

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности работы скважин в условиях осложненных содержанием асфальтосмолопарафиновых отложений на X нефтяном месторождении (Томская область) УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Вавилов Владимир Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	Кандидат химических наук		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Трубченко Татьяна Григорьевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2a) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	<i>документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов</i>	<i>(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)</i>

Школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:

Руководитель ООП

_____ Максимова Ю.А.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Вавилову Владимиру Олеговичу

Тема работы:

Повышение эффективности работы скважин в условиях осложненных содержанием асфальтосмолопарафиновых отложений на X нефтяном месторождении (Томская область)

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

Пакет технологической информации по X месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, фондовая и периодическая литература.

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Основные факторы и механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений, технологии предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, анализ методов применяемых на X месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Общие сведения об асфальтосмолопарафиновых осложнениях, причины образования и способы предупреждения и борьбы с ними»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Трубченко Татьяна Григорьевна
«Социальная ответственность»	Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
---	--

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	Кандидат химических наук		
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Вавилов Владимир Олегович		

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Уровень образования Бакалавриат

Отделение нефтегазовое дело

Период выполнения весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН)
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы: _____

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
	Обзор литературы по заданной тематике	15
	Анализ особенностей осложняющих факторов при эксплуатации добывающих скважин на нефтегазоконденсатном месторождении	25
	Техническая часть	25
	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
	Социальная ответственность	15

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	Кандидат химических наук		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит: 81 страницу, 7 рисунков, 15 таблиц, 31 использованный источник.

Ключевые слова: нефть, скважина, асфальтосмолопарафиновые отложения, метод борьбы, УЭЦН, скребкование, асфальтены, парафины, месторождение, осложнения, кристаллизация парафинов, полимерное покрытие, депарафинизация, обработка скважины.

Объектом исследования являются методы предупреждения и устранения асфальтосмолопарафиновых отложений на X нефтяном месторождении.

Цель работы – анализ методов по предотвращению образования АСПО, рекомендации по повышению эффективности проведения подобных работ для данных промысловых условий.

В процессе работы была изучена эффективность применяемых методов, а также было предложено внедрение новых технологий.

Область применения: месторождения нефти и газа, имеющие осложнения в виде асфальтосмолопарафиновых отложений.

В результате работы выявлена теоретическая эффективность и необходимость проведения опытно-промышленных испытаний.

Экономическая эффективность работы: использование комплексных методов борьбы с АСПО позволяет увеличить дебиты нефтяных скважин, оптимизировать работу УЭЦН, позволяет увеличить межремонтный период работы скважин, тем самым повысить общее количество добытой нефти производства и приумножить прибыль.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2016, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

АСВ – асфальто-смолистые вещества

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ГО – горячая обработка

ДВА – диаграмма выпадения асфальтенов

МОП – межочистной период

НДС – нефтяные дисперсные системы

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ПАВ – поверхностно-активные вещества

ПУ – парафиновые углеводороды

САК – смолисто-асфальтеновые компоненты

УПС – установка подогрева скважин

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

Оглавление

Введение	3
ЧАСТЬ 1 Состояние проблемы борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений в различных геолого-физических условиях.....	5
1.1 Современные взгляды на проблемы АСПО. Факторы, влияющие на образование АСПО	7
1.2 Теоретическое обоснование применения комплексных композиций для ингибирования АСПО.....	11
1.3 Опыт реализации технологии удаления АСПО и предупреждения их образования	14
1.4 Способы оценки эффективности действия ингибиторов	15
1.5 Моделирование процессов образования АСПО на нефтепромысловом оборудовании	16
ЧАСТЬ 2 Обоснование подбора эффективных композиций, предупреждающих образование АСПО	17
2.1 Обоснование ингибиторов парафиноотложения с целью предотвращения образования АСПО в условиях X месторождения.....	17
2.2 Подбор растворителей АСПО и установление их рейтинга для условий X месторождения	22
ЧАСТЬ 3 Обоснование методологии расчетов параметров формирования и накопления АСПО в скважинах, системе нефтесбора и реализации реагентов в промысловых условиях.....	26
3.1 Расчет глубины начала формирования АСПО, скорости его накопления на внутренней поверхности НКТ и парафинобезопасного дебита на примере скважины 30-Р X месторождения	26
3.2 Технология закачки комплексной присадки ДПП-1 в скважинное оборудование с целью ингибирования АСПО	39
3.3 Технология растворения АСПО при помощи скважинного контейнера с твердым реагентом (КСТР).....	44

ЧАСТЬ 4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	49
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта.....	49
4.2 Анализ конкурентных техничеких решений	50
4.3 SWOT-анализ.....	52
4.4 Планирование выполнения работ по проекту и формирование бюджета проектной работы.....	54
ЧАСТЬ 5 Социальная ответственность	62
5.1 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ.....	62
5.2 Производственная безопасность	64
5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов.....	64
5.3 Экологическая безопасность	70
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	73
Заключение.....	76
Список литературы	78

Введение

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.

Обострение проблемы АСПО в последние годы привело к активизации исследований в данном направлении.

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.

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.

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.

ЧАСТЬ 1 СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ БОРЬБЫ С ОБРАЗОВАНИЕМ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

При употреблении термина «борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО)» обычно подразумевают два вида мероприятий: методы, ингибирующие отложения, т. е. блокирующие их образование; как правило, это применение защитных покрытий; химические методы (модификаторы, смачиватели, диспергаторы, депрессорные присадки); физические методы (ультразвуковые, воздействие магнитных полей, вибрационные). Второй метод связан с растворением уже образовавшихся АСПО. Для указанных целей преимущественно применяются следующие воздействия: тепловые методы (промывка горячей водой, нефтью или паром, индукционные нагреватели), механически (скребки, скребки-центраторы), химические (растворители, ингибиторы, депрессоры и т.д.).

Изучением механизма воздействия ингибиторов с целью предотвращения образования АСПО в призабойной зоне пласта (ПЗП) и на подземном оборудовании скважин занимались в течение последних 40 лет [1, 2]. Однако проблема далека от завершения и остается актуальной до настоящего времени. Объясняется это тем, что вводятся в разработку новые месторождения с ухудшенными коллекторскими свойствами, в том числе с аномально высокой насыщенностью пластовой нефти парафиновыми углеводородами, а также высокой температурой застывания нефти. Известно, что при вскрытии пласта указанных объектов из-за нарушения его термобарических условий образуются твёрдые АСПО на подземном и наземном оборудовании скважин и непосредственно в пласте.

Рассмотрим некоторые, наиболее эффективные методы в отдельности. Так, механические методы предупреждения образования АСПО связаны с использованием труб с покрытием из эмали, стекла, полимеров, бакелитно-эпоксидных смол, скребков различной конструкции.

Тепловые методы, применяемые для очистки насосно-компрессорных труб (НКТ) от отложений АСПО основаны на поддержании температуры нефти выше температуры выпадения парафиновых отложений [3, 4].

В работе [5] предложено устройство для очистки внутренней поверхности труб от отложений АСПО, снабженное роторным механизмом, имеющее режущие и калибрующие резцы. Для усиления основной подачи гидромеханического устройства предложен толкатель, совместная работа которых повышает эффективность процесса очистки от отложений [6].

В последние годы широко применяются магнитные методы борьбы с АСПО.

В работе [7] представлены результаты экспериментальных работ, определяющие влияние на вязкость нефти указанного месторождения магнитного поля. Показано, что вязкость нефти с данных отложений снижается с повышением величины магнитной индукции, что не характерно для вязкости с юрских отложений. Полученный факт связан с тем, что в карбонатных отложениях палеозоя по данным К. И. Багрицевой, А. Н. Дмитриевского, Р. А. Бочко, содержатся анкерит и сидерит, являющиеся ожелезненными минералами, способными намагничиваться при воздействии естественного магнитного поля Земли, т.е. приобретать начальную остаточную намагниченность [8].

