменяя свое термодинамическое состояние. В недрах Республики Татарстан в геологическом пространстве

осадочных пород выявлена геологическая среда, в которой возможно качественное изменение структурно-механических свойств нефти, по причине повышенного содержания асфальтенов, смол и парафинов.

Большинство авторов, исследовавших изменение структурно-механических свойств нефти, отмечают влияние температуры на фазовое состояние высокомолекулярной составляющей нефти.

В работе для исследования влияния температурных условий геологической среды проведен анализ методов исследования фазового перехода, который показал наиболее эффективным и воспроизводимым метод, основанных на реологических исследованиях нефти. Данный метод позволяет установить зависимость изменения вязкости нефти от изменения температуры. Температура структурного фазового перехода определяется, аппроксимируя построенные зависимости, решая логарифметрическое уравнение, полученное в результате аппроксимации.

Во второй главе показано определение температуры структурного фазового перехода для нефти месторождений Республики Татарстан. Приведено подробное описание этапов определения температуры структурного фазового перехода нефти. В ходе исследования 144 проб нефти, отобранных из залежей, приуроченных к отложениям девонской и каменноугольной систем, на основе реологических зависимостей установлены пороговые значения вязкости нефти в стандартных условиях (50 мПа·с) и концентрации высокомолекулярной составляющей (20 % масс.), при которых структурный фазовый переход может быть идентифицирован.

Для 97 проб нефти, участвующих в анализе, характерна близость температур структурного фазового перехода и пласта. Средняя пластовая температура для этих залежей составила 23 °С, а температура структурного фазового перехода – 21 °С.

Температура структурного фазового перехода определена для дегазированной нефти. Вязкость дегазированной нефти определяется в результате исследования глубинных проб после однократного разгазирования. Вязкость нефти в пластовых условиях является обязательным параметром для подсчета запасов углеводородов. 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 1–2).

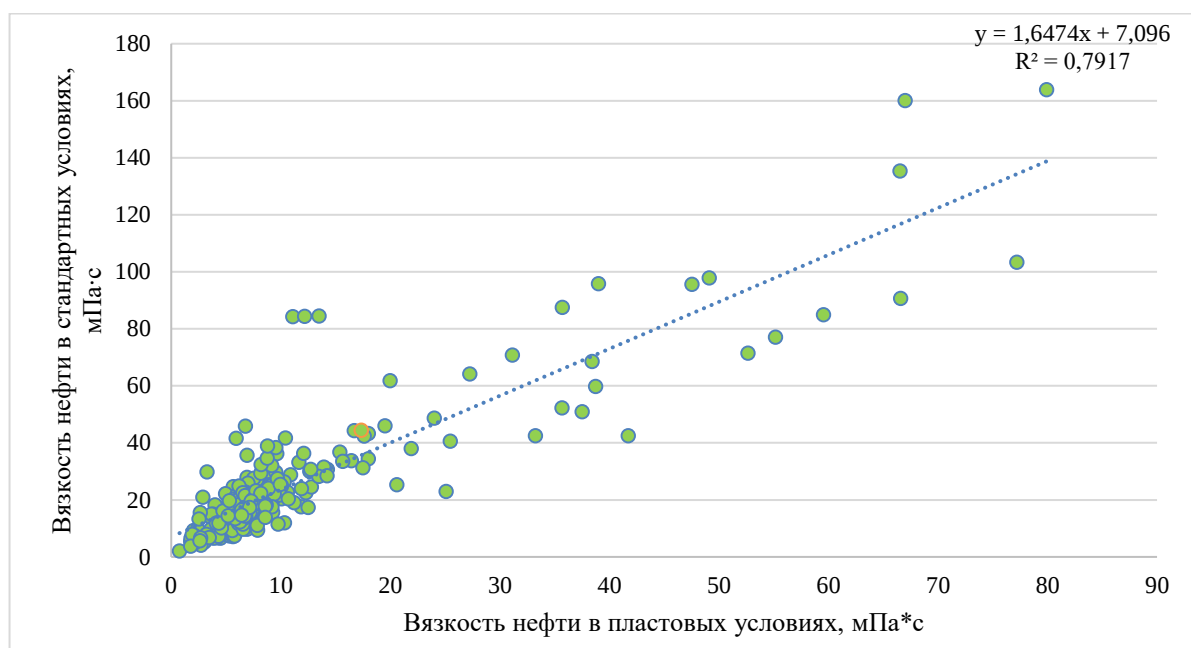


Рисунок 1 - Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях залежей девонской системы

