



ШАДРИНА ПОЛИНА НИКОЛАЕВНА

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ БОРЬБЫ С  
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА  
НЕФТЕПРОМЫСЛОВОМ ОБОРУДОВАНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ  
ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ**

Специальность 25.00.17 – «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых  
месторождений»

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Работа выполнена на кафедре «Разработка и эксплуатация нефтяных и газонефтяных месторождений» ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Научный руководитель доктор технических наук, профессор  
**Ленченкова Любовь Евгеньевна**

Официальные оппоненты: **Гуськова Ирина Алексеевна**  
доктор технических наук, доцент  
ГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт» / кафедра «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений», заведующий кафедрой

**Телин Алексей Герольдович**  
кандидат химических наук,  
ООО "Уфимский Научно-Технический Центр", заместитель директора по научной работе

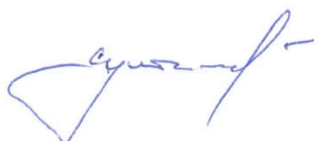
Ведущая организация Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Удмуртский государственный университет» ФГБОУ ВО «УдГУ» (г. Ижевск)

Защита диссертации состоится «14» сентября 2017 года в 14:00 на заседании диссертационного совета Д 212.289.04 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» по адресу: 450062, Республика Башкортостан, г. Уфа, ул. Космонавтов, 1.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» и на сайте [www.rusoil.net](http://www.rusoil.net).

Автореферат диссертации разослан «\_\_\_» \_\_\_\_\_ 201\_\_ года.

Ученый секретарь  
диссертационного совета



Султанов Шамиль Ханифович

## **ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ**

### **Актуальность работы**

Современный этап эксплуатации нефтегазовых месторождений характеризуется существенным осложнением добычи нефти вследствие увеличения доли трудноизвлекаемых запасов, роста фонда скважин с различными видами осложнений за счёт выпадения солей, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), гидратов, обводнения и эмульгирования скважинной продукции наряду с тенденцией снижения эффективности проводимых работ в данных направлениях.

Данные обстоятельства требуют проведения теоретических и экспериментальных исследований, направленных на обоснование эффективных составов для предотвращения образования и накопления отложений с целью последующей выдачи научных рекомендаций по реализации процесса.

Одним из наиболее серьёзных осложнений при добыче и транспортировке нефти являются АСПО. На многих месторождениях эксплуатационный фонд подвержен интенсивным процессам формирования и накопления на скважинном оборудовании отложений, снижающих продуктивность добывающих скважин и, как следствие, их межремонтный период (МРП). Отложения формируются также в системе сбора продукции скважин, затрудняя её транспортировку, требуя периодической очистки внутренней поверхности труб. Одним из методов борьбы с АСПО являются химические методы предотвращения или удаления отложений.

Поиск эффективных ингибирующих добавок к нефти должен осуществляться с учётом геолого-физических особенностей объекта разработки, компонентного состава отложений и реологических свойств нефти, а также закономерностей формирования и накопления АСПО, позволяющих обоснованно подойти к вопросам предотвращения негативного влияния при добыче нефти. Обострение проблемы АСПО в последние годы привело к активизации исследований в данном направлении.

### **Степень разработанности выбранной темы**

Большой вклад в изучение процессов формирования и накопления АСПО, а также в разработку методов борьбы с ними, внесли такие учёные как: В.П. Тронов, Г.Ф. Требин, А.Г. Телин, З.А. Хабибуллин, В.Н. Глущенко, И.А. Гуськова, А.И. Волошин, В.В. Девликамов, Н.Г. Ибрагимов, А.И. Пономарёв, С.Ф. Люшин, А.Х. Мирзаджанзаде, И.Т. Мищенко, В.А. Рагулин, Н.И. Хисамутдинов, Шайдаков В.В., М.К. Рогачев, М.А. Силин, Л.А. Магадова, Л.В. Иванова, K.S. Wang, P. Singh, K.J. Leontaritis, O.C. Mullins, R. Venkatesan и другие.

Несмотря на многочисленные публикации по проблеме АСПО, многие её аспекты требуют дополнительных исследований, теоретических осмыслений и практической реализации, поэтому рассматриваемая тема сохраняет безусловную актуальность.

## **Цель работы**

Повышение эффективности процессов борьбы с АСПО, учитывая особенности объектов разработки, путём обоснования технологических решений на основе регулирования физико-химических и реологических свойств высоковязких нефтей.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1 Обобщить опыт применения технологий борьбы с образованием АСПО в различных геолого-физических условиях.

2 Обосновать комплекс технологических решений, направленных на предотвращение образования АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования, с учётом механизма процесса формирования и факторов его обуславливающих.

3 Установить влияние технологических факторов, определяющих изменение условий эксплуатации скважин на реологические свойства нефтей Инзырейского, Колвинского и Средне-Харьягинского месторождений.

4 Определить температуру структурного перехода для различных нефтей с целью уточнения поведения кривых течения смеси при их совместной транспортировке в системе сбора.

5 Обосновать комплексную технологию воздействия на температуру потери текучести нефти и её седиментационные свойства путём применения реагентов, обладающих депрессорными, модификационными, диспергирующими, смачивающими и деэмульгирующими свойствами.

6 Осуществить прогнозирование процесса накопления АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования и системе трубопроводов с учётом воздействия комплексных составов.

## **Научная новизна**

1 Установлена зависимость температуры насыщения нефти парафинами от их концентрации реологическим методом, позволяющая дополнительно учитывать влияние смол и асфальтенов, выявлять температуры структурных переходов неньютоновских жидкостей несовпадающих с температурой начала выпадения парафинов.

2 Предложены регрессионные уравнения для смесей высоковязких смолистых и маловязких парафинистых нефтей, определяющие оптимальные концентрации каждого компонента смеси с использованием свойства аддитивности вязкости, в диапазоне температур от 0 до 50 °С, а также реологические параметры, позволяющие достигать необходимые для технологического процесса вязкость и температуру потери текучести в присутствии реагентов с депрессорными и модифицирующими свойствами.

3 Установлены границы формирования АСПО с учётом группового состава и изменения температурных характеристик высоковязких смолистых нефтей, при условии преимущественного накопления:

- парафинов, модифицированных АСВ с дополнительными центрами кристаллизации – механическими примесями, находящимися в виде суспензии, накапливающихся ближе к устью скважины (50-100 м) и в системе трубопроводов (до 1000 м), внутренняя поверхность которых гидрофобизирована АСВ;

- смол, асфальтенов и тугоплавких парафинов, накапливающихся ниже насоса (1200 м) в виде пористой глобулизированной структуры; накопление асфальтенов ведёт к предотвращению конгломерации.

### **Практическая значимость работы**

1 Подтверждена удовлетворительная сходимость полученных кривых течения и вязкости для высоковязких смолистых и маловязких парафинистых нефтей, а также их смеси с моделью Гершеля – Балкли для вязкопластичных жидкостей.

2 Показана возможность подбора эффективных растворителей, моющая способность которых превышает 50%, на основе изучения структурно-группового состава АСПО, определяющего смешанный тип отложений нефтей Инзырейского месторождения, и рекомендованы растворители к опытно-промышленным испытаниям.

3 Уточнены взаимовлияния обоснованных депрессаторов, деэмульгаторов и антитурбулентных присадок, показано отсутствие негативного влияния на реологические свойства нефти и повышение эффективности ингибиторов парафиноотложений в присутствии деэмульгатора на 2-4 пункта, при обводнённости до 10%.

4 Предложена инструкция по применению ингибирующих составов на основе учёта особенностей влияния их на АСПО конкретного месторождения и порядок ввода в нефть при проведении промышленных испытаний.

5 Результаты диссертационной работы использованы при выполнении курсовых и дипломных проектов, а также при чтении лекций студентам ФГБОУ ВО УГНТУ по дисциплине «Эксплуатация скважин в осложнённых условиях» направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело».

### **Методология и методы исследований**

Методология выполнения работы заключается в поэтапном изучении физико-химических свойств нефтей, определение реологических свойств нефтей и их смесей различной концентрации в стандартных условиях, исследовании процессов формирования и осаждения АСПО на металлической поверхности, определении компонентного состава АСПО рассматриваемых объектов, изучении влияния тестируемых реагентов на температуру потери текучести, вязкость нефтей и их смесей, обосновании эффективных ингибиторов парафиноотложения и растворителей АСПО, исследовании кинетики накопления АСПО, исследовании влияния депрессаторов и ингибиторов парафиноотложения на эмульсионную способность смеси нефтей.