Исследования, определяющие влияние магнитного поля на температуру насыщения нефти парафинами рассматриваемого объекта проводили на установке Flass, позволяющей изучить процессы образования и выпадения асфальтенов, смол и парафинов в нефти при моделируемых термобарических условиях конкретного объекта. Указанная установка включает следующее оборудование: микроскоп высокого давления для визуализации осаждения АСПО и последующей идентификации размеров частичек асфальтенов и кристаллов парафина; лазерную систему установления твердых частичек на основе учета условий начала процесса осаждения их в пластовой среде; систему фильтрации,

позволяющую определить при различных термобарических условиях количество асфальтенов и парафина в образце флюида. Используя данные по скважине 216 Г куста 4 Урманского месторождения, было определено оптимальное давление насыщения пластовым газом, составляющее 3,27 МПа, с целью последующего изучения изменения свойств нефти при изменении температуры от пластовой температуры 105°С до 20 °С. Была определена температура, при которой начинает выпадать парафин и резко снижается интенсивность пучка света от лазерной установки. Авторами сделан вывод, что при снижении температуры интенсивность света лазерного луча, проходящего через образец ненамагниченной нефти, резко снижается при 80,5°С, а после магнитного воздействия на другой образец нефти (одного и того же месторождения) интенсивность света снижается при температуре 92,3 °С. Если учитывать то обстоятельство, что температура насыщения нефти парафином палеозойских отложений Урманского месторождения составляет 80,5 °С, можно сделать вывод, что магнитное воздействие повышает температуру на 11,8°С, т.е. получен эффект роста температуры насыщения нефти парафином при её омагничивании, и это следует, учитывать при выборе режимов работы скважин при условии естественной намагниченности подземного оборудования.

1.1 Современные взгляды на проблемы АСПО. Факторы, влияющие на образование АСПО

Выбор оптимальных методов борьбы с АСПО или предотвращение их образования зависит от многочисленных факторов, в том числе от способа добычи нефти, термобарических условий разработки, состава и свойств пластовых флюидов.

На сегодняшний день практически выявлены все факторы, оказывающие влияние на образование АСПО, основными из которых, являются следующие:

- интенсивное газопроявление;
- снижение температуры в пласте и стволе скважины;

- уменьшение давления в призабойной зоне пласта
- снижение скорости движения углеводородных флюидов
- соотношение объемов нефти
- компонентный состав нефти и газа в каждой фазе системы.

Учитывая непрерывно меняющийся характер движения флюидов, как в самой скважине, так и в системе сбора и подготовке продукции скважин, количество и состав АСПО постоянно меняется, создавая тем самым значительные сложности по всему пути движения нефти от забоя до её сбора и подготовки.

Отложения АСПО в скважине могут происходить на различной глубине вдоль ствола скважины и зависят от режимов её работы. Как было отмечено ранее, существенную роль играет температура пласта и её последующее изменение в результате вскрытия пласта скважиной. Так, с понижением температуры и дегазацией нефти, её растворяющая способность снижается (по отношению к парафинам). Интенсивность теплопотерь зависит от величины характеризующей разницу между температурой углеводородов и окружающей среды на установленной глубине и теплопроводности заколонного перетока [9].

Промысловая практика свидетельствует, что АСПО преимущественно накапливаются на НКТ, трубопроводах, ведущих к системе сбора, в резервуарах для подготовки продукции. Причем в выкидных линиях, находящихся на поверхности, образование АСПО заметно усиливается в холодное время года, т.е. в период, когда температура окружающей среды снижается ниже температуры углеводородного флюида [10].

В работах [11-14] было отмечено влияние химического состава нефти на процессы образования и предотвращения отложений парафинов, смол, асфальтенов, и предложены пути поиска технологий, направленных на снижение проблемы, связанной с формированием АСПО на всем пути движения нефти из пласта на поверхность, и дальнейшее её движение по системе трубопроводов и резервуаров.

Многочисленные эксперименты с изучением химического состава

АСПО, полученные с различных месторождений, подтвердили наличие зависимости от компонентного и группового состава углеводородов, добываемых на конкретных скважинах. Кроме того, установлена закономерность, что чем больше в АСПО доля асфальтенов и смол, тем меньше содержание парафина.

Данная закономерность объясняется характером взаимовлияния смол, асфальтенов и парафинов до момента их выпадения из нефти и их формирования в виде единого отложения [15]. В ходе экспериментальных исследований было показано, что парафин до того момента, как ему выпадать в отложения, структурируется в виде сплошной решетки, путем присоединения кристаллов друг к другу. В таком состоянии парафин способен «прилипнуть» к металлическим поверхностям труб с особой интенсивностью. Хотя, если в нефти высокое содержание асфальтенов, выше 4 %, проявляются их депрессорные свойства. В этом случае, асфальтены выступают в роли центрального зародыша, а молекулы парафина принимают участие в кристаллизации с асфальтенами посредством алкильных цепочек, образуя точечную структуру, а не сплошную решетку. В конечном итоге парафин, по-видимому перераспределяется между центрами, сформированными из асфальтенов, и самостоятельное выпадение парафинов происходит со значительно меньшей интенсивностью. Что касается смол, то они благодаря своему строению, создают предпосылки первоочередного формирования ленточных конгломератов из парафиновых кристаллов и их налипания на поверхность труб.

Кроме того, наличие смол оказывает влияние на температуру насыщения нефти парафином, с ростом их массового содержания в нефти, указанная величина возрастает [16], и наоборот выглядит рассматриваемый процесс для асфальтенов. Температура насыщения нефти парафином обратно пропорциональна массовой концентрации асфальтенов. Таким образом, накопление в отложениях парафиновой части зависит от концентрации и соотношения асфальтенов (А) и смол (С) в составе нефти. Причем установлено,

что с увеличением отношения А к С температура насыщения нефти парафином снижается, т.к. ассоциаты асфальтенов не так стабильны из-за дефицита смол, выступающих в данном случае в роли стабилизирующего компонента. В связи с обнаружением данной закономерности, становится ясным, почему процесс кристаллизации парафинов подавляется ассоциатами, т.е. парафинонакопление не осуществляется. При условии незначительных значений отношения А/С, температура насыщения нефти парафином растет, т.е. асфальтены не будут заметно влиять на интенсивность выпадения из нефти парафина.

При обосновании методов разрушения АСПО или предотвращения их образования особую значимость приобретают вопросы, касающиеся выяснения состава и свойств АСПО. АСПО, по мнению всех исследователей, это сложный структурированный состав, а не банальная композиция из асфальтенов, смол и парафинов. Система представлена ядром из асфальтенов, окруженным сорбционно-сольватным слоем из нефтяных смол. Асфальтосмолистые соединения (АСС) имеют гибридное строение, состоящее из гетероциклических соединений. В состав АСС, кроме указанных веществ входят сера, кислород, азот и металлы. Почти 98% АСС представлены ароматическими и нафтеновыми структурами.

Компонентный состав АСПО по разным источникам содержит 9-77% парафинов, 5-30% смол, 0,5-70% асфальтенов, связанную нефть до 60%, механические примеси до 10%, воду до 3%, серу до 2% [17]. Г. З. Ибрагимов предложил классифицировать АСПО по трем группам, в зависимости от содержания в нем органических компонентов:

- 1 АСПО асфальтенового типа $\Pi/(A+C) < 1$;
- 2 АСПО парафинового типа $\Pi/(A+C) > 1$;
- 3 АСПО смешанного типа $\Pi/(A+C) \sim 1$.

Структура парафиновых углеводородов – микрокристаллическая, а нафтены с длинными алкильными радикалами образуют макрокристаллическую структуру [18].

Смолы, входящие в состав АСПО, растворяются в органических

растворителях за исключением этилового и метилового спиртов. Представлены они нейтральными смолами, с молекулярной массой 1200 и относительной плотностью 990-1080 кг/м³. Структура смол состоит из плоской конденсированной поликарбоциклической сетки и преимущественно из бензольных колец. При повышении температуры до 260-350 °С смолы превращаются в асфальтены.

Асфальтены представляют собой полициклические ароматические конденсированные структуры с короткими алифатическими цепями в виде бурых амфорных корешков. Плотность асфальтенов чуть больше единицы. Асфальтены содержат 80-86% углерода, 7-9% водорода, до 1,5% азота и до 9% серы и кислорода. При повышении температуры до 300-400 °С асфальтены разлагаются, образуя углерод и летучие компоненты. Молекулярная масса изменяется в диапазоне 2000-4000 [18].

1.2 Теоретическое обоснование применения комплексных композиций для ингибирования АСПО

В работе приведены результаты применения многофункциональных композиций-ингибиторов для предотвращения накопления отложений АСПО на НКТ и в системе промысловых трубопроводов. Количественно процесс накопления АСПО оценивали на установке, использующей метод «холодного стержня». Содержание твердых кристаллов парафина, осажденных на стенке «холодного стержня», авторы определяли гравитационным методом. Ингибирующую способность химических реагентов определяли по следующей формуле [19]:

$$I = \frac{(W_0 - W_i) * 100}{W_0} \quad (1.1)$$

где W_0 – выход остатка из жидкости; W_i – выход остатка из жидкости с присадкой.