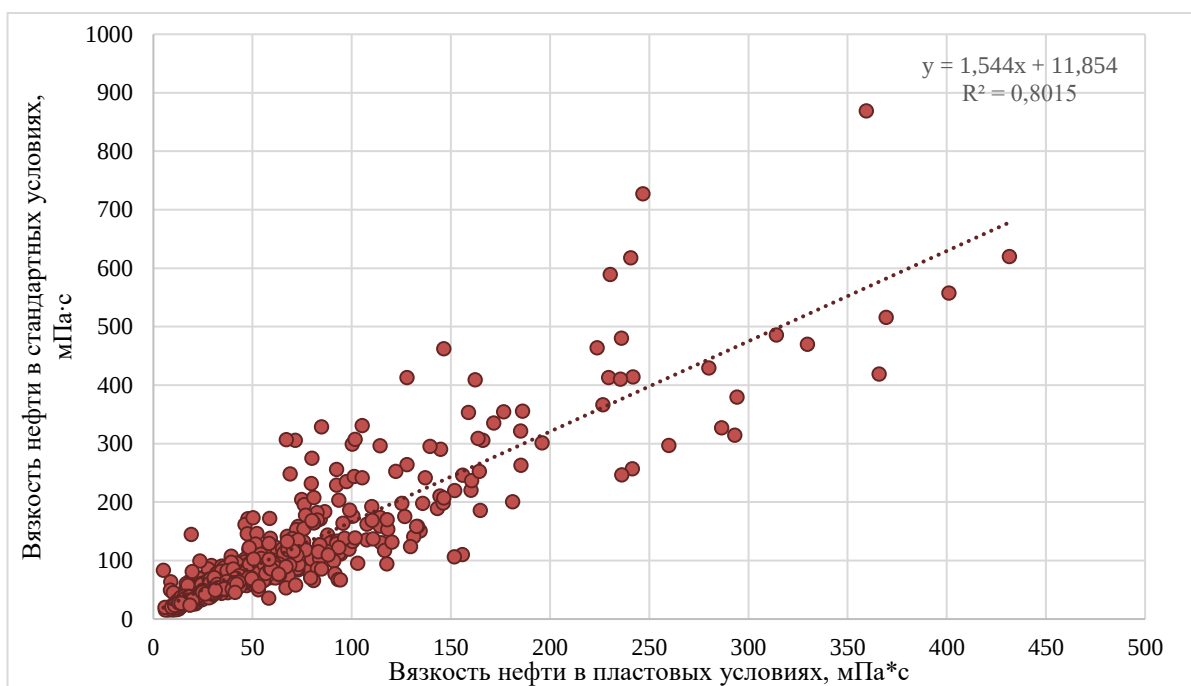


Рисунок 2 - Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях залежей каменноугольной системы

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.

Для выявления оказываемого влияния концентрации высокомолекулярной составляющей на вязкость нефти построены зависимости вязкости нефти от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов для девонской, каменноугольной и пермской геологических систем (Рисунок 3–5).