Поставленные в работе задачи решались с применением межгосударственных стандартов (ГОСТ 2477, ГОСТ 33, ГОСТ 3900, ГОСТ 11851, ГОСТ 20287), метода Дина-Старка и центрифугирования, сдвигового и осцилляторного тестов, метода Маркуссона, хроматографического анализа и метода «холодного стержня». Обработка экспериментальных данных проводилась с помощью методов математической статистики.

### **Положения, выносимые на защиту:**

1 Зависимость эффективной вязкости и напряжения сдвига от скорости сдвига в диапазоне температур 0-50 °С для высоковязких смолистых нефтей Инзырейского и Колвинского месторождений (проявление неньютоновских свойств ниже 35 °С) и маловязкой парафинистой нефти Средне-Харьягинского месторождения (проявление неньютоновских свойств ниже 10 °С), а также для смеси нефтей, указанных месторождений, позволяет установить температуры структурных переходов, насыщения нефти парафинами и потери текучести.

2 Алгоритм расчёта вязкости нефтей с различными реологическими характеристиками и их смесей, учитывающий свойства аддитивности процесса и степень влияния депрессорных присадок на температуру потери текучести нефти и конгломерацию компонентов АСПО.

3 Установлена степень накопления АСПО в трубопроводе, зависящая от температуры, изменяющейся в течение года, определяющая интервал интенсивного снижения выпадения АСПО до 1000 м от начала трубопровода при длительности процесса накопления отложений до 2500 м при температуре -10 °С; интервал максимального накопления АСПО (400 – 500) м при температуре выше 5 °С и прекращения процесса к 1000 м; применение депрессаторов снижает образование АСПО в обоих случаях.

4 Алгоритм принятия решения, повышающий успешность применения ингибирующих составов, учитывающий факторы, влияющие на формирование АСПО и выявляющий направления предотвращения образования отложений и их накопления.

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность результатов работы обеспечивалась применением широко апробированных, а также оригинальных методик, экспериментальных исследований, выполненных на оборудовании прошедшем государственную поверку. Все результаты экспериментальных исследований обрабатывались с применением методов математической статистики.

Основные положения, результаты теоретических и экспериментальных исследований, выводы и рекомендации работы докладывались на Межрегиональной научно-технической конференции «Проблемы разработки и эксплуатации месторождений высоковязких нефтей и битумов» (УГТУ, г. Ухта, 2013г.); на 64, 65 и 66 научно-практических конференциях студентов, аспирантов и молодых учёных

(УГНТУ, г. Уфа, 2013 г., 2014 г., 2015 г.); IV-й Всероссийской научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии» в рамках IV-го международного форума «Большая химия» (г. Уфа 2014 г.); VII-й Международной научно-практической конференции молодых учёных «Актуальные проблемы науки и техники-2014» (УГНТУ, Уфа 2014 г.); Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015» (УГНТУ, г. Октябрьский 2015 г.); V-й Всероссийской научно-практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии» в рамках IV-го международного форума «Большая химия» (г. Уфа, 2015 г.); Международной молодёжной научной конференции «Наукоёмкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса» (БГУ, г. Уфа, 2016 г.)

### **Публикации**

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 11 научных трудах, в том числе 3 статьи в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ.

### **Объём и структура работы**

Диссертационная работа состоит из введения, 5-ти глав, библиографического списка, включающего 110 наименований и заключения. Материал диссертации изложен на 145 страницах машинописного текста, включает 22 таблицы, 54 рисунка.

## **ОСНОВНОЕ СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **введении** приводится общая характеристика работы, обосновывается её актуальность, определяются цель, задачи, излагаются научная новизна, защищаемые положения и практическая ценность.

В **первой главе** выполнен анализ и обобщены результаты применения технологий, предотвращающих образование АСПО, рассмотрены методические приёмы, позволяющие повысить технологическую эффективность реализуемых процессов.

Обоснована методология подбора ингибиторов парафиноотложения с учётом механизма формирования агломерата АСПО и их накопления, а также прогнозирования вязкостных характеристик нефтей. Обоснованы направления поиска эффективных составов с набором депрессорных и ингибирующих свойств, обусловленных влиянием различных факторов: компонентного состава нефти, температуры, давления, скорости движения флюида, обводнённости.

Во **второй главе** представлен алгоритм принятия решения по подбору реагентов, предотвращающих образование АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования, используя механизм его формирования и агломерирования компонентов АСВ в конкретных геолого- физических условиях объекта разработки, достигаемого путём образования на поверхности НКТ гидрофильной плёнки, адсорбцией молекул на

кристаллах парафина, образованием тонкодисперсной системы в потоке жидкости (рисунок 1).



Рисунок 1 - Алгоритм принятия решения по подбору реагентов, предотвращающих образование АСПО на поверхности нефтепромыслового оборудования

Автором уточнён механизм агломерации АСПО Инзырейского месторождения, исходя из которого, центрами кристаллизации являются парафины, модифицированные АСВ. Преобладание одного из компонента соотношения смол и асфальтенов определяет непосредственно процесс формирования АСПО. Например, преобладание асфальтенов, являющихся природными депрессаторами, предотвращает осаждение парафина; смол – к росту центров кристаллизации парафинов. Асфальтены выполняют роль армирующего каркаса АСПО, укреплённого металлопорфириновыми комплексами (МПК). Изменение термобарических условий может спровоцировать агрегацию АСВ и выпадение их в осадок. Причём асфальтены имеют склонность к ассоциации друг с другом и способны адсорбировать смолы.

Механические примеси, содержащиеся в нефти рассматриваемого месторождения, по-видимому, создают дополнительные центры кристаллизации парафинов, придавая отложениям пористую глобулизированную структуру. При этом парафины выпадают в виде кристаллов в нижней части лифта. Кристаллы низкомолекулярных парафинов, модифицированные АСВ, откладываются на устье скважины. Установлено увеличение содержания АСВ в отложениях выше забоя



скважин, а содержания парафинов - к устью.

При подборе реагентов, предотвращающих образование АСПО, нами учтена двухстадийность процесса их формирования, а именно, зарождение центров кристаллизации, сопровождающихся их ростом на поверхностях контакта с нефтью и модифицирование поверхности парафинов АСВ. Приведён алгоритм принятия решения по подбору ингибиторов с учётом механизма процесса формирования и накопления отложений, имеющий следующие ограничения: сложность совмещения одновременно нескольких факторов, влияющих на процесс формирования АСПО; подбор реагентов с учётом особенностей конкретных объектов разработки и постоянно изменяющихся условий разработки. В разделе рассмотрена степень влияния различных факторов на интенсивность образования АСПО (температура, давление, газонасыщенность, скорость движения газожидкостной смеси, обводнённость), являющихся причинами изменения состава и объёма отложений в условиях объекта разработки. Так снижение давления на забое скважины нарушает гидродинамическое равновесие газожидкостной системы и приводит к выпадению парафина в приёмной части насоса и увеличению объёма газовой фазы, а зная особенности распределения давления по стволу скважины, возможно прогнозировать интервалы выпадения АСПО. При увеличении скорости движения потока жидкости замедляется процесс её охлаждения, тем самым резко снижая выпадение АСПО в интервале 0-50 м от устья скважины. Уменьшение газонасыщенности приводит к увеличению плотности отложений и опережающему формированию в нижней части подъёмных труб сильно структурированных и тугоплавких отложений. При росте обводнённости в интервале 40-80% наблюдается формирование водонефтяных эмульсий, способствующих усилению выпадению АСПО на внутренней поверхности НКТ. Рост обводнённости выше 80% увеличивает скорость потока жидкости, способствуя отрыву АСПО от поверхности труб и выносу последних из скважины.

В виде примера на основе изучения компонентного состава АСПО, отобранного на разных глубинах скважины 368 Инзырейского месторождения, показано, что содержание парафинов и механических примесей в отложениях по мере увеличения глубины скважины снижается, а содержание асфальтенов и смол увеличивается.

В **третьей главе** представлен анализ состояния разработки Инзырейского месторождения. По осложнённому фонду скважин определены основные причины резкого снижения дебитов скважин, практически сразу после начала их разработки, одной из которых является интенсивное формирование АСПО и его накопление. Определён межремонтный период (МРП) скважин, составляющий 190 суток и межочистной период (МОП) – 5 суток. Полученные показатели, свидетельствуют о значительном влиянии рассматриваемых процессов. Приведены геолого – физические характеристики анализируемого месторождения, уточнение которых позволяет обосновать критерии применения химических методов борьбы с проблемой АСПО на нефтепромысловом оборудовании. Инзырейское месторождение представлено терригенными песчаниками живетского яруса среднего девона ( $D_2$ ) и карбонатными рифогенными верхнефранскими отложениями верхнего девона ( $D_{3src}$ ), залегающими на глубине 4100 м, при средней нефтенасыщенной толщине пластов 12 м, с низкой

проницаемостью  $13,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, высокой пластовой температурой 63 °С, вязкостью нефти в пластовых условиях 13,76 мПа с, высоким содержанием парафинов 8 %, смол 19,7 %, асфальтенов 1,4 %.