Все исследуемые образцы относятся к нефтям различного типа, в том числе к легким и средним. АСПО из нефти выпадает на нефтепромысловом оборудовании. Исследуемые нефти отличаются по объему отложений АСПО и температуре застывания. Авторы обосновали эффективные многофункциональные ингибиторы для предотвращения образования АСПО на подземном и наземном нефтепромысловом оборудовании. Наибольшую активность проявили композиционные составы ингибиторов, обладающие сверхаддитивными свойствами. Это двухкомпонентные смеси в соотношении реагентов 70:30 (ЭКС-2 + ДТМСН; ДТМ-30 + ДТМС) и 30:70 (ЭКС-2 + ДТМС).

Исследование ингибирующего эффекта указанных реагентов в нефтяных системах показали, что все композиции обладают более 50% ингибирующей способностью. Кроме того установлен механизм ингибирования, заключающийся в следующих аспектах:

- ингибитор ведёт себя в нефтяной фазе как блокатор роста кристаллов парафиновых углеводородов;
- ингибитор проявляет моющие свойства, препятствуя адгезии парафина на металлической поверхности и образуя монослой защитной плёнки [20, 21].

На поверхности НКТ Иреляхского ГНМ при добыче нефти также образуется АСПО, преимущественно парафинового типа. В данном случае автор работы приводит результаты по поиску растворителей АСПО.

В качестве растворителей изучали газовый конденсат [22], гексан и композицию, состоящую из гексана и бензола. Для описания кинетики растворения тяжелых углеводородов рассмотрена технологическая модель. С помощью модели определялись лимитирующие стадии процесса растворения (n), константы скоростей растворения (K), время за которое часть АСПО уйдёт в раствор ($\tau_{1/2}$), энергия активации (E_a), при которой разрушается АСПО в углеводородных составах. Анализ кинетических кривых растворения АСПО в газовом конденсате, гексане и гексано-бензоловой смеси (ГБС) при

температурах 10 и 25 °С показал, что скорость растворения АСПО в газовом конденсате, по сравнению с гексаном и ГБС, сильно зависит от температуры. Причем установлено, что растворение АСПО в указанных растворителях происходит с максимальной начальной скоростью. Для гексана и ГБС данный факт объясняется высокой активностью растворителя, для газового конденсата – влиянием температуры. При повышении температуры растворителя до 25 °С происходит интенсификация диффузионных процессов, протекающих при взаимодействии АСПО и рассматриваемых растворителей. Константа скорости растворения АСПО в газовом конденсате при температуре 25 °С повышается в 3 раза. Скорость растворения АСПО в гексане и ГБС возрастает, но только на один порядок. Причем константы скоростей растворения АСПО в ГБС при низких и высоких температурах в гексане совпадают.

Авторы [22] показали, что применение газового конденсата или его легкой фракции с целью борьбы с АСПО в холодное время года на Иреляхском месторождении нецелесообразно из-за их низкой эффективности, т.к. растворение указанными составами АСПО лимитируется диффузионными процессами.

Наряду с этим, применение растворителей с повышенной температурой в холодное время года также не дает желаемого результата, так как процесс сопровождается перекристаллизацией парафина и образованием ещё более тугоплавких отложений.

Таким образом, используя результаты кинетических исследований, по мнению авторов, следует определять эффективность растворителей АСПО. Причем наиболее эффективные растворители характеризуются следующими кинетическими характеристиками: невысокими значениями времени перехода АСПО в раствор и энергией активации; порядком реакции растворения АСПО равным единице.

1.3 Опыт реализации технологии удаления АСПО и предупреждение их образования

Как отмечалось ранее, существуют различные методы борьбы с АСПО, многие из которых не отвечают современным требованиям. Например, механические методы удаления АСПО могут негативно отражаться на полимерном покрытии труб различного назначения [23, 24, 25]. Небезопасными бывают тепловые методы борьбы с АСПО, к тому же они часто бывают экономически нецелесообразны. Химические методы могут быть связаны с высокими рисками из-за их горючести, высокой стоимости, необходимости закачки больших объемов реагентов. Безусловно, поиск и разработка новых способов защиты и борьбы с АСПО продолжает оставаться актуальной проблемой. Так, ЗАО «Полиэкс» (г. Пермь) разработало для борьбы с АСПО комплексную технологию термохимической обработки скважин (ТХО). Рассматриваемая технология предусматривает трёхэтапную процедуру реализации технологического процесса. Так, на первом этапе осуществляется промывка скважины горячими растворами моющих средств. Второй и третий этапы предусматривают закачку специальных ПАВ. Это твердый реагент ТМСП-3, также концентрированные ПАВ ГФ-1 и комплексный реагент ПОЛИПАВ.

Технология ТХО реализуется следующим образом. В затрубное пространство закачивается расчётное количество нагретого до 60 °С концентрата ГФ-1 (К), с расходом 2-3 кг на 1 м³ воды, с целью удаления пластовой воды и прогрева подземного промышленного оборудования (ППО). Далее выполняется отмыв ППО от отложений 1,5-2% раствором реагента ТМСП-3. В скважину также через затрубное пространство закачивают указанный раствор в горячем состоянии (60 °С). На завершающем этапе удаляют продукты реакции из скважины и одновременно осуществляется процедура ингибирования поверхности промышленного оборудования путем закачки нагретого до 60 °С раствора реагента ПОЛИПАВ-81, из расчета на 1 м³

воды 5 кг реагента.

Ещё одна комплексная технология для борьбы и предотвращения образования АСПО основана на использовании химических реагентов совместно с магнитными, электромагнитными, акустическими и другими физическими воздействиями [26]. В литературе достаточно много информации касающейся использования магнитных полей для предотвращения образования АСПО, в том числе в комбинации с химическими реагентами [27]. Как отмечалось ранее, наибольший эффект от магнитной обработки АСПО проявляется в комплексных технологиях, с применением химических реагентов. Последние подаются в скважину с использованием глубинных дозаторов типа ДСГ-50-01, Д1-00, ДСГ-0,5-5. Оптимальный расход химических реагентов, в том числе ингибиторов, диспергаторов в скважины, оборудованными штанговыми насосами, обоснован в объеме 2-30 л/сут при среднем дебите 100 м³/сут. В компании «Инкомп-нефть» разработан глубинный дозатор с игольчатым клапаном, позволяющим обеспечивать подачу реагентов менее 10 л/сут. Внедрение подобных игольчатых глубинных дозаторов Д1-00 осуществлялось в АНК «Башнефть» с высокой технологической эффективностью. Эффективность обеспечивалась дополнительным оснащением нижней части дозатора клапанно-регулирующим устройством, предотвращающим зашламование и разгерметизацию клапана.

1.4 Способы оценки эффективности действия ингибиторов

Эффективность действия ингибиторов, применяемых для предотвращения образования АСПО, оценивается по различным методикам [28,29,30].

Известный метод «холодного стержня», применяемый для тестирования ингибиторов АСПО, был использован в качестве сравнения с другим предложенным способом. Получена удовлетворительная сходимость

результатов экспериментов. Кроме простоты рассматриваемого способа оценки эффективности ингибитора АСПО, следует отметить отсутствие ограничений, связанных с повышением вязкости проб нефти и содержанием в них АСПО.

Положительная эффективность при тестировании ингибитора определяется ростом величины энергии активации после обработки пробы нефти ингибитором, в среднем на 10-33%. Кроме того, чем выше отношение объема смол к объему асфальтенов, тем выше эффективность тестируемого ингибитора. Отрицательный результат получен в нефтях с высокой объемной энергией и низкой величиной отношения объёмов смол и асфальтенов. Таким образом, структурно-энергетический подход по обоснованию выбора ингибитора АСПО может наряду с другими, с высокой степенью успешности, применяться на практике.

1.5 Моделирование процессов образования АСПО на нефтепромысловом оборудовании

Отложения АСПО в ПЗП относятся к плохо контролируемым процессам. В работе [31] представлены модели, позволяющие описывать фазовые превращения отложений высокомолекулярных компонентов (ВМК) нефти при изменении термобарических условий в ПЗП. Склонность асфальтосмолистых веществ к ассоциации известна из литературных источников давно. Асфальтены, по данным исследований, существуют в 3-х состояниях:

- молекулярно- диспергированном;
- пачки из структурных единиц;
- агрегаты из пачек;

В зависимости от температуры, давления, газосодержания происходят переходы одного состояния в другое. Асфальтены, частично растворенные, могут находиться в коллоидном состоянии, стабилизированном молекулами смол, адсорбированными на поверхности асфальтенов.