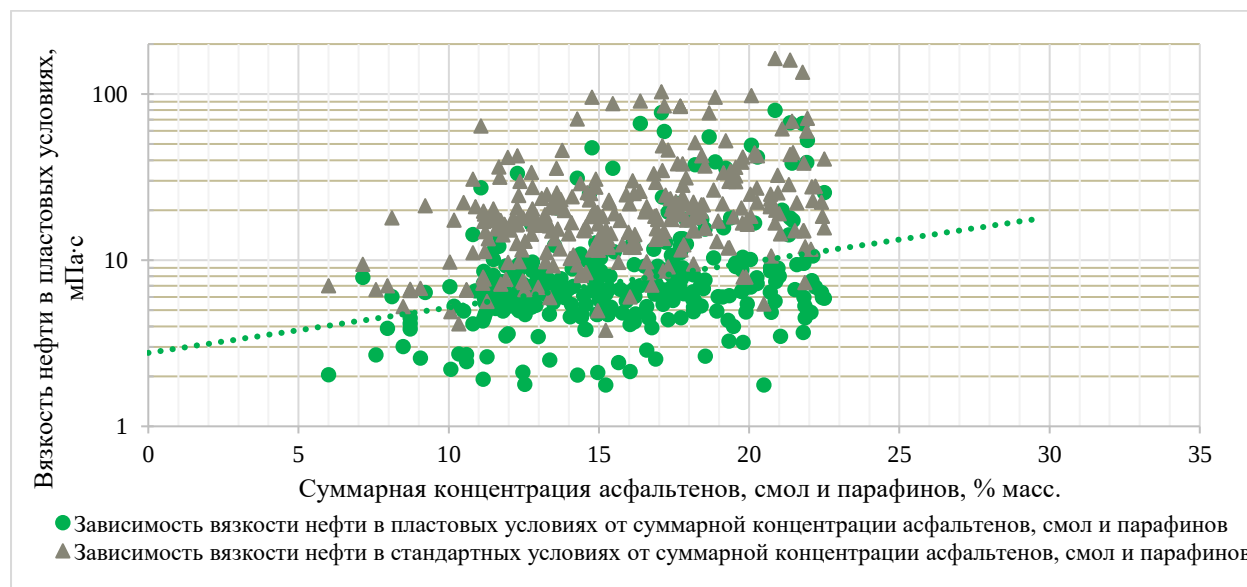


Рисунок 3 - Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов для залежей девонской системы



Рисунок 4 - Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов для залежей каменноугольной системы

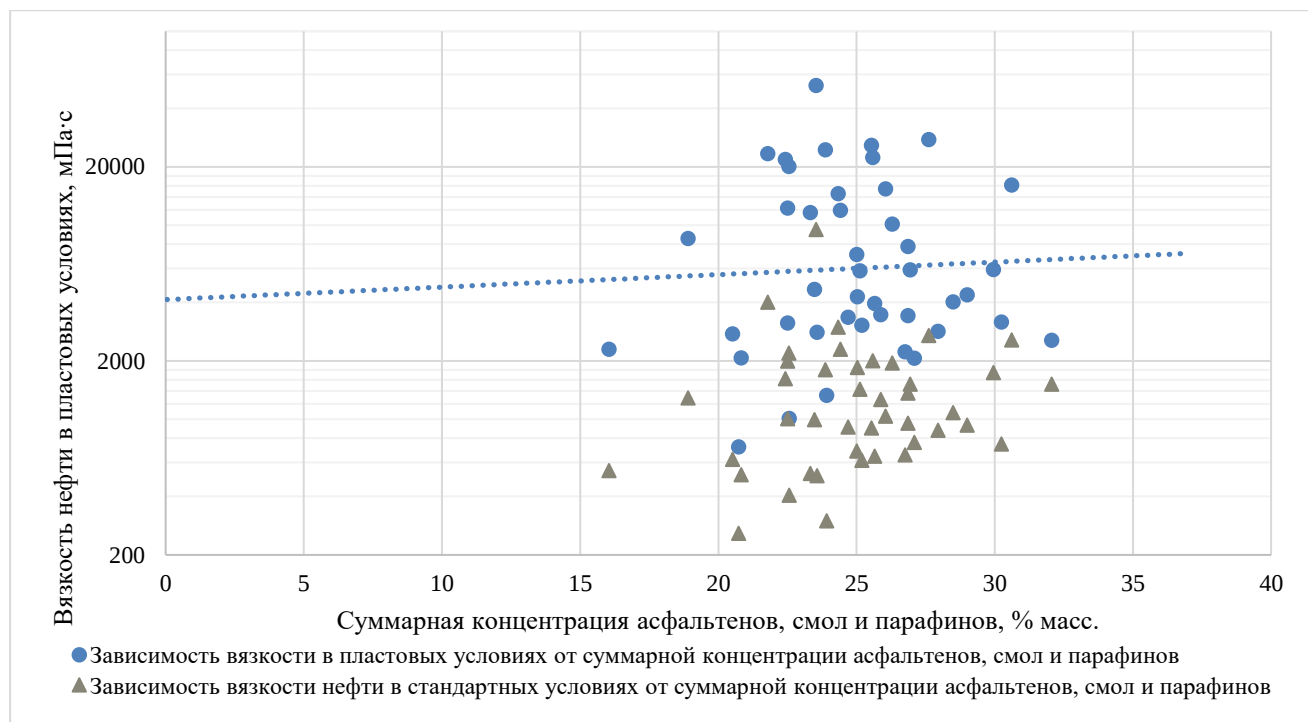


Рисунок 5 - Зависимость вязкости нефти в пластовых и стандартных условиях от суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов для залежей пермской системы

Значение вязкости нефти коррелирует с концентрацией 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. При одинаковом значении суммарной концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти значения вязкости нефти в разных геологических системах отличаются. Причиной различий в значениях вязкости нефти являются температурные условия рассматриваемых геологических систем.