Для решения имеющихся проблем на рассматриваемом объекте применяются тепловые и механические методы, эффективность которых снижается по мере усиления влияния различных факторов, рассматриваемых в работе. Наиболее перспективными могут быть химические методы борьбы с АСПО при условии подбора реагентов на основе учёта стадии предупреждения образования отложений путём ингибирования и особенностей объекта разработки.

В **четвёртой главе** приведены результаты исследований физико-химических свойств нефтей Инзырейского, Колвинского и Средне-Харьягинского месторождений таких как: содержание воды, динамическая вязкость и плотность нефти, её компонентный состав (содержание асфальтенов, смол и парафинов), температура потери текучести нефти и насыщения парафинами.

Таблица 1 - Физико-химические свойства нефтей

Показатель	Месторождение		
	Инзырейское	Колвинское	Средне Харьковское
Содержание воды в пробе, %	0	1,2	0,2
Вязкость динамическая при 25 °С, мПа с	1140	1980	2,3
Вязкость динамическая при 50 °С, мПа с	36,2	46,4	1,2
Плотность нефти при 25 °С, кг/м <sup>3</sup>	893,2	894,0	841
Плотность нефти при 50 °С, кг/м <sup>3</sup>	876,4	878,5	832
Температура потери текучести °С	18	22	-6
Температура насыщения нефти парафином, °С	32	36,2	18
Температура плавления парафина, °С	55 - 57	55 -56	54 - 56
Массовое содержание в нефти, %:			
- парафинов (твердых)	8,1	8,9	3,1
- смол (силикагелевых)	19,7	11,6	5,3
- асфальтенов	1,4	3,5	0,45

В таблице 1 приведены указанные свойства нефтей. Так, нефти Колвинского и Инзырейского месторождений являются высоковязкими, парафинистыми и смолистыми, а Средне-Харьягинского – маловязкими, малосмолистыми и парафинистыми.

Определение реологических свойств исследуемых нефтей проводились на реометре MARS-II (Haake, Германия). При тестировании проб нефти применялся сдвиговый тест при условии изменения градиента скорости сдвига в диапазоне от 0,1 до 400 с<sup>-1</sup>, и температуры от 5 до 50 °С. Полученные в ходе эксперимента зависимости напряжения сдвига от скорости сдвига нефти, т.е. кривые течения Инзырейского месторождения, представлены на рисунке 2. Кривые вязкости, т.е. зависимости эффективной вязкости от скорости сдвига нефти приведены на рисунке 3. При построении кривых течения была использована модель Гершеля-Балкли, используемая для вязкопластичных жидкостей:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n, \quad (1)$$

где:  $K$  – консистентность (Па·с), мера консистенции жидкости;  $n$  - показатель неньютоновости - характеризует степень неньютоновского поведения раствора;  $\tau_0$  - предельное напряжение сдвига - характеризует величину внешней энергии, необходимой для начала течения жидкости;  $\dot{\gamma}$  - относительная деформация сдвига.

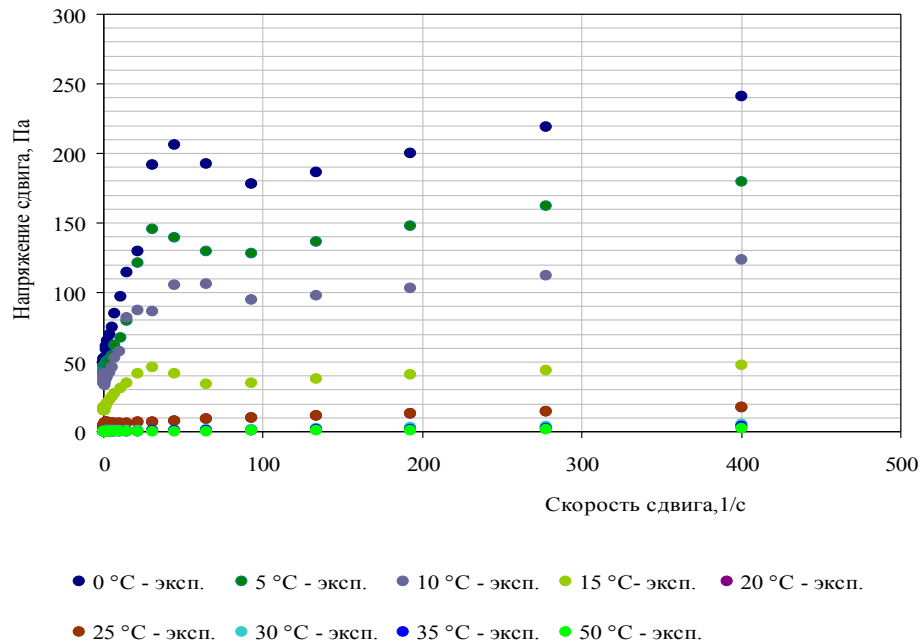


Рисунок 2 – Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига нефти (кривые течения) Инзырейского месторождения при различных температурах

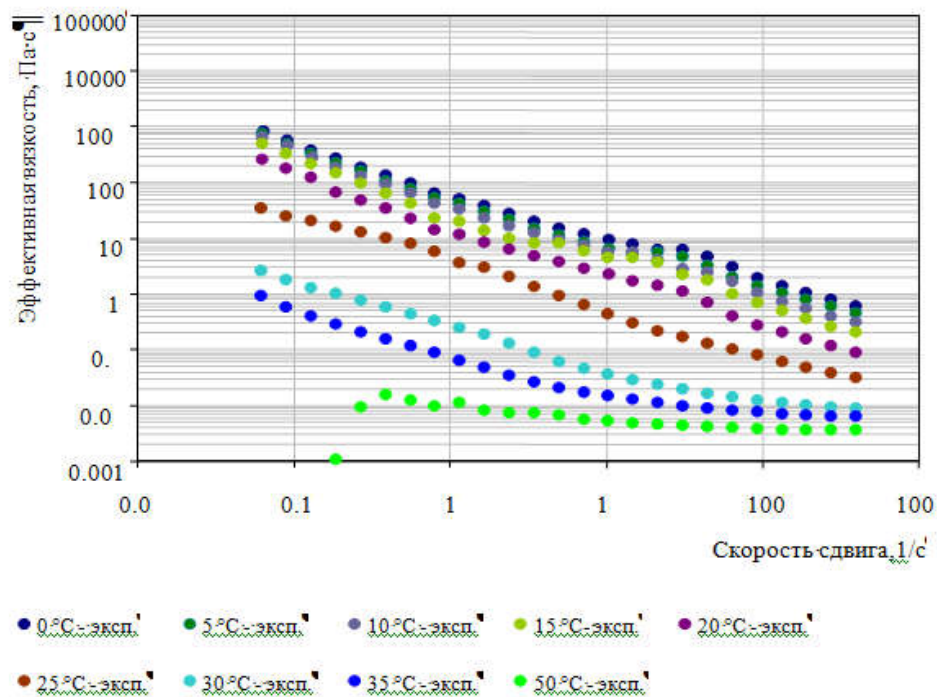


Рисунок 3 - Зависимость эффективной вязкости от скорости сдвига нефти (кривая вязкости) Инзырейского месторождения

Реологические параметры, полученные с использованием указанной модели, приведены в таблице 2. В ходе обсуждения результатов реологических исследований отмечено проявление неньютоновских свойств нефти Инзырейского месторождения при температуре до 35 °С. Для нефтей Колвинского и Средне-Харьягинского месторождений были выполнены аналогичные исследования и сделаны следующие выводы: нефть Колвинского месторождения проявляет неньютоновские свойства до 30 °С, а нефть Средне-Харьягинского - ниже 10 °С.

Таблица 2 - Реологические параметры для нефти Инзырейского месторождения

Температура, °С	Предельное напряжение сдвига $\tau_0$ , Па	Консистен- тность $K$ Па·с	Показатель неньютоно- вости $n$	Комментарий
0	75,4	71,3	0,32	Неньютоновская жидкость, не течет, стекло
5	53,0	21,4	0,39	
10	37,8	11,2	0,43	
15	18,2	5,73	0,51	Неньютоновская жидкость, не течет, стеклообразная масса
20	10,0	2,04	0,55	Неньютоновская жидкость, течет, но не укладывается в норматив по ГОСТ
25	1,05	1,07	0,71	Неньютоновская жидкость, течет
30	0,16	0,158	0,77	Неньютоновская жидкость
35	0,0022	0,036	0,81	Практически ньютоновская жидкость
50	0,0013	0,011	1,02	Ньютоновская жидкость

Для определения температуры структурных переходов в нефти, устанавливались зависимости эффективной вязкости от температуры при различных скоростях сдвига (рисунок 4).