ЧАСТЬ 2 ОБОСНОВАНИЕ ПОДБОРА ЭФФЕКТИВНЫХ КОМПОЗИЦИЙ, ПРЕДУПРЕЖДАЮЩИХ ОБРАЗОВАНИЕ АСПО

Нефть X месторождения высоковязкая, отличается высоким содержанием парафинов и смол, в связи с этим при добыче возникают проблемы формирования АСПО и его интенсивного накопления на нефтепромысловом оборудовании. К тому же транспортировка данной нефти до магистрального трубопровода происходит совместно с нефтью Z месторождения. Для успешной транспортировки смеси необходимо соблюдение определённых показателей реологических параметров, а именно температура потери текучести смеси нефтей не ниже $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$, кинематическая вязкость при температуре $5\text{ }^{\circ}\text{C}$ не должна превышать $40\text{ мм}^2/\text{с}$.

Для решения поставленных в работе задач нами был выполнен комплекс лабораторных исследований реологических свойств нефти X, и Z месторождений и их смесей. Проведено тестирование и обоснованы составы с депрессорными, противотурбулентными и деэмульгирующими свойствами, подобраны растворители АСПО с моющей способностью более 50% для нефти исследуемого месторождения и её смеси с нефтью Столбового месторождения.

2.1 Обоснование ингибиторов парафиноотложения с целью предотвращения образования АСПО в условиях X месторождения

Оценка ингибирующей способности реагентов проводилась по методике “Coldfingertest” (метод «холодного стержня») для нефти данного месторождения. В этом методе реализуются все этапы процесса формирования и накопления отложений парафинов: образование центров кристаллизации, рост и осаждение кристаллов парафина и тяжелых компонентов нефти, диспергирование отложений под действием движущегося нефтяного потока.

В химические ячейки (размеры $\varnothing 36\text{ мм}$, длина 130 мм) наливали равное количество исследуемой нефти. В испытаниях использовали 6 ячеек, одна из которых использовалась для сравнения в качестве контроля. Наполненные ячейки помещали в водяную баню при температуре заведомо выше

температуры насыщения нефти парафином (45-50 °С). Реагенты в заданных концентрациях вводили в пробы нефти. Ячейки помещали во внешний термостат. Далее, в ячейки опускали «холодные стержни» (Ø15 мм, длина 110 мм, материал – нержавеющая сталь). Длина рабочей поверхности составляла 70 мм. «Холодный стержень» присоединялся к циркуляционному термостату – криостату. Затем устанавливали необходимые температуры внешнего термостата и «холодного стержня».

С целью исследования кинетики накопления парафинов «холодные стержни» вынимали через определенные промежутки времени, а сформировавшиеся отложения переносили в стаканы для взвешивания, после чего возвращали обратно в ячейку с нефтью. Эта процедура была необходима для того чтобы не нарушать материальный баланс по парафину нефти. Общее время экспозиции «холодного стержня» составляло 4-6 ч. После завершения эксперимента парафин собирали и высушивали на воздухе. Результаты накопления парафина на холодном стержне приведены в таблице 2.1 и рисунке 2.1.

При снижении температуры холодного стержня масса накапливаемого парафина увеличивается, и за время более 120 мин темп нарастания массы снижается и выходит на стационарный уровень.

Таблица 2.1 – Кинетика парафина на стержне из нефти X мес-ния

Время/мин	Температура холодного стержня, °С				
	5 °С	0 °С	10 °С	20 °С	30 °С
	Масса АСПО, г				
0	0,047	0,061	0,039	0,031	0,029
30	0,1	0,12	0,062	0,056	0,029
60	0,13	0,18	0,097	0,085	0,023
90	0,15	0,25	0,12	0,1	0,027
120	0,19	0,29	0,129	0,12	0,031
180	0,21	0,295	0,149	0,122	0,037
240	0,22	0,31	0,151	0,135	0,031

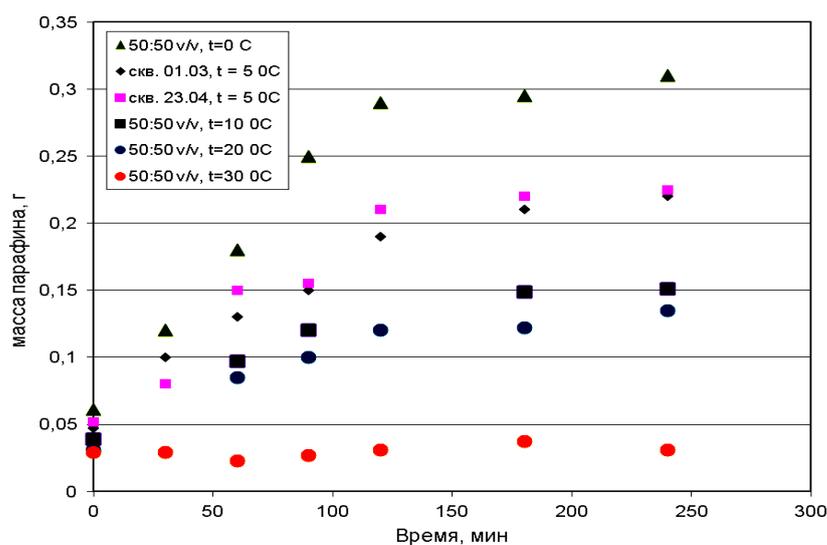


Рисунок 2.1 – Кинетика накопления парафина на «холодном стержне» в зависимости от его температуры из нефти X месторождения

Форма кривой накопления парафина показывает, что для корректной оценки действия ингибиторов, тестирование необходимо проводить при температуре «холодного стержня» 5 °С и времени экспозиции 4 ч. Эти параметры выбраны по условию практической завершенности процесса накопления парафина.

Максимальную долю (%) образовавшегося парафина на холодном стержне от общего количества парафина в нефти оценивали по формуле

При тестировании эффективности ингибиторов АСПО необходимо учитывать массу нефти, накапливаемую на «холодном стержне». Так серия опытов при температуре 30 °С показывает, что накопление парафина на поверхности стержня не происходит. Масса, собираемая со стержня в этой серии опытов, есть не что иное, как пленка нефти, которая смочила поверхность стержня. Эту массу необходимо учитывать, например, при расчетах эффективности ингибиторов АСПО. Принятая масса нефти на поверхности «холодного стержня» равна 0,030 г.

Снижение температуры холодного стержня приводит к изменению состава отложений. Так парафин, который сформировался на холодном стержне при температуре 0 °С, имеет температуру плавления – 54 -55 °С, при 10 °С – 62-63 °С. Полученные температуры плавления соответствуют температуре плавления н- C₂₆H₅₄ и н-C₂₉H₆₀. Состав парафинов, определённый хроматографическим способом, приведен на рисунке 2.2. Тот факт, что при снижении температуры окружающей среды изменяется состав углеводородов, входящих в отложение парафинов, и температура их плавления имеет серьёзное практическое значение. Например, хорошо известно, что для отложений, формирующихся в НКТ скважин, температура плавления увеличивается с глубиной отложений, и это необходимо учитывать при промысловых испытаниях различных технологий борьбы с АСПО.

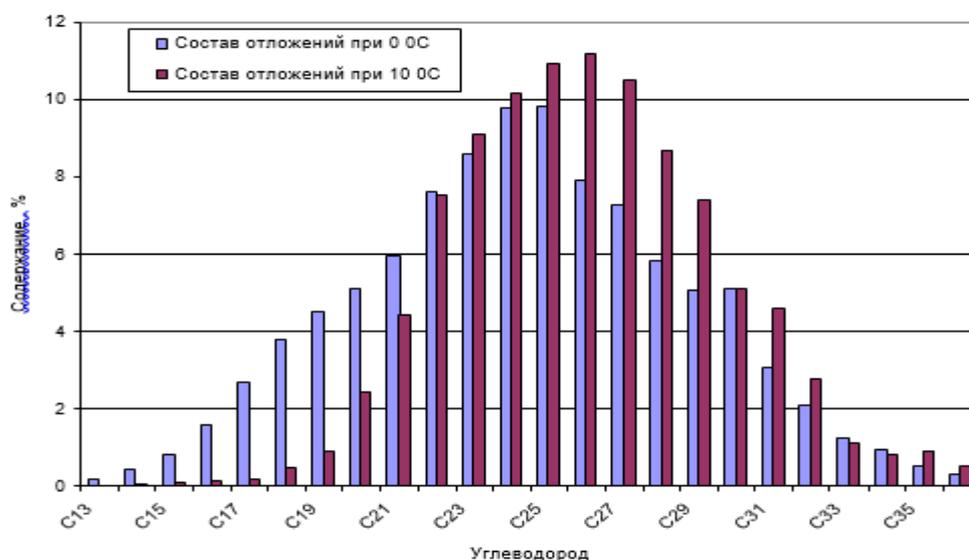


Рисунок 2.2 состав парафинов, выделившихся на холодном стержне при температуре 0 и 10 °С из нефти X месторождения

Оценка ингибирующей эффективности реагентов проводилась по вышеописанной методике. При определённых температурных режимах «холодный стержень» выдерживали в течение 4 ч, затем его вынимали, а сформировавшиеся отложения тщательно переносили в стаканы для взвешивания. Расчеты эффективности реагентов (Z) проводили по формуле:

$$Z = (m_o - m_{и})/m_o \cdot 100\%, \quad (4.3)$$

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

Результаты определения эффективности ингибиторов АСПО для нефти Верхнесалатского месторождения методом «холодного стержня» приведены в таблице 2.2.