На Рисунке 6 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.

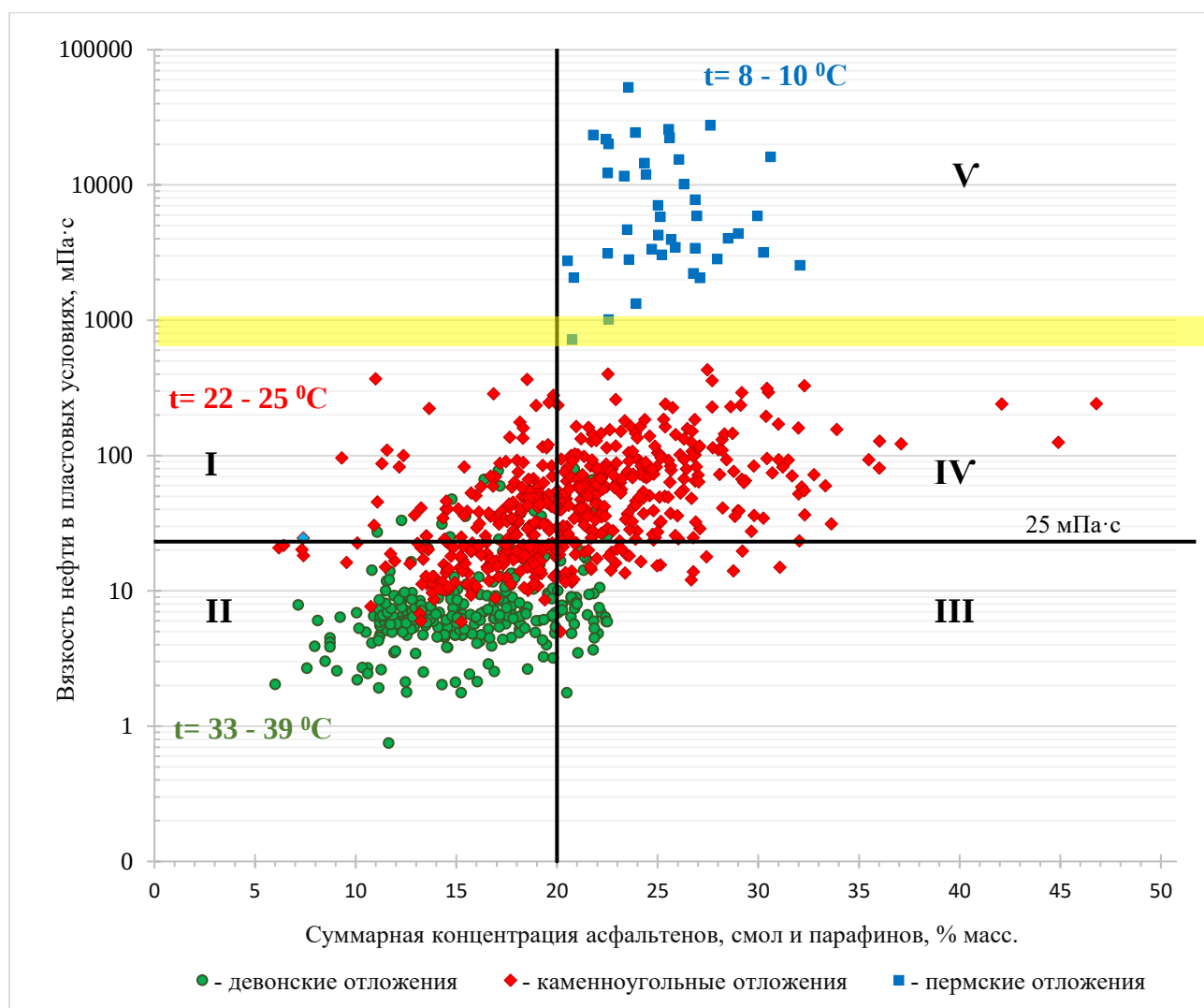


Рисунок 6 – Распределение вязкости нефти в пластовых условиях и концентрации высокомолекулярных соединений в геологическом пространстве осадочных пород

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 6). 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 6);

- залежи с вязкостью нефти ниже порогового значения и с концентрацией высокомолекулярных соединений от 20 до 32 % масс. (III на Рисунке 6). 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 6). 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 7).