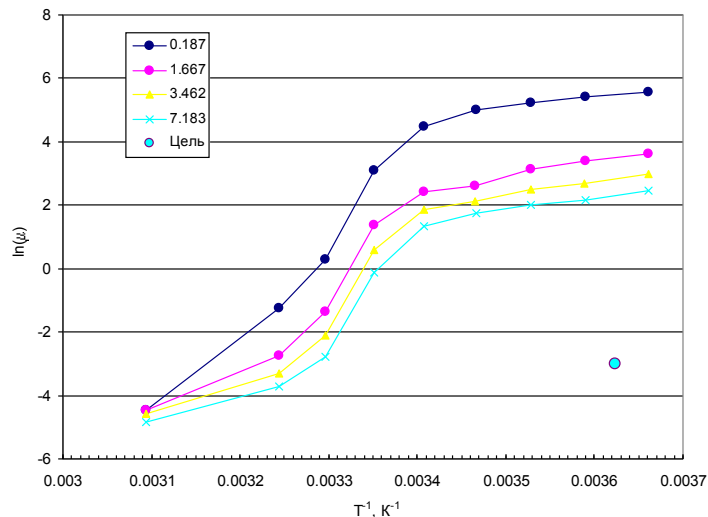


Рисунок 4 – Зависимость эффективной вязкости нефти от температуры при различных скоростях сдвига

Установленные температуры структурных переходов для указанных месторождений приведены в таблице 3. Так, температура потери текучести нефти Инзырейского месторождения на 2,6 °С выше, чем у Колвинского месторождения, несмотря на меньшую вязкость и температуру насыщения нефти парафином. По-видимому, это связано с тем, что нефть Инзырейского месторождения содержит

меньшее количество парафина, однако она более смолистая. Полученные данные использованы при подборе ингибиторов для рассматриваемых объектов.

Таблица 3– Температуры структурных переходов в нефти

Месторождение	Температура структурного перехода, °С	Интерпретация
Инзырейское	32,1	Температура насыщения нефти парафином, образование кристаллов парафина в нефти
	23,7	Температура потери текучести
Колвинское	36,2	Температура насыщения нефти парафином, образование кристаллов парафина в нефти
	21,1	Температура потери текучести
Средне-Харьягинское	17,7	Температура насыщения нефти парафином, образование кристаллов парафина в нефти

Кроме того, исследованы реологические свойства смесей нефтей Средне-Харьягинского (33%), Инзырейского и Колвинского (67%) месторождений. Необходимость в данных исследованиях возникла из-за технологических особенностей сбора продукции скважин различной вязкости в один сборный коллектор и, как следствие, устранение проблем, возникающих при транспортировке смесей нефтей. Ввиду того, что реологические свойства Колвинского и Инзырейского месторождений имеют схожий характер, дальнейшие исследования касались уточнения реологических характеристик смесей нефтей Инзырейского и Средне-Харьягинского месторождений. Причём концентрация нефти Средне-Харьягинского месторождения изменялась от 12,5 % до 62,5 %.

Основные реологические параметры смесей нефтей установлены при различных соотношениях Инзырейского и Средне-Харьягинского месторождений, приведены в таблице 4.

Таблица 4 – Реологические параметры смеси нефтей

Харьягинская нефти в смеси, %	Эффективная вязкость, Па с															
	Скорость сдвига, 1,154 с <sup>-1</sup>				Скорость сдвига, 3,46 с <sup>-1</sup>				Скорость сдвига, 7,18 с <sup>-1</sup>				Скорость сдвига, 14,9 с <sup>-1</sup>			
	0°	5°	20°	30°	0°	5°	20°	30°	0°	5°	20°	30°	0°	5°	20°	30°
12,5	79	64,2	16,7	0,36	33,2	21,3	9,36	0,15	16,4	11,7	6,25	0,12	10,4	6,4	3,2	0,1
20	63	42,6	12,3	0,11	25,7	15,2	6,6	0,079	14,3	8,3	4,6	0,066	7,5	5,7	2,4	0,058
25	47,2	29,2	10,1	0,058	24,4	10,7	5,6	0,046	13,4	7,2	3,3	0,043	6,1	5	2,1	0,041
33,3	41	19,2	8,2	0,038	21,1	8,4	4,6	0,031	11,7	6,3	2,5	0,031	4,3	5,2	1,7	0,027
37,5	35,1	15,2	7,6	0,029	20,2	5,5	3,7	0,027	10,2	5,2	2,25	0,025	3,3	5	1,2	0,018
62,5	21,2	5	4,01	0,0099	10,8	3,2	2,03	0,0104	7,01	2,1	1,01	0,011	2,4	1,1	0,4	0,01

Анализ реологических параметров показал, что установленное операторами требование, предъявляемое к продукции скважин перед её транспортировкой по вязкости смесей (не выше 40 мм<sup>2</sup>/с при 5 °С) не выполняется. При этом удовлетворительные показатели, позволяющие осуществлять транспортировку смеси нефтей без осложнений, могут быть достигнуты при соотношении нефтей Средне-

Харьягинского и Инзырейского месторождений 50:50, однако, при настоящем уровне добычи нефти на каждом месторождении, это условие является труднодостижимым, с точки зрения транспортировки смесей определённой концентрации. Однако, исследования безусловно могут быть использованы при росте добычи нефти Средне-Харьягинского месторождения, запасы которого значительны.

Учитывая осложнённый характер нефтей рассматриваемых месторождений, осуществлён поиск депрессорных присадок с целью регулирования реологических характеристик смесей нефтей и противотурбулентных присадок, позволяющих снизить перепады давления для обеспечения транспортировки нефтей.

Обоснование депрессорных присадок базировалось на основе использования уточнённого механизма их воздействия на нефть, заключающегося в адсорбции депрессора на кристаллах парафина, затрудняющего процессы их агрегации и накопления, а так же снижающего температуру потери текучести нефти. Автором было протестировано 11 депрессорных присадок: ВЭС-410, ДМН-2005, ДМН-1505-3, Колтек ДМ-1010, Колтек ДН-3149, Колтек ДР-3225, ДПП – 1, FlexoilWM 1740, AP 338, депрессорная присадка марка А, марка Б. Высокие депрессорные свойства проявили следующие присадки: Колтек ДР-3225, ДПП – 1, FlexoilWM 1740, в диапазоне концентраций от 100 мг/л до 3000 мг/л. Приведённые результаты позволяют определить наиболее эффективные депрессоры, которыми являются ДПП – 1 и FlexoilWM 1740 для нефтей Инзырейского, соответственно и Колвинского месторождений, обладающего схожими свойствами. Кривые вязкости, представленные на рисунке 5, подтверждают значительное снижение эффективной вязкости нефти в присутствии депрессора ДПП-1, при оптимальной скорости сдвига  $15 \text{ с}^{-1}$ . Дополнительно определена оптимальная концентрация ДПП-1 в зависимости от температуры потери текучести нефти, составляющая 3000мг/л (рисунок 6).