Наиболее эффективными ингибиторами АСПО являются ДПП-1, СНПХ – 7920, НХТ-И и ингибиторы серии Прошинор, их эффективность в зависимости от концентрации представлена в таблице 2.3.

Таблица 2.2 – Эффективность ингибиторов АСПО

Реагент	Эффективность ингибирования при концентрации 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 АР 104	68
Прошинор АР 114	69
Прошинор АР 355	70

Таблица 2.3 – Эффективность ингибиторов СНПХ – 7920, НХТ-И, ДПП-1 и Прошинор при различной концентрации

Реагент	Эффективность ингибирования при концентрации			
	200 г/т	300 г/т	500 г/т	1000 г/т
СНПХ – 7920	67	71	75	79
НХТ-И	71	74	81	83

ДПП-1	73	78	75	76
Прошинор АР 104	68	75	80	84
Прошинор АР 114	69	72	79	81
Прошинор АР 355	70	76	76	82

2.2 Подбор растворителей АСПО и установление их рейтинга для условий X месторождения

Проведено тестирование растворяющей способности растворителей АСПО. АСПО из нефти X месторождения получали осаждением на металлической поверхности, охлаждаемой при 15 °С. Затем АСПО нагревали до 25 °С и выдерживали 2-3 ч. В результате получали относительно твердый осадок, используемый в дальнейшем для тестирования моющей способности растворителей. Характеристика АСПО нефти X месторождения приведена в таблице 2.4.

Тестирование органических растворителей выполнено в соответствии со следующей методикой: для определения эффективности растворителей исследуемый образец АСПО нагревался до температуры размягчения, перемешивался до однородного состояния и из получившейся массы готовились шарики диаметром 10 мм. Образец помещался в заранее взвешенные корзиночки из стальной сетки с размером ячейки 1,0×1,0 мм, диаметром корзиночки 20 мм, высотой – 20 мм. Корзиночки с образцами АСПО взвешивались, определялась масса навески АСПО с точностью до 0,005 г. Далее навеску АСПО помещали в герметичную ячейку 150 см³, куда наливали изучаемый растворитель в соотношении 10 г на 1 г АСПО. Растворитель взвешивали с точностью до 0,005 г. Температура эксперимента 20 °С, время выдержки – 0,5; 1, 2, 4, 6 ч без перемешивания. Через определенные промежутки времени корзиночки извлекались из растворителя.

Выдерживались на воздухе до постоянства массы АСПО.

Таблица 2.4 – Характеристика АСПО нефти X месторождения

Нефть	Навеска АСПО, г	Асфальтены		Смолы		Парафины		Нефтяные компоненты	
		Масса, г	% от навески	Масса, г	% от навески	Масса, г	% от навески	Масса, г	% от навески
Верхнесалатское мес-ние	0,5943	0,0667	11,22	0,0891	14,99	0,1459	24,55	0,2926	49,23
Температура плавления, °С		(С+А)/П	Тип отложений	Среднее число углеродных атомов в парафине	Средняя молекулярная масса парафина				
АСПО	парафина								
47	55	1,06	смешанный	30-31	368				

Масса АСПО, удаленного растворителем ($G_{рч}$), рассчитывалась с точностью 0,005 г по разности:

$$G_{рч} = G_{АСПО} - G_{кор}, \quad (4.4)$$

где $G_{АСПО}$ – масса образца АСПО;

$G_{кор}$ – масса остатка АСПО на корзинке.

Моющая способность растворителя определялась как отношение разности между исходной и конечной массой АСПО к исходной массе образца в процентах:

$$Эм = (G_{кор} / G_{АСПО}) \cdot 100 / G_{АСПО}, \quad (4.5)$$

В случае, если под действием растворителя происходит набухание образца АСПО, то величина $Эм$ принимает положительную величину, причем чем выше значение $Эм$, тем больше эффект набухания.

В случае, если под действием растворителя происходит растворение образца АСПО, то величина $Эм$ принимает отрицательное значение, причем чем выше абсолютное значение $Эм$, тем больше эффект растворения. Результаты растворения АСПО в растворителях приведены в таблице 2.5. Рейтинг растворителя оценивался как по глубине растворения, так и по скорости процесса. Через каждые получасовые интервалы проставлялись места от лучшего до худшего последовательно, по завершении определялась сумма мест. Растворитель с наименьшей суммой мест – лучший.

Таблица 2.5 – Результаты растворения АСПО в органических растворителях

Код реагента	Параметр	Время растворения, ч						Сумма рейтинга	Итоговое место в рейтинге
		0	0,5	1	2	4	6		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Пральт-НК	Масса АСПО, г	1,1508	1,1597	1,1711	1,1496	1,1358	0,8469	66	14
	Эффективность растворения, %		0,8	1,8	0,0	-1,2	-26,4		
	Рейтинг		14	15	13	14	10		
Аспор 1А	Масса АСПО, г	1,0647	1,0983	1,0777	1,0707	1,0688	0,7624	70	15
	Эффективность растворения, %		3,6	1,7	1,0	0,8	-28,1		
	Рейтинг		16	14	15	16	9		
Модификатор МКР	Масса АСПО, г	1,1830	1,2298	1,2437	1,2694	1,3275	0,9165	83	18
	Эффективность растворения, %		4,2	5,4	7,6	12,5	-22,3		
	Рейтинг		17	17	19	19	11		
РПА	Масса АСПО, г	1,5802	1,6557	1,6707	1,7701	1,8061	1,3751	94	20
	Эффективность растворения, %		4,8	5,7	12,0	14,3	-13,0		
	Рейтинг		19	18	21	21	15		
РКД МФ	Масса АСПО, г	1,6199	1,6954	1,7197	1,7763	1,8241	1,4166	93	19
	Эффективность растворения, %		4,7	6,2	9,6	12,6	-12,6		
	Рейтинг		18	19	20	20	16		
Нефрас АСПО	Масса АСПО, г	0,7956	0,8013	0,8059	0,8032	0,7917	0,6389	65	13
	Эффективность растворения, %		0,2	0,7	0,4	-1,0	-20,1		
	Рейтинг		10	13	14	15	13		
ForesSA-30	Масса АСПО, г	0,8320	0,8210	0,7733	0,6585	0,5235	0,3992	22	4
	Эффективность растворения, %		-1,1	-6,8	-20,7	-36,9	-51,9		
	Рейтинг		6	4	4	4	4		
Нефрас-МС5	Масса АСПО, г	1,2163	1,0666	0,9668	0,8720	0,5945	0,3867	12	2
	Эффективность растворения, %		-12,6	-20,8	-28,5	-51,3	-68,3		
	Рейтинг		3	3	3	2	1		
СНПХ 7870Б	Масса АСПО, г	0,8370	0,8360	0,8047	0,8028	0,8015	0,8006	53	9
	Эффективность растворения, %		-0,5	-4,2	-4,4	-4,6	-4,7		
	Рейтинг		8	6	10	11	18		

Продолжение таблицы 2.5

P-016	Масса АСПО, г	2,3594	1,6002	1,3761	1,3097	0,9348	0,9285	6	1
	Эффективность растворения, %		-32,2	-41,7	-44,5	-60,4	-60,7		
	Рейтинг		1	1	1	1	2		
P-020	Масса АСПО, г	1,8441	2,1439	2,0427	1,9560	1,4984	1,4548	77	16
	Эффективность растворения, %		16,5	11,0	6,3	-18,6	-20,9		