Рисунок 7 – Принципиальная схема возникновения структурного фазового перехода в нефти в процессе разработки

В таблице 1 приведены интервалы значений и средняя величина вязкости в пластовых и стандартных условиях, а также концентрация высокомолекулярных соединений в нефти месторождений Республики Татарстан по девонским, каменноугольным и пермским отложениям.

Таблица 1 – 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.
		$\frac{min - max}{\text{сред.}}$	$\frac{min - max}{\text{сред.}}$	$\frac{min - max}{\text{сред.}}$
1	Пермские отложения	$\frac{721,3 - 52752}{9671,00}$	$\frac{258,51 - 9512,30}{1493,55}$	$\frac{16,05 - 32,06}{24,94}$
2	Каменноугольные отложения по всем залежам	$\frac{5,00 - 431,67}{60,01}$	$\frac{15,67 - 869,22}{104,51}$	$\frac{6,17 - 46,79}{20,99}$
	Каменноугольные отложения по залежам, вязкость в стандартных условиях ≥ 50 мПа·с и суммарное содержание асфальтенов, смол и парафинов $\geq 20\%$ масс.	$\frac{24,87 - 431,67}{90,43}$	$\frac{50,50 - 869,22}{152,53}$	$\frac{20,03 - 46,79}{24,89}$
3	Девонские отложения	$\frac{0,75 - 79,91}{10,11}$	$\frac{2,05 - 163,88}{23,90}$	$\frac{6,00 - 22,50}{15,68}$

Сравнительный анализ средних значений концентрации высокомолекулярных компонентов и вязкости нефти в пластовых условиях каменноугольной и пермской систем показывает, что концентрация высокомолекулярных компонентов нефти залежей каменноугольной системы (24,89 % масс.), в которых структурный фазовый переход сдерживается температурным режимом геологической среды, сопоставима с концентрацией в углеводородах пермской системы (24,94 % масс.), средние значения вязкости нефти в пластовых условиях отличаются на два порядка.

Этот факт подтверждает следующее:

- нефть, с концентрацией высокомолекулярных соединений не менее 20 % масс., при разработке без применения тепловых методов в недрах может находиться в подвижном и неподвижном состояниях;

- для нефти с концентрацией высокомолекулярных компонентов не менее 20% масс. в недрах существует граница равенства температур геологической среды и температуры структурного фазового перехода;

- решающее влияние на структурный фазовый переход, рассматриваемый в данной работе, имеет концентрация высокомолекулярных соединений. При концентрации высокомолекулярных соединений ниже порогового значения (менее 20 % масс.), структурный фазовый переход, в недрах Республики Татарстан, не происходит.

В работе показано на основе статистических и экспериментальных данных рост концентрации асфальтенов, смол и парафинов по мере снижения глубины залегания нефти. В процессе разработки залежей в пластовой нефти увеличивается доля высокомолекулярных соединений из-за выработки наиболее подвижных фракций нефти в начальный период добычи.

На примере Аксубаево-Мокшинского месторождения продемонстрированы изменения в составе нефти в процессе разработки (Рисунок 8). Суммарная концентрация высокомолекулярных компонентов в 1995 г. составила 12,37 % масс., в 2012 г. – 37,09 % масс. Концентрация высокомолекулярной составляющей увеличилась за рассматриваемый период в три раза.