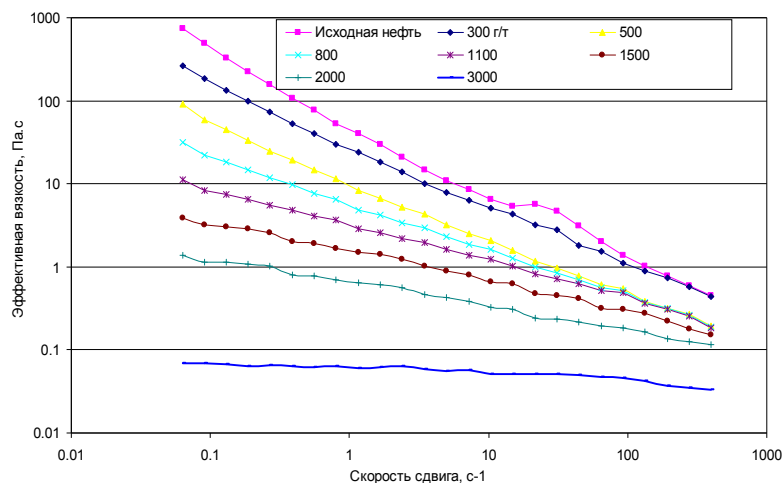


Рисунок 5 – Зависимость эффективной вязкости нефти Инзырейского месторождения от скорости сдвига в присутствии депрессора ДПП-1

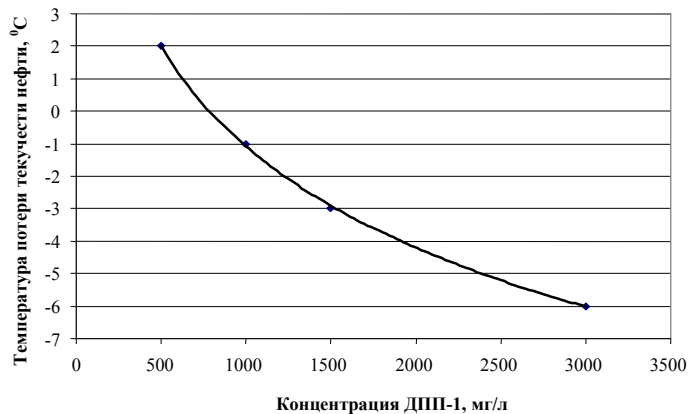


Рисунок 6 - Зависимость температуры потери текучести от концентрации депрессатора ДПП-1

Кинетика формирования и накопления парафина нефтей Инзырейского месторождения исследовалась по методике «холодного стержня». Данная методика позволяет проследить за механизмом образования центров кристаллизации, их роста и осаждения кристаллов парафина, а также диспергирования отложений при движении нефтяного потока.

Установлены зависимости изменения во времени массы накопления парафина на «холодном стержне» в зависимости от температуры. Показано, что при снижении температуры «холодного стержня», масса накопления парафина увеличивается в течение 120 минут, после чего темп нарастания массы снижается, постепенно выходя на стационарный уровень.

Последующие исследования были связаны с подбором ингибиторов, предотвращающих выпадение парафинов, и использовался тот же метод «холодного стержня». Анализ процесса накопления парафина позволил установить температуру «холодного стержня» 5 °C и время экспозиции 4 часа, соответствующих завершению процесса накопления парафина, для оценки ингибирующей способности реагентов.

По формуле (2) определялась доля (%) образовавшегося парафина на «холодном стержне» в зависимости от его общего количества в нефти:

$$\delta = \frac{M_i^t}{V \cdot \rho \cdot x_p}, \quad (2)$$

где  $M_i^t$  - масса парафина осевшего на холодном стержне при температуре  $t$ ;  $V$  – объем конденсата в ячейке;  $\rho$  - плотность конденсата, г/мл;  $x_p$  – массовая доля парафина в конденсате, г.

Экспериментально получено следующее распределение: при 0 °C – 11,6 %; 5 °C – 8,64 %; 10 °C – 5,87 %; 20 °C – 5,24%, 30 °C – 1,20%. Исследования компонентного состава выполнены на хроматографе, а их результаты приведены на рисунке 8.

Показано изменение состава углеводородов, входящих в отложения и температуры плавления, при снижении температуры окружающей среды. Полученные данные следует учитывать при подборе ингибиторов к конкретным условиям разработки.

Эффективность ингибирующей способности тестируемых реагентов определялась по формуле (3):

$$Z = (m_0 - m_{\text{и}}) / m_0 \cdot 100\%, \quad (3)$$

где  $m_0$  и  $m_{\text{и}}$  – масса отложения (АСПО) в отсутствие ингибитора и в присутствии ингибитора с учётом массы нефтяной плёнки на поверхности стержня.

Результаты тестирования различных ингибиторов АСПО (для нефти Инзырейского месторождения) приведены в таблице 5 и показали, что наиболее эффективными являются реагенты ДПП-1, СНПХ-7920, НХТ-И и ингибиторы серии Прошинор, проявившие наиболее высокую ингибирующую способность к образованию отложений.

Таблица 5 – Эффективность ингибиторов АСПО

Реагент	Эффективность (200 г/т), %
СНПХ – 7801	33
ФЛЭК-ИП-107	48
СНПХ-2005	42
ФЛЭК-ИП- 101	44
СНПХ – 7909	58
СНПХ – 7920	67
НХТ-И	71
ДПП-1	73
Прошинор AP 104	68
Прошинор AP 114	69
Прошинор AP 355	70

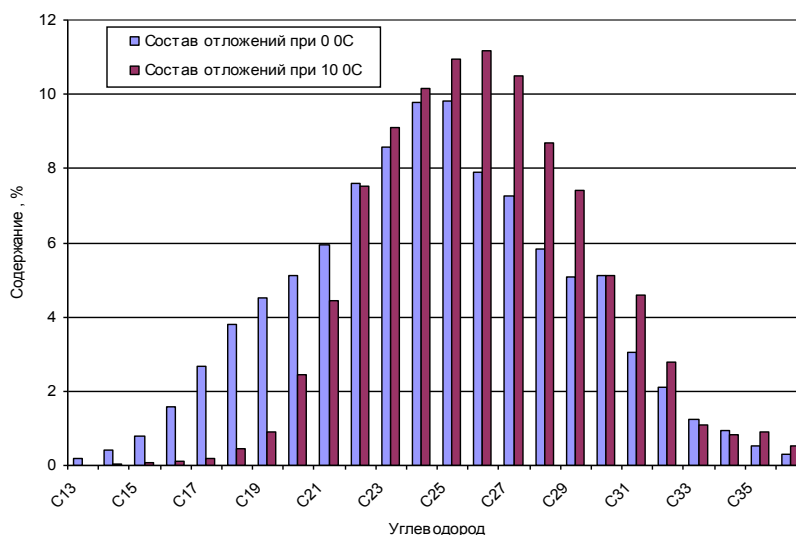


Рисунок 8 – Состав парафинов, выделившихся на холодном стержне при температуре 0 и 10 °C из нефти Инзырейского месторождения

Учитывая высокие эмульсионные свойства нефтей исследуемых месторождений, была выявлена степень влияния деэмульгаторов на свойства депрессаторов, т.е. на



температуру потери текучести и реологические свойства смеси нефтей указанных месторождений. Эффективность деэмульгаторов оценивалась экспресс - методом в режиме статического отстоя, при соблюдении условия, чем выше скорость отделения воды и больше её объем, тем эффективнее деэмульгатор.

Установлено взаимовлияние депрессаторов различной концентрации ДПП – 1 (от 500 до 3000 г/т) и FlexoilWM 1740 (от 40 до 150 г/т) и деэмульгаторов ДИН-2Д и СНПХ-4460 (концентрацией 50г/т). Зависимости температуры потери текучести нефти от концентрации депрессатора ДПП-1, приведенные на рисунке 9, свидетельствуют об отсутствии влияния исследуемых реагентов друг на друга и то, что в промысловых условиях их можно применять совместно без осложнений.

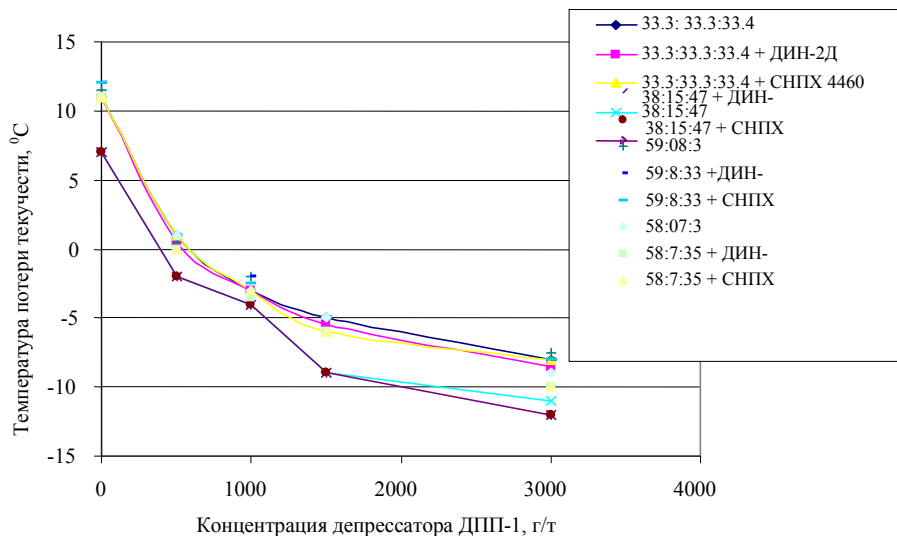


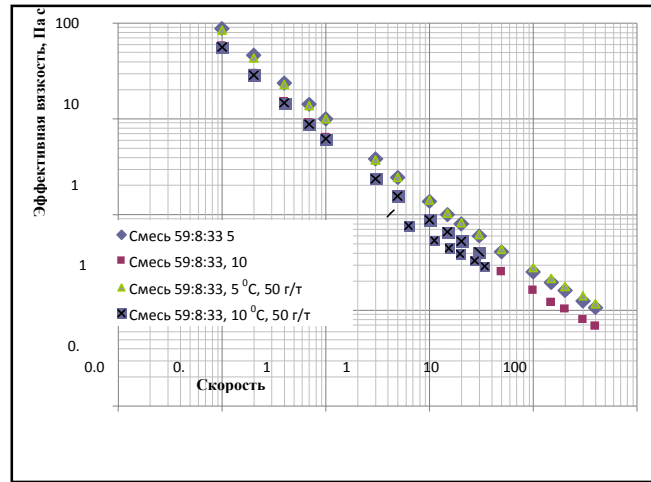
Рисунок 9 - Зависимость температуры потери текучести смеси нефтей от концентрации депрессатора ДПП-1

Кроме того, определено влияние деэмульгатора на реологические свойства смеси нефтей, используя сдвиговый тест.