	Рейтинг		21	20	18	6	12		
СНПХ 7014А	Масса АСПО, г	2,3448	2,0263	1,7400	1,6349	1,1573	1,1174	12	3
	Эффективность растворения, %		-13,4	-25,6	-30,1	-50,5	-52,2		
	Рейтинг		2	2	2	3	3		
Алдинол-50	Масса АСПО, г	0,79	0,88	0,88	0,83	0,82	0,83	97	21
	Эффективность растворения, %		11,0	11,9	5,0	4,0	4,7		
	Рейтинг		20	21	17	18	21		
РКД НВ	Масса АСПО, г	0,8045	0,8180	0,8154	0,7529	0,7299	0,5355	55	10
	Эффективность растворения, %		2,2	1,9	-5,9	-8,8	-33,1		
	Рейтинг		15	16	8	10	6		
РХП-110	Масса АСПО, г	0,9270	0,9328	0,9191	0,9185	0,9078	0,8771	62	12
	Эффективность растворения, %		0,3	-1,2	-1,2	-2,4	-5,7		
	Рейтинг		11	9	12	13	17		
Нефрас-М С4	Масса АСПО, г	0,9665	0,9624	0,9659	0,9239	0,8836	0,6640	44	8
	Эффективность растворения, %		-0,8	-0,4	-4,8	-8,9	-31,5		
	Рейтинг		7	11	9	9	8		
Аспор 1Б	Масса АСПО, г	0,8377	0,8447	0,8276	0,7830	0,7249	0,5676	42	7
	Эффективность растворения, %		0,6	-1,5	-6,8	-13,7	-32,4		
	Рейтинг		13	8	7	7	7		
Р-017	Масса АСПО, г	1,1555	1,1396	1,1155	1,0785	1,0053	0,9626	39	6
	Эффективность растворения, %		-1,8	-3,8	-7,0	-13,3	-17,0		
	Рейтинг		4	7	6	8	14		
СНПХ 7Р14Б	Масса АСПО, г	1,0878	1,0867	1,0803	1,0716	1,0602	1,0575	61	11
	Эффективность растворения, %		-0,3	-0,9	-1,7	-2,7	-3,0		
	Рейтинг		9	10	11	12	19		
Р-018	Масса АСПО, г	1,0487	1,0554	1,0515	1,0612	1,0617	1,0580	77	17
	Эффективность растворения, %		0,5	0,1	1,1	1,1	0,8		
	Рейтинг		12	12	16	17	20		

Растворители Р-016, Нефраз-М С5, СНПХ 7014А и ForesSA-30, моющая способность которых превышает 50%, оказались в данной сравнительной линейке лучшими. Эти растворители могут быть рекомендованы к опытно-промышленным испытаниям для очистки нефтепромышленного оборудования.

ЧАСТЬ 3 ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ РАСЧЁТОВ ПАРАМЕТРОВ ФОРМИРОВАНИЯ И НАКОПЛЕНИЯ АСПО В СКВАЖИНАХ, СИСТЕМЕ НЕФТЕСБОРА И РЕАЛИЗАЦИИ РЕАГЕНТОВ В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

На сегодняшний день существует большое количество методик прогнозирования выпадения АСПО, основанных на различных подходах, однако, основным критерием является превышение температуры насыщения нефти парафином, температуры окружающей среды, когда начинается интенсивное выделение растворенного в нефти парафина в твердую фазу. Все существующие методики условно могут быть разделены на две группы:

- методики прогноза глубины начала парафинизации скважины;
- методики прогноза скорости отложения АСПО.

Кроме того в ходе исследований выяснилось, что немаловажную роль в определении скорости выпадения АСПО на различных участках скважины играет выбор аппроксимации температуры жидкости в стволе скважины и температуры насыщения нефти парафином. Это привело к необходимости введения еще двух дополнительных методик расчёта:

- методики расчета градиента температуры в скважине;
- методики расчета температуры насыщения нефти парафином.

В условиях X месторождения методика прогнозирования глубины формирования АСПО и скорости его накопления приведена в разделе 3.1.

3.1 Расчёт глубины начала формирования АСПО, скорости его накопления на внутренней поверхности НКТ и парафинобезопасного дебита на примере скважины 30-Р X месторождения

Для построения распределения температуры насыщения нефти парафинами по глубине скважины, воспользуемся зависимостью М. С. Турбакова

$$t_{н.скв} = t_{нд} + A_1 \frac{p_t}{P_{нас}} - A_2 \frac{\Gamma_t}{\Gamma_o}, \quad (3.1)$$

где A_1 и A_2 – корреляционные коэффициенты определяемые для для конкретного разработки на на основе исследований исследований;

p_t – давление в скважине;

$P_{нас}$ – давление насыщения нефти;

Γ_t – газонасыщенность нефти при p_t и T_t ; T_t – температура ГЖС в скважине,

Γ_o – газонасыщенность пластовой нефти;

$t_{н.скв}$ – температура насыщения нефти парафинами при p_t и T_t ;

$t_{нд}$ – температура насыщения парафинами дегазированной нефти.

Расчет температуры насыщения дегазированной нефти парафином $t_{нд}$ в нормальных условиях:

$$t_{нд} = 38 - 1,91 \frac{y_A + y_S}{y_P}, \quad (3.2)$$

Где y_A y_S y_P – процентный доли асфальтенов, смол и парафинов, содержащихся в разгазированной нефти.

$$t_{нд} = 38 - 1,91 \frac{1,4 + 15,7}{8,1} = 33,8 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Расхождение со значениями, полученными в результате лабораторных исследований ($t_{нд \text{ лаб}} = 32,1 \text{ } ^\circ\text{C}$) составляет 5,6%, что подтверждает возможность использования формулы (5.2) для условий X месторождения.

Для определения p_t и Γ_t в произвольной точке скважины необходимо рассчитать распределение давления и газосодержания в стволе скважины.

Исходные данные: устьевое давление $P_y = 2,1$ МПа; давление насыщения $P_{нас} = 9,3$ МПа, плотность пластовой нефти $\rho_{нпл} = 793 \text{ кг/м}^3$; плотность дегазированной нефти $\rho_{нд} = 886,5 \text{ кг/м}^3$; плотность пластовой воды $\rho_v = 1179 \text{ кг/м}^3$; газовый фактор $\Gamma = 90,6 \text{ м}^3/\text{т}$.

Расчет ведется по схеме «сверху – вниз». Сначала рассчитаем давление на выходе из насоса при текущих условиях эксплуатации. Давление на выходе из насоса рассчитываем, как минимальное забойное давление фонтанирования.

Рассчитываем коэффициент растворимости:

$$\alpha = \frac{\Gamma \cdot \rho_{\text{нд}}}{10^3 (P_{\text{нас}} - 0,1) \cdot 10^6} = \frac{100,6 \cdot 886,5}{10^3 (9,3 - 0,1) \cdot 10^6} = 9,7 \frac{1}{\text{МПа}}.$$

Затем определяем эффективно действующий газовый фактор

$$\Gamma_{\text{эф}} = \frac{1}{2} \left(\Gamma - 10^3 \alpha \frac{P_y}{\rho_{\text{нд}}} \right) = \frac{1}{2} \left(100,6 - 10^3 \cdot 9,7 \frac{2,1}{886,5} \right) = 38,9 \frac{\text{м}^3}{\text{т}}.$$

Средняя плотность жидкости в подъёмнике при этом рассчитывается следующим образом:

$$\begin{aligned} \bar{\rho}_{\text{ж}} &= \bar{\rho}_{\text{н}} (1 - W) + \rho_{\text{с}} W = 839,75 (1 - 0,004) + 1179 \cdot 0,004 = 841,1 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \\ \bar{\rho}_{\text{н}} &= \frac{\rho_{\text{нд}} + \rho_{\text{нл}}}{2} = \frac{793 + 886,5}{2} = 839,75 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} \end{aligned}$$

Для обеспечения фактического дебита жидкости и устьевого давления, необходимо соблюдать следующие условия:

$$\frac{\Gamma - 10^3 \alpha \frac{P_y}{\rho_{\text{нд}}}}{2} (1 - W) \geq \frac{0,388 H (H \rho_{\text{ж}} g - P_{\text{нас}} + P_y)}{d^{0,5} (P_{\text{нас}} - P_y) \lg \left(\frac{P_{\text{нас}}}{P_y} \right)}.$$

Подставив в уравнение граничные относительно H , получим решение:

$$\begin{aligned} H_{\text{max}} &= 0,5 \left(h + \sqrt{h^2 + 10,31 h \Gamma_{\text{эф}} d^{0,5} \lg \left(\frac{P_{\text{нас}}}{P_y} \right)} \right) = \\ &= 0,5 \left(1224,7 + \sqrt{1224,7^2 + 10,31 \cdot 1224,7 \cdot 38,9 \cdot 0,062^{0,5} \lg \frac{9,3}{2,1}} \right) = 1841 \text{ м} \end{aligned}$$

Затем находим давление на выходе из насоса:

$$P_{\text{вых}} = p_{\text{нас}} + (L - H) \cdot \bar{\rho}_{\text{ж}} \cdot g = 9,3 + (2117 - 1841) \cdot 841,1 \cdot 9,81 = 11,7 \text{ МПа} .$$

Принимаем давление на выходе насоса $P_{\text{вых}} = 11,7$ МПа. Величина шага изменения давления = 1,2 МПа.