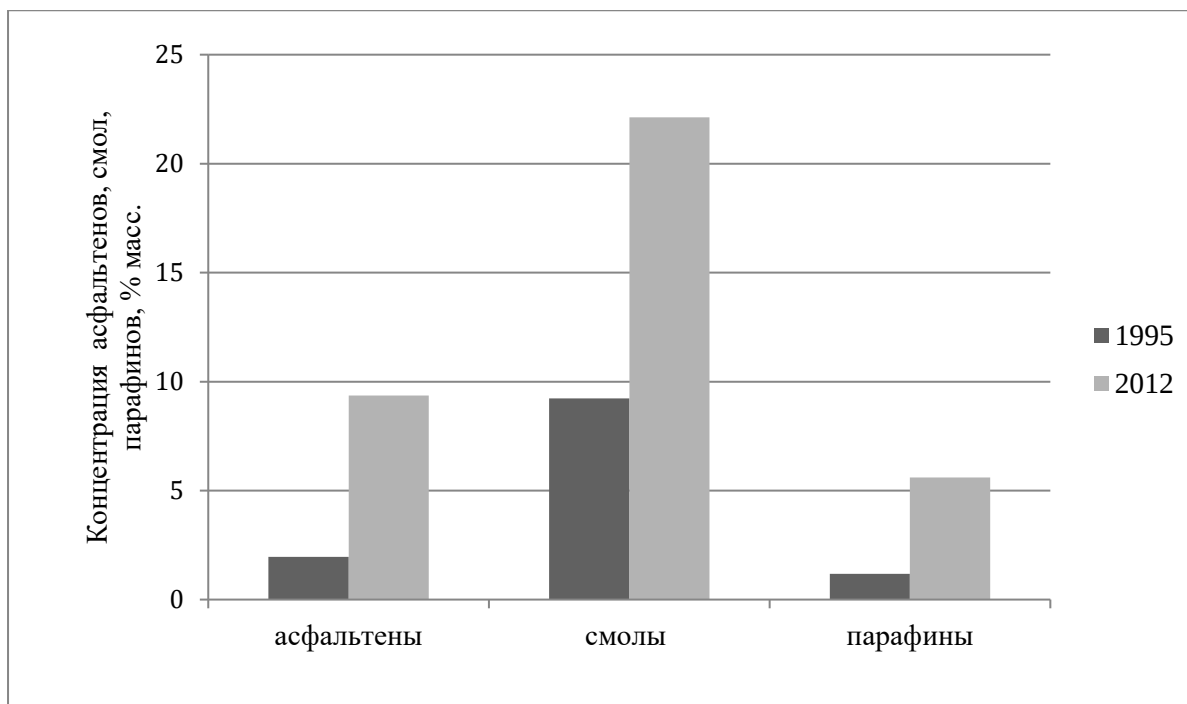


Рисунок 8 - Изменение концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти башкирского яруса в процессе разработки Аксубаево-Мокшинского месторождения

Влияние изменения высокомолекулярной составляющей на изменение температуры структурного фазового перехода показано на основе реологических зависимостей, проведенных с разницей в 17 лет (Рисунок 9). Показано, что за этот период температура структурного фазового перехода приблизилась на 2 градуса к начальной пластовой температуре. По данным 1995 г. температура структурного фазового перехода составила 19 °С, в 2012 г. – 21 °С. Значение начальной пластовой температуры для башкирского яруса Аксубаево-Мокшинского месторождения составляет 23 °С.

Изменение состава нефти и приближение температуры структурного фазового перехода к температуре пласта может привести к снижению объема извлекаемой нефти в результате структурного фазового перехода.