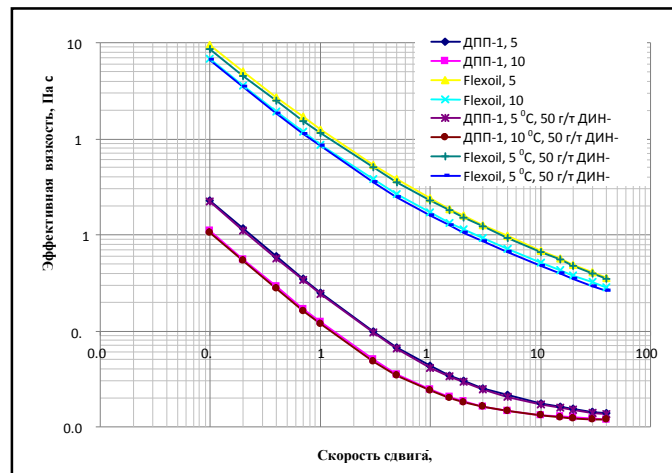
Результаты исследований, представленные на рисунке 10, показывают, что деэмульгатор ДИН-2Д не оказывает влияния на реологические свойства смеси нефтей Инзырейского, Колвинского и Средне Харьягинского месторождений при температурах 5 и 10 °C, а так же не изменяет указанные свойства в присутствии депрессатора.

Учитывая экспериментально подтвержденный факт, что ряд депрессаторов проявили ингибирующие свойства, было определено влияние деэмульгаторов ДИН-2Д и СНПХ-4460 на ингибиторы АСПО - СНПХ-7920, НТХ-И, ДПП-1, Прошинор АР 104.

Деэмульгаторы увеличивают эффективность действия ингибиторов на 2-4 пункта при обводнённости не выше 10%. Учёт данного факта позволяет рекомендовать ДПП-1, FlexoilWM 1740, ДИН-2Д, СНПХ-4460, СНПХ- 7920 и ингибиторы серии Прошинор для применения в системе сбора продукции с минимальными осложнениями.



А



Б

Рисунок 10 - Влияние деэмульгатора ДИН-2Д на эффективную вязкость смеси нефти Колвинского, Инзырейского и Средне Харьягинского месторождений А – в отсутствии депрессатора; Б - в присутствии депрессаторов ДПП-1 и FlexoilWM 1470

В **пятой главе** приведён расчёт глубины начала формирования АСПО, выполненный на примере скважины 613 Инзырейского месторождения. При построении распределения температуры насыщения нефти парафинами по глубине скважины была использована зависимость М.С. Турбакова:

$$t_{н.скв} = t_{нд} + A_1 \frac{p_t}{p_{нас}} - A_2 \frac{\Gamma_t}{\Gamma_0}, \quad (4)$$

где:  $A_1$  и  $A_2$  – корреляционные коэффициенты, определяемые для конкретного объекта разработки на основе лабораторных исследований;  $p_t$  – давление в скважине;  $p_{нас}$  – давление насыщения нефти;  $\Gamma_t$  – газонасыщенность нефти при  $p_t$  и  $T_t$ ;  $T_t$  – температура ГЖС в скважине,  $\Gamma_0$  – газонасыщенность пластовой нефти;  $t_{н.скв}$  – температура насыщения нефти парафинами при  $p_t$  и  $T_t$ ;  $t_{нд}$  – температура насыщения парафинами дегазированной нефти.

Температура насыщения дегазированной нефти парафином ( $t_{нд}$ ) в нормальных

условиях определялась по методике РН -УфаНИПИнефть:

$$t_{но} = 38 - 1,91 \frac{y_A + y_S}{y_P}, \quad (5)$$

где:  $y_A$ ,  $y_S$ ,  $y_P$  – процентные доли асфальтенов, смол и парафинов, содержащихся в разгазированной нефти.

Расчётная величина составила 33,8 °С, для сравнения, данный параметр, полученный лабораторным путём - 32,1 °С, т.е. расхождение не превышает 5,6%, что подтверждает возможность использования формулы (5) для условий Инзырейского месторождения. Для определения других параметров из формулы (5), таких как давление в скважине, газонасыщенность нефти в произвольной точке скважины, выполнен расчёт распределения указанных параметров по стволу скважины. Распределение температуры по стволу скважины 613 приведено на рисунке 11. Установлено, что устьевая температура  $T_y = 18$  °С,  $T_{вых} = 54,3$  °С.

Для определения глубины начала формирования АСПО рассчитана температура насыщения нефти парафином для различных сечений скважины. Совмещение кривых распределения температуры насыщения нефти парафинами и температуры потока определило точку пересечения этих кривых, соответствующую глубине начала формирования АСПО равной 820 метрам в скважине 613 Инзырейского месторождения (рисунок 12).

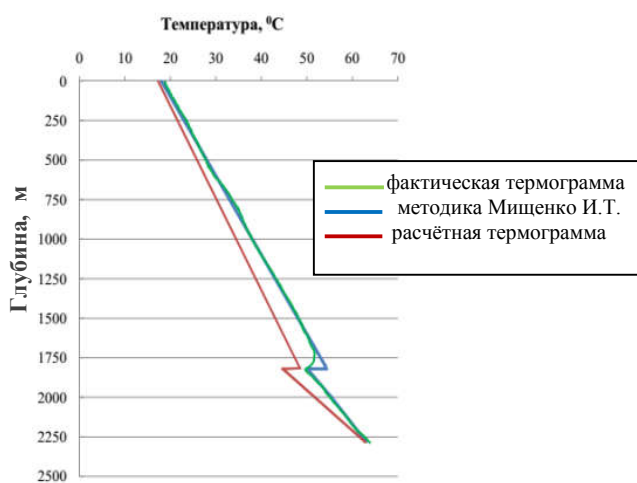


Рисунок 11 – Распределение температуры по стволу скважины 613 Инзырейского месторождения

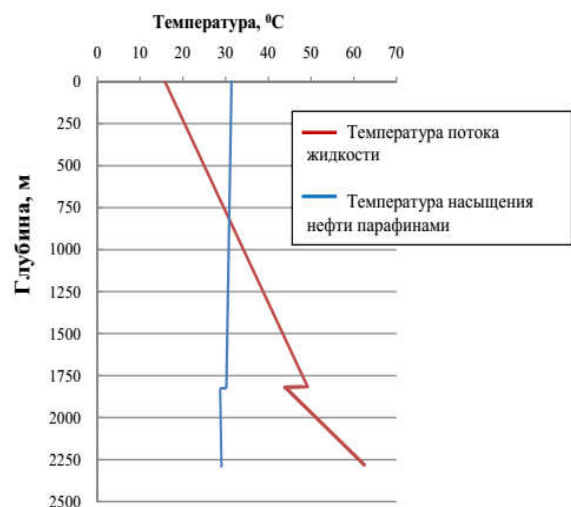


Рисунок 12 – Определение глубины начала формирования АСПО в скважине 613 Инзырейского месторождения

Предложенная методика была использована при расчёте глубины начала формирования АСПО 15 скважин того же месторождения. Для конкретного объекта глубина начала формирования АСПО изменялась от 430 до 1320 м. Установлена зависимость влияния дебитов скважин на глубину начала образования АСПО - снижение глубины начала формирования АСПО с ростом дебита скважин, в среднем отмечается снижение на 11 метров, при увеличении дебита на 1 м<sup>3</sup>/сут.