Распределение температуры по стволу добывающей скважины построим по уравнению:

$$t_{\text{жс}} = t_{\text{пл}} - wh + \frac{c_{\text{жс}} w \rho_{\text{жс}} q}{K \pi D} \left(1 - e^{-\frac{K \pi D h}{c_{\text{жс}} \rho_{\text{жс}} q}} \right), \quad (3.3)$$

где $t_{\text{жс}}$ – температура жидкости на элементарном участке;

$t_{\text{пл}}$ – пластовая температура, соответствующая температуре на забое;

$t_{\text{ос}}$ – температура окружающей среды;

h – расстояние от элементарного участка до забоя;

D – внутренний диаметр трубы;

$F_{\text{тр}}$ – площадь проходного сечения трубы;

w – геотермический градиент;

$c_{\text{жс}}$ – удельная теплоёмкость

$\rho_{\text{жс}}$ – плотность жидкости;

q – объемный расход жидкости;

K – коэффициент теплопередачи от жидкости к окружающей среде.

Коэффициент определяем по формуле:

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha \cdot d} + R}, \quad (3.4)$$

где R – термическое сопротивление стенок труб, затрубного пространства и околоскважинной среды; α – коэффициент теплоотдачи от жидкости к внутренним стенкам трубы. Коэффициент теплоотдачи α зависит от числа Рейнольдса и рассчитывается по следующим формулам:

$$\alpha = 4 \cdot \frac{\lambda_f}{D};$$

- ламинарный поток

$$\alpha = 0,021 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,43} \cdot \frac{\lambda_f}{D},$$

- турбулентный поток

где Re – число Рейнольдса; λ_f – коэффициент теплопроводности материала трубы;

Pr – число Прандтля.

Рассчитаем

число Рейнольдса

$$Re = \frac{4q\rho_{ж}}{\mu_{ж}\pi D} = \frac{4 \cdot 34,3 \cdot 887,6}{13,12 \cdot 3,14 \cdot 0,168 \cdot 86400} = 206 \text{ (ламинарный режим)}$$

$$\rho_{ж} = \rho_{н}(1 - \beta_{н}) + \rho_{в}\beta_{н} = 886,5(1 - 0,004) + 0,004 \cdot 1179 = 887,6 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}.$$

При ламинарном режиме течения коэффициент теплоотдачи от жидкости к внутренним стенкам трубы будет составлять:

$$\alpha = 4 \cdot \frac{\lambda_f}{D} = 4 \cdot \frac{1,4}{0,168} = 33,4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}.$$

Коэффициент теплопередачи от жидкости к окружающей среде

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha \cdot d} + R} = \frac{1}{\frac{1}{33,4 \cdot 0,168} + 0,0753} = 3,95 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}}.$$

Удельная теплоёмкость жидкости

$$c_{жс} = c_n(1 - \beta_n) + c_e \beta_n = 2100(1 - 0,004) + 4200 \cdot 0,004 = 2108,4 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}.$$

Геотермический градиент

$$W = \frac{T_{пл} - T_{нс}}{H_{свб} - H_{нс}} = \frac{63 - 5}{2280 - 30} = 0,026^{\circ}\text{C} / \text{м}.$$

Рассчитаем температуру жидкости на глубине 2000 м:

$$t_{жс(2000)} = 63 - 0,026(2280 - 2000) + \frac{2108,4 \cdot 0,026 \cdot 887,6 \cdot 34,3}{3,95 \cdot 3,14 \cdot 0,168 \cdot 86400} \cdot \left(1 - e^{-\frac{3,95 \cdot 3,14 \cdot 0,168 \cdot 86400(2280 - 2000)}{2108,4 \cdot 887,6 \cdot 34,3}}\right) = 55,4^{\circ}\text{C}$$

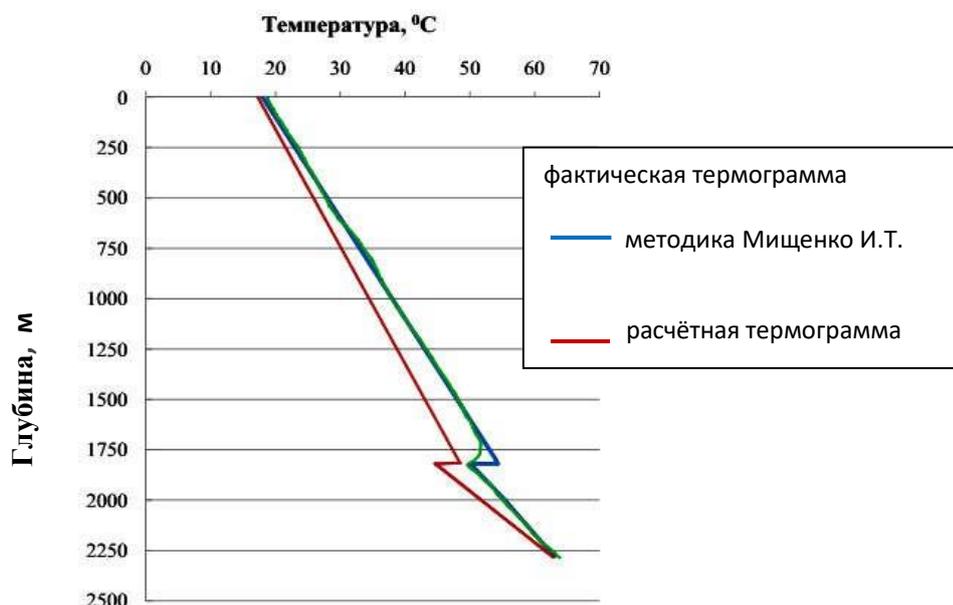
Аналогично рассчитали распределение температуры по всему стволу скважины 30-Р Верхнесалатского месторождения, результаты представлены на рисунке 3.1, установившие $T_y = 18^{\circ}\text{C}$, $T_{вых} = 54,3^{\circ}\text{C}$.

Расчёт распределения температуры насыщения нефти парафинами проведём на примере сечения скважины, соответствующего давлению $P_i = 3,3$ МПа.

Рассчитаем температуру, соответствующую выбранному давлению $P_i = 3,3$ МПа.

$$T_i = T_y + \frac{[(T_{пл} - T_y)(P_i - P_y)]}{P_{вых} - P_y} = 18 + \frac{(63 - 18)(3,3 - 2,1)}{11,7 - 2,1} = 23,63^{\circ}\text{C}.$$

Рисунок 3.1 Распределение температуры по стволу скважины 30-Р X месторождения



Объемный коэффициент нефти и удельный объем выделившегося газа определяем, используя данные однократного разгазирования проб пластовой нефти.