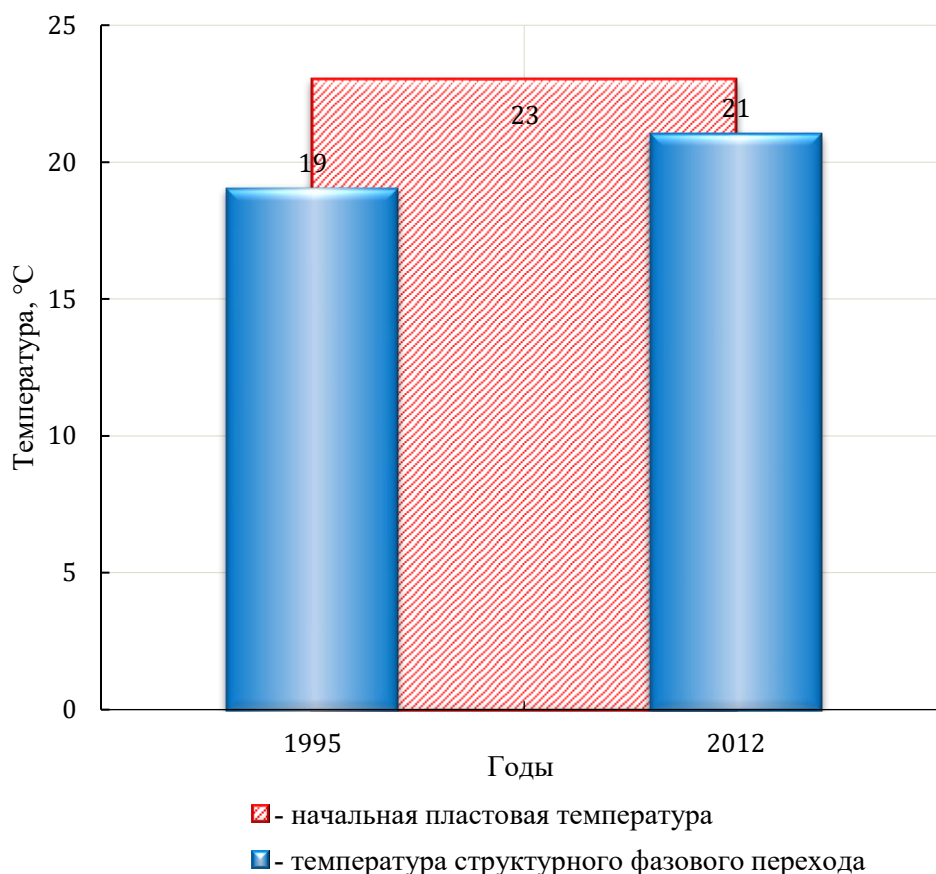


Рисунок 9 - Изменение температуры структурного фазового перехода нефти башкирского яруса в процессе разработки Аксубаево-Мокшинского месторождения

Проведенные исследования влияния температурных условий геологической среды, состава нефти и ее свойств в недрах Республики Татарстан, создают возможность выявления залежей нефти, подверженных возможным структурным фазовым переходам в процессе разработки.

В третьей главе проведено распределение остаточных запасов месторождений Республики Татарстан по вязкости, по степени изученности состава и физико-химических параметров нефти.

Для анализа все данные сведены в таблицу, которая включила в себя 766 залежей нефти. Эти залежи, приуроченные к отложениям девонской, каменноугольной и пермской систем распределены по вязкости нефти в пластовых условиях. Вязкость нефти в пластовых условиях является подсчетным параметром, который подтверждается недропользователем для получения налоговых льгот

(изменения с 01.01.2021 г.). Во второй главе определено нижнее пороговое значение вязкости нефти в пластовых условиях, которое составило 25 мПа·с.

Залежи нефти обозначены признаками по вязкости пластовой нефти:

Признак 0 – нефть с вязкостью менее 25 мПа·с.

Признак 1 – нефть с вязкостью от 25 до 49 мПа·с.

Признак 2 – нефть с вязкостью от 50 до 199 мПа·с.

Признак 3 – нефть с вязкостью от 200 до 9999 мПа·с.

Признак 4 – нефть с вязкостью более 10000 мПа·с.

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

На первом этапе анализа, количество залежей нефти, которые выделены по признаку 0, составило 222 залежей. По первому признаку – 166 залежей, по второму признаку выделено 327 залежей, по третьему признаку - 43 залежи, по четвертому – 8.

Залежи по признаку 0 и 1 были выделены в отдельную группу и не участвовали в дальнейшем анализе.

На втором этапе анализа залежей нефти проанализирована приуроченность залежей к геологическим системам. В результате анализа из залежей по признаку 2 исключены 5 залежей, которые относятся к отложениям девона, из 43 залежей по признаку 3 исключены залежи камышлинского, барбашинского и шешминского горизонтов пермской системы, структурный фазовый переход в которых произошел в процессе образования этих залежей.