Уменьшение рисков осложнений за счёт выпадения АСПО можно достичь путём обоснования парафинобезопасного дебита. Расчёт данного параметра выполнялся для скважины 613 Инзырейского месторождения по формуле:

$$Q_{нб} = 20 \cdot d_{вн}^{2,67} \cdot 24 \cdot 3600 \cdot \lg[(0,034 + 0,79 \cdot \Gamma \cdot \cos \theta) \cdot L_{сн} / (T_{нн} - T_{нн})], \quad (6)$$

где:  $d_{вн}$  – внутренний диаметр колонны НКТ, м;  $\Gamma$  – газосодержание пластовой нефти, м<sup>3</sup>/т;  $\theta$  – средняя величина наклона ствола скважины, град;  $L_{сн}$  – глубина спуска насоса, м;  $T_{нн}$  – температура на приёме насоса, К;  $T_{нн}$  – температура насыщения нефти парафинами, К.

Прогнозный парафинобезопасный дебит для указанной скважины составил 71 м<sup>3</sup>/сут, для сравнения фактический дебит по данной скважине 34,3 м<sup>3</sup>/сут. Полученный прогнозный параметр позволяет регулировать показатели разработки и увеличивать МРП скважин по причине образования АСПО.

Также важнейшим показателем, контролируемым в промысловых условиях является скорость отложения АСПО. Определялось время полного перекрытия НКТ по методике Ш.К. Гиматудинова, составившее для скважины 613 Инзырейского месторождения 79,6 суток, затем скорость роста АСПО на внутренней поверхности НКТ - 0,514 мм/сут.

Условия сбора продукции скважин в систему СНПХ «Харьяга» предусматривают совместную транспортировку смеси нефтей различной вязкости и обуславливают необходимость моделирования процесса с целью прогнозирования вязкостных характеристик как смеси нефтей, так и каждой из них по отдельности, установления оптимальных отношений объёмов нефтей, учитывая наличие интенсивных процессов формирования АСПО и их накопления на внутренней поверхности трубопровода. В связи с этим возникает проблема предупреждения парафинообразования в трубопроводе и обоснование реагентов, препятствующих проявлению указанных процессов.

Для расчёта вязкостных характеристик смесей нефтей Инзырейского, Колвинского и Средне-Харьягинского месторождений использовалось свойство аддитивности их вязкости, т.е. соблюдалось условие, при котором искомая вязкость смеси будет равна сумме парциальных вязкостей каждой нефти:

$$\eta_{mix} = \sum_{i=1}^n x_i \cdot \eta_i, \quad (7)$$

где  $x_i$  – объёмная доля нефти в смеси,  $\eta_i$  – эффективная вязкость нефти, Па·с.

Расчёт вязкости для смеси выполнен по уравнению:

$$\eta = \frac{\sum_{i=1}^n x_i \cdot \tau_0^i}{\gamma} + \sum_{i=1}^n x_i \cdot K^i \gamma^{(n_i-1)}, \quad (8)$$

где:  $K$  – консистентность (Па·с), мера консистенции жидкости;  $n$  – показатель неньютоновости – характеризует степень неньютоновского поведения раствора (чем

больше  $n$  отличается от 1, тем выше проявление неньютоновских свойств);  $\tau_0$  - предельное напряжение сдвига - характеризует величину внешней энергии, необходимой для начала течения жидкости;  $\dot{\gamma}$  - относительная деформация сдвига.

Для выполнения расчётов по формуле (8) были определены реологические параметры нефтей всех исследуемых месторождений, такие как: предельное напряжение сдвига, консистентность, показатель неньютоновости в диапазоне температур от 0 до 50 °С.

С целью предотвращения образования отложений в смеси нефтей были исследованы депрессаторы ДПП-1 и FlexoilWM 1740, ранее проявившие для индивидуальных нефтей высокие депрессорные свойства, выраженные снижением вязкости и температуры потери текучести.

Для расчёта вязкостных характеристик и напряжения сдвига смесей нефтей в присутствии депрессатора и при его отсутствии, предложены регрессионные уравнения, определяющие эффективную вязкость, напряжение сдвига, а также вязкость при скорости сдвига 15,3 с<sup>-1</sup>, соответствующие характеристикам перекачиваемой нефти до пункта сбора нефти (ПСН) «Харьяга», т.е. на участке УПН «Колва» - ПСН «Мусюршор».

Предложенные зависимости установлены для различных температур и концентраций реагентов. В таблице 6 частично приведены регрессионные уравнения для Инзырейского месторождения, в присутствии депрессора и в его отсутствии. Приведённые в таблице прогнозные параметры эффективной вязкости и напряжения сдвига могут быть использованы при моделировании процесса транспортировки нефти различной вязкости.

Таблица 6 – Уравнения для расчета вязкости нефти Инзырейского месторождения и напряжения сдвига

Депрессор, концентрация, г/т	T, °С	Эффективная вязкость, Па·с	Напряжение сдвига, Па	Вязкость при скорости сдвига 15,3 с <sup>-1</sup> , Па·с
0	0	$\eta = \frac{75,4}{\dot{\gamma}} + 71,3 \cdot \dot{\gamma}^{-0,68}$	$\tau = 75,4 + 71,3 \cdot \dot{\gamma}^{0,32}$	16,1
	10	$\eta = \frac{37,8}{\dot{\gamma}} + 11,2 \cdot \dot{\gamma}^{-0,57}$	$\tau = 37,8 + 11,2 \cdot \dot{\gamma}^{0,43}$	4,84
	15	$\eta = \frac{18,2}{\dot{\gamma}} + 5,73 \cdot \dot{\gamma}^{-0,49}$	$\tau = 18,2 + 5,73 \cdot \dot{\gamma}^{0,49}$	2,69
	35	$\eta = \frac{0,0022}{\dot{\gamma}} + 0,036 \cdot \dot{\gamma}^{-0,19}$	$\tau = 0,0022 + 0,036 \cdot \dot{\gamma}^{0,81}$	0,0216
300	0	$\eta = \frac{61,2}{\dot{\gamma}} + 28,4 \cdot \dot{\gamma}^{-0,49}$	$\tau = 61,2 + 28,4 \cdot \dot{\gamma}^{0,51}$	11,5
	10	$\eta = \frac{29,3}{\dot{\gamma}} + 5,12 \cdot \dot{\gamma}^{-0,33}$	$\tau = 29,3 + 5,12 \cdot \dot{\gamma}^{0,67}$	3,99
	15	$\eta = \frac{10,8}{\dot{\gamma}} + 4,16 \cdot \dot{\gamma}^{-0,32}$	$\tau = 10,8 + 4,16 \cdot \dot{\gamma}^{0,68}$	2,44
	35	$\eta = \frac{0,00201}{\dot{\gamma}} + 0,024 \cdot \dot{\gamma}^{-0,16}$	$\tau = 0,00201 + 0,024 \cdot \dot{\gamma}^{0,84}$	0,019

Поставленная практическая задача, с точки зрения смешивания нефтей различной вязкости, предусматривает вязкость смеси нефтей при 5 °С не выше 40 мм<sup>2</sup>/с

и температуру потери текучести не выше 2 °С, выполняется только в присутствии депрессатора ДПП-1, его концентрация 3000 г/т обеспечивает необходимый результат. Другие, ранее изученные депрессаторы, не позволяют достичь заданных свойств.

При сдаче в магистральный трубопровод ООО «Лукойл–Коми», смесь нефтей Инзырейского, Колвинского и Средне-Харьягинского месторождений при 5 °С будет иметь вязкость 9980 мПа/с и не соответствовать требованиям. Необходимый показатель можно достичь добавлением депрессатора ДПП-1 концентрацией 3000 г/т, динамическая вязкость смеси при этом будет 33,4 мПа·с, кинематическая - 37,1 мм<sup>2</sup>/с.

Прогнозирование формирования АСПО в системе трубопровода следует проводить с учётом аддитивности свойств вязкости, возникающие при смешивании нефтей, а также учитывая концентрации обоснованных депрессаторов для составляющей компоненты транспортируемой смеси.

В главе приведён алгоритм принятия решений по повышению успешности применения технологий борьбы с АСПО на основе рекомендуемых составов. Рассмотрены два способа ввода комплексной присадки ДПП-1 в скважину: постоянная дозировка с помощью специальных устройств и периодическая закачка с последующей процедурой циркуляции. Постоянную дозировку ДПП-1 с использованием специальных дозирующих устройств следует проводить по капиллярному кабелю или бронированной капиллярной трубке, спускаемой на забой фонтанной, либо до приёма насоса механизированной скважины. Начало дозирования реагента в скважину осуществляется одновременно с запуском её в работу после предварительной подготовки. В течении двух дней присадку подают в режиме «ударной дозировки», с последующим снижением расхода до оптимальных значений дозирования, предусмотренных технологическим процессом.