Объём выделившегося газа

$$V_{zg3,3} = \Gamma \cdot m \cdot R_i [D_{1,t} (1 + R_i) - 1].$$

Рассчитываем вспомогательные коэффициенты, зависящие от давления:

$$R_{3,3} = \frac{\lg \frac{P_i}{P_{нас}}}{\lg(10 P_{нас})} = \frac{\lg \frac{3,3}{9,3}}{\lg(10 \cdot 9,3)} = -0,23.$$

Рассчитываем вспомогательные коэффициенты не зависящие от давления:

$$D_{1,t} = \overline{\rho_{нд} \rho_{20}} [4,5 - 0,00305(t_{3,3} - 20)] - 4,785 =$$

$$= 0,8865 \cdot 1,01 \cdot [4,5 - 0,00305(18 - 20)] - 4,758 = -0,723$$

$$m_{3,3} = 1 + 0,029(t_{3,3} - 20) \cdot (\overline{\rho_{нд} \rho_{20}} - 0,7966) =$$

$$= 1 + 0,029(18 - 20) \cdot (0,8865 \cdot 1,01 - 0,7966) = 0,96$$

$$V_{zg3,3} = 100,6 \cdot 0,96 \cdot (-0,23) [-0,723 \cdot (1 + (-0,23)) - 1] = 58,7 \text{ м}^3 / \text{м}.$$

Рассчитываем остаточную газонасыщенность нефти в процессе её разгазирования:

$$V_{зп3,3} = \Gamma m_t - V_{зс3,3} = 100,6 \cdot 0,96 - 58,7 = 37,9 \text{ м}^3 / \text{т}.$$

Относительная плотность выделившегося газа:

$$\begin{aligned} \overline{\rho}_{з3,3} &= \alpha_{3,3} [\overline{\rho}_{20} - 0,0036(1 + R_{3,3})(105,7 + uR_{3,3})] = \\ &= 1,02 [1,01 - 0,0036(1 - 0,23)(105,7 + (-96)(-0,23))] = 0,67 \text{ т/м}^3 \end{aligned}$$

$$\alpha_{3,3} = 1 + 0,0054(t_{3,3} - 20) = 1 + 0,0054(23,63 - 20) = 1,02$$

$$u = \overline{\rho}_{н0} \cdot \Gamma - 187 = 0,8865 \cdot 100,6 - 186 = -96.$$

Рассчитываем относительную плотность газа, остающегося в нефти в растворённом состоянии:

$$\begin{aligned} \overline{\rho}_{зп3,3} &= \Gamma (\overline{\rho}_{20} \cdot \alpha_{3,3} \cdot m_{3,3} - \frac{\overline{\rho}_{з3,3} \cdot V_{зс3,3}}{\Gamma}) / V_{зп3,3} = \\ &= 100,6 (1,01 \cdot 1,02 \cdot 0,96 - \frac{0,67 \cdot 37,9}{100,6}) / 37,9 = 1,9 \text{ кг/м}^3 \end{aligned}$$

Рассчитываем объемный коэффициент, предварительно определив удельное приращение объема нефти за счет единичного изменения её газонасыщенности $\lambda(T)$, и температурный коэффициент объемного расширения дегазированной нефти α_H :

$$\begin{aligned} \lambda_{3,3} &= 10^{-3} [4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \rho_{н0} + \frac{1,0337 \rho_{зп3,3}}{\alpha} + 5,581 \cdot 10^{-6} \rho_{н0} (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \rho_{н0} \cdot V_{зп3,3}) \cdot V_{зп3,3}] = \\ &= 10^{-3} [4,3 - 3,54 \cdot 10^{-3} \cdot 866,5 + \frac{1,0337 \cdot 1,9}{1,02} + 5,581 \cdot 10^{-6} \cdot 866,5 (1 - 1,61 \cdot 10^{-6} \cdot 866,5 \cdot 37,9) 37,9] = \\ &= 0,0064 \end{aligned}$$

$$\alpha_H = 10^{-3} (3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \rho_{н0}) = 10^{-3} (3,083 - 2,638 \cdot 10^{-3} \cdot 866,5) = 0,0007 \frac{1}{^\circ\text{C}}$$

$$\begin{aligned} b_{3,3} &= 1 + \frac{1,0733}{m_t} \cdot \overline{\rho}_{н0} \cdot \lambda_{3,3} \cdot 10^{-3} \cdot V_{зп3,3} + \alpha_H (t_{3,3} - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} P_i = \\ &= 1 + \frac{1,0733}{0,96} \cdot 0,8665 \cdot 0,0064 \cdot 10^{-3} \cdot 37,9 + 0,0007(23,63 - 20) - 6,5 \cdot 10^{-4} \cdot 3,3 = \\ &= 1,0006 \end{aligned}$$

Вычисляем удельный объем ГЖС при соответствующих термобарических условиях:

$$V_{см3,3} = b_{3,3} + \frac{[V_{гс3,3} \cdot z \cdot P_0 T]}{P \cdot T_0} + \frac{\beta_g}{1 - \beta_g} = 1,0006 + \frac{58,7 \cdot 0,714 \cdot 0,1(273 + 23,63)}{3,3 \cdot 273} + \frac{0,004}{1 - 0,004} = 3,3 \frac{M^3}{M^3}.$$

Определяем коэффициент сжимаемости газа z с учётом приведённых параметров.

Приведённые параметры смеси углеводородных и небольшого количества неуглеводородных газов можно определить по аппроксимирующим формулам П.Д. Ляпкина:

$$P_{нр3,3} = \frac{P_{3,3}}{[10^5(46,9 - 2,06 \cdot \rho_{гв}^2)]} = \frac{3,3 \cdot 10^6}{[10^5(46,9 - 2,06 \cdot 1,022^2)]} = 0,74$$

$$T_{нр} = \frac{T}{97 + 172 \cdot \rho_{гв}^2} = \frac{273 + 23,63}{97 + 172 \cdot 1,022^2} = 1,072,$$

где $\rho_{гв}$ — относительная по воздуху плотность смеси газов (кроме азота), которую можно определить по относительной (по воздуху) плотности всего газа при стандартных условиях.

$$\rho_{гв} = \frac{1,019 - 1,318 \cdot 0,0492}{1 - 0,0492} = 1,022 \frac{кг}{M^3}.$$

Зная приведённые параметры, по графикам Брауна- Катца определяем:

$$z_{y3,3} = 0,7$$

$$z_{a3,3} = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} T^{3,71} P^{\frac{14,7}{\sqrt{T}}} = 1 + 0,564 \cdot 10^{-10} \cdot 23,63^{3,71} \cdot 3,3^{\frac{14,7}{\sqrt{23,63}}} = 1,0002$$

$$z_{3,3} = z_{y3,3}(1 - y_a) + z_{a3,3} \cdot y_a = 0,7(1 - 0,0492) + 1,0002 \cdot 0,0492 = 0,714.$$

Определяем удельную массу смеси при стандартных условиях

$$M_{см3,3} = \overline{\rho_{н0}} + \overline{\rho_{20}} \cdot \Gamma + \rho_g \frac{\beta_g}{1 - \beta_g} = 866,5 + 1,01 \cdot 100,6 + 1,179 \cdot \frac{0,004}{1 - 0,004} = 968 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Рассчитываем идеальную плотность газожидкостной смеси

$$\rho_{см3,3} = \frac{M_{см}}{M_{см3,3}} = \frac{968}{3,3} = 293,4 \text{ кг} / \text{м}^3.$$

Определяем корреляционный коэффициент необратимых потерь давления

$$\begin{aligned} f &= 10^{19,66} \left\{ 1 + \lg \left[\frac{0,99 \cdot 10^{-5} Q_{ж} (1 - \beta_g) M_{см}}{d_{вн}} \right] \right\}^{-0,25} - 17,713 = \\ &= 10^{19,66} \left\{ 1 + \lg \left[\frac{0,99 \cdot 10^{-5} \cdot 34,3 (1 - 0,004) 293,4}{0,062} \right] \right\}^{-0,25} - 17,713 = 0,21 \end{aligned}$$

Вычисляем полный градиент давления:

$$\begin{aligned} \frac{dP}{dH} &= \rho_{см} \cdot g 10^{-6} + \frac{[f \cdot Q_{ж}^2 (1 - \beta_g)^2 \cdot M_{см}^2]}{2,3024 \cdot 10^{15} \cdot \rho_{см} \cdot d_{вн}^5} = \\ &= 293,4 \cdot 9,8 \cdot 10^{-6} + \frac{0,21 \cdot 34,3^2 (1 - 0,004)^2 \cdot 968^2}{2,3024 \cdot 10^{15} \cdot 293,4 \cdot 0,062^5} = 0,0032 \frac{\text{МПа}}{\text{м}} \end{aligned}$$

$$\frac{dH}{dP} = \left(\frac{dP}{dH} \right)^{-1} = 0,0032^{-1} = 312,5 \frac{\text{м}}{\text{МПа}}.$$

Аналогично находим градиенты давления для других интервалов. Проводим численное интегрирование, в результате чего получаем распределение давления в НКТ:

$$P = P_y = 2,1 \text{ МПа} \quad H = 0$$

$$P = 3,3 \text{ МПа} \quad H = \frac{\Delta P \left(\left(\frac{dH}{dP} \right)_y + \left(\frac{dH}{dP} \right)_i \right)}{2} = \frac{1,2(329 + 312,5)}{2} = 385 \text{ м}$$

$$P = 4,5 \text{ МПа} \quad H = \Delta P \left(\frac{\left(\frac{dH}{dP} \right)_y + \left(\frac{dH}{dP} \right)_i}{2} + \