Третий этап анализа залежей выявил залежи нефти, у которых определены вязкость нефти и суммарная концентрация асфальтенов, смол и парафинов, для определения температуры структурного фазового перехода. Таким образом, для 73 залежей нефти, которые относятся к группе признака 2, требуется определение температуры структурного фазового перехода. Здесь же выявлены залежи нефти для определения высокомолекулярной составляющей - 229 по признаку 2, 27 – по признаку 3. Оставшиеся 25 объектов разработки выделены в группу для

определения вязкости и химического состава нефти. Доля извлекаемых запасов по каждой группе представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Распределение залежей и их запасов (ABC1+C2) по направлениям дальнейшего исследования

	Объекты с вязкостью менее 50 мПа·с Признак 0 и 1	Объекты для определения температуры структурного фазового перехода признак 2 и 3	Объекты с вязкостью для определения химического состава		Объекты для определения вязкости и химического состава нефти	Объекты разработки пермских отложений мПа·с признак 3,4	Всего
			50–199 мПа·с признак 2	200 –9999 мПа·с признак 3			
Кол-во объектов разработки	393	73	229	27	25	19	766
Доля извлекаемых запасов, %	62,14	7,53	16,43	5,82	1,84	6,24	100,0

По выделенным объектам необходимо определить температуру структурного фазового перехода и температуру пласта. Достижение равенства температур может привести за собой снижение доли извлекаемой нефти, особенно для месторождений, находящихся в разработке. 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 для каждого объекта и температуру пласта.

Количество объектов разработки, требующих учета температуры структурного фазового перехода при проектировании и организации процессов разработки - 354, с суммарными запасами 329620 тыс. тонн, что составляет 31,62 % от всех запасов, участвующих в анализе.

Проведен анализ нормативной документации, которой руководствуются при проектировании систем разработки месторождений углеводородов. Предложено внести изменение в требования к содержанию проектных документов: учет температуры структурного фазового перехода. Введение данного параметра в

нормативные документы 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 °С.

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 публикаций по теме диссертации

По результатам проведенной работы опубликовано 7 научных статей, в том числе две – в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, входящих в перечень ВАК при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации:

1. Кабиров, А.Х. Анализ проб нефти из керна пермского яруса и среднего карбона / А.Х. Кабиров // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : сб. материалов Междунар. науч.-практ. конф., приуроченной к 60-летию высшего нефтегазового образования в Республике Татарстан, 28-29 окт. 2016 г. – Альметьевск : АГНИ, 2016. – Т. 1. – С. 142–146.
2. Кабиров, А.Х. Изучение проб СВН, извлеченных из керна оценочных скважин [Электронный ресурс] / А.Х. Кабиров, Т.Р. Абдуллин // Молодежная научно-практическая конференция института «ТатНИПИнефть» : Секция № 1 «Геология, разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений». – Бугульма, 2016. – 8 с. – Режим доступа: <http://10.2.1.52/upload/sms/2016/geol/013.pdf>. – Загл. с экрана.
3. Мусин, К.М. Анализ проб нефти из керна и гипотеза происхождения нефти пермских отложений / К.М. Мусин, А.Х. Кабиров // Инновации в разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений: материалы Междунар. науч.-практ. конф., посвящ. 100-летию со дня рождения В.Д. Шашина, 7-8 сент. 2016 г., г. Казань: в 2 т. – Казань: Ихлас, 2016. – Т. 2. – С. 189–193.
4. Кабиров, А.Х. Структурный фазовый переход и необходимость его учета при проектировании разработки залежей нефти / А.Х. Кабиров, В.М. Хусаинов // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 7. – С. 32–34.
5. Мусабиров, М.Х. Исследование и разработка кислотоотклоняющего эмульсионного состава с повышенными вязкостными и структурно-механическими свойствами / М.Х. Мусабиров, А.Ю. Дмитриева, А.Х. Кабиров // Сборник научных трудов ТатНИПИнефть / ПАО «Татнефть». – М. : Нефтяное хозяйство, 2018. – Вып. 86. – С. 127–135.
6. Кабиров, А.Х. Исследование влияния состава нефти и термобарических условий на фазовое состояние углеводородов / А.Х. Кабиров, В.М. Хусаинов, О.С.

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

7. Хусаинов, В.М. Выявление залежей нефти с возможными фазовыми переходами ее компонентов для предупреждения осложнений в процессе разработки / В.М. Хусаинов, О.С. Сотников, А.Х. Кабирова, И.Ф. Галимов, М.Т. Ханнанов, М.А. Сайфутдинов. // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 7. – С. 30–32.

Отпечатано в секторе технического обслуживания
института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть»
на Xerox Versant 180 Press
тел.: (85594) 78-413, 78-598
Подписано в печать 12.01.2022
Заказ №1201202201 Тираж 100 экз.