При отсутствии кабеля с капиллярной трубкой или дозатора обработка скважины осуществляется по технологии «периодической закачки реагента» в межтрубное пространство с последующей циркуляцией. Периодичность обработки скважины по данной технологии должна составлять 1 раз в 7-10 суток и может быть уточнена в ходе проведения опытно – промысловых испытаний.

Комплексная присадка ДПП-1 может проявлять депрессорные свойства и её рекомендуется использовать при транспортировке нефти в системе трубопроводов. Однако, эффективность её применения зависит от обводнённости нефти, её температуры, предварительного растворения реагента в растворителе и температуры получившейся смеси. Температура нефти перед вводом присадки на 10-12 °С должна быть выше температуры растворения парафинов, содержащихся в нефти. Целесообразность в данном подходе возникает из-за необходимости предварительного растворения парафинов, наличие которых снижает эффективность применения присадки.

Таким образом, учитывая наличие депрессорных и ингибирующих свойств реагента ДПП-1, обоснованы рекомендации его применения с целью регулирования реологических свойств нефтей различной вязкости при условии их совместной транспортировки в системе трубопроводов.

## ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ И РЕЗУЛЬТАТЫ

1 Обобщены экспериментальные, теоретические и промышленные исследования применения химических методов борьбы с АСПО. Установлены приоритетные направления поиска химических реагентов комплексного воздействия с целью предотвращения образования отложений с различным групповым составом АСПО, достигаемого путём образования на поверхности НКТ гидрофильной плёнки, адсорбцией молекул на кристаллах парафина, образованием тонкодисперсной системы в потоке жидкости. Предложен алгоритм принятия решения по подбору реагентов, предотвращающих образование АСПО на поверхности нефтепромышленного оборудования.

2 Определены факторы, влияющие на формирование и интенсивность накопления АСПО, степень их влияния на процесс. Снижение давления, температуры, скорости движения потока и повышение обводнённости в диапазоне 40-80% интенсифицируют процессы образования АСПО; уменьшение газонасыщенности приводит к образованию структурированных и тугоплавких отложений в условиях месторождений Республики Коми.

3 Предложены методические рекомендации по выбору комплексных составов с депрессорными, модификационными, диспергирующими, смачивающими и деэмульгирующими свойствами с учётом синергетизма процессов и установления температуры структурных переходов с целью предотвращения образования отложений и конгломерации, на основе особенностей их формирования для Инзырейского месторождения.

4 В ходе экспериментов установлены степень влияния деэмульгаторов ДИН-2Д и СНПХ-4460 на температуру потери текучести и реологические свойства высоковязких смолистых и маловязких парафинистых нефтей, а также их смеси. Подтверждено отсутствие негативного влияния деэмульгатора ДИН-2Д на реологические свойства нефти и усиление его действия на депрессор ДПП-1 (не более 2-4% при обводнённости до 10%) для высоковязкой смолистой нефти Инзырейского месторождения и маловязкой парафинистой нефти Средне-Харьягинского месторождения.

5 Выполнено тестирование отмывающей способности растворителей (СНПХ 7014А, ForesSA-30, Пральт-НК, Аспор 1А, РКД МФ, Нефрас АСПО, Нефрас-М С5, СНПХ 7870В, Алдинол-50, Аспор 1Б, Р-018и др.) АСПО Инзырейского месторождения с использованием бально-рейтинговой системы оценки эффективности реагентов по степени и скорости растворения отложений. Реагенты СНПХ 7014А и ForesSA-30, показавшие моющую способность выше 50%, рекомендованы к проведению промышленных испытаний.

6 При смешивании нефтей различной вязкости в системе сбора ПСН «Харьяга», осуществлено прогнозирование вязкостных характеристик смесей нефтей, количества отложений и его распределение в нефтепромышленном оборудовании, на основе регрессионных уравнений вязкости и скорости сдвига в присутствии депрессора при температурах 0-50 °С с учётом аддитивных свойств вязкости. В присутствии ДПП-1 с дозировкой 2000 г/т вязкость смеси нефтей составляет 172,2 мПа с, при 3000 г/т – 33,4 мПа с.

7 Обоснована методология расчёта параметров формирования и накопления АСПО и технологические приёмы реализации депрессорной присадки ДПП-1 и растворителей

СНПХ 7014А и ForesSA-30 при добыче и сборе скважинной продукции Инзырейского, Колвинского и Средне-Харьгагинского месторождений с учётом формирования и накопления АСПО в нефтепромысловом оборудовании.

**Основные результаты диссертации опубликованы в следующих научных трудах:**

*в изданиях, рекомендованных ВАК Минобрнауки РФ:*

1. Шадрина П.Н., Фархутдинова Л.И., Волошин А.И., Ленченкова Л.Е. Методические аспекты обеспечения фазовой стабильности нефтепромысловых флюидов при добыче, транспортировке и подготовке нефти// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». -2015.- №6.-С.218-233. URL: [http://ogbus.ru/issues/6\\_2015/ogbus\\_6\\_2015\\_p218-233\\_ShadrinaPN\\_ru.pdf](http://ogbus.ru/issues/6_2015/ogbus_6_2015_p218-233_ShadrinaPN_ru.pdf).

2. Шадрина П.Н., Фархутдинова Л.И., Волошин А.И., Ленченкова Л.Е. Обоснование применения депрессоров для смесей различных высоковязких нефтей при их совместной транспортировке // Нефтегазовое дело. - 2015. -том 13. - №3. – С. 37-42

3. Шадрина П.Н., Волошин А.И., Ленченкова Л.Е., Мочалкин Д.С. Методология подбора реагентов для ингибирования высокопарафинистых нефтей // Нефтегазовое дело. - 2016. -том 14. - №4. – С. 64-68.

*в других изданиях:*

4. Шадрина П.Н., Волошин А.И., Ленченкова Л.Е. Подбор ингибиторов с регулируемыми свойствами предотвращения выпадения парафина при транспортировке нефтей различной вязкости// Электронный научный журнал «Нефтегазовая провинция». – 2016. - №1. – С.83-97

5. Ленченкова Л.Е., Шадрина П.Н., Мочалкин Д.С., Волошин А.И., Ленченков Н.С. Прогнозирование реологических характеристик смесей нефтей различной вязкости при их совместной транспортировке// материалы международной научной конференции «Наукоёмкие технологии в решении проблем нефтегазового комплекса».- Уфа: РИЦ БашГУ, 2016 – С. 13

6. Л.И. Фархутдинова, Л.Е. Ленченкова, А.И. Волошин, В.В. Рагулин, П.Н. Шадрина, А.Р. Ахтямов. Предупреждение образования отложений парафина в технологических процессах добычи и транспорта высокопарафинистой нефти// В сб. трудов международной научно- технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле – 2015», в 2 т. Т.1. – Уфа: Аркаим, 2015. – 412 с.

7. Л.И. Фархутдинова, Л.Е. Ленченкова, П.Н. Шадрина Анализ эффективности ингибиторов парафиноотложений и технологий их использования для предупреждения образования АСПО в технологических процессах добычи и транспорта нефти// Материалы VII Международной научно-практической конференции молодых ученых «Актуальные проблемы науки и техники-2014». - Уфа: РИЦ УГНТУ, - 2014. - С. 110-111

8. Каракаев Д. З., Шадрина П.Н., Гафаров Ш.А. Использование результатов кинетических исследований для оценки эффективности растворителей АСПО // 65-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ : сб. материалов конф. / УГНТУ. - Уфа, 2014. - Кн. 1. - С. 130-131.

9. Шадрина П. Н., Фархутдинова Л.И. Подбор депрессантов и норм их дозировки, необходимых для поддержания реологических свойств нефти Яро- Яхинского и Самбургского нефтегазоконденсатных месторождений // 65-я научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ : сб. материалов конф. / УГНТУ. - Уфа, 2014. - Кн. 1. - С. 139-140.

10.Л.Е. Ленченкова, А.И. Волошин, П.Н. Шадрина, Л.И. Фархутдинова Обоснование технологического процесса и подбора реагентов для предупреждения образования АСПО из лёгких нефтей при их транспортировке // Материалы IV Всероссийской научно – практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии».- Уфа: Изд-во БашНИПИнефть, 2014. – С. 67-68.

11.Л.Е. Ленченкова, А.И. Волошин, П.Н. Шадрина, Л.И. Фархутдинова Подбор реагентов регулирующих реологические свойства высоковязких парафинистых нефтей для обеспечения её транспортировки по трубопроводам // Материалы V Всероссийской научно – практической конференции «Практические аспекты нефтепромысловой химии».- Уфа: Изд-во БашНИПИнефть, 2015. – С. 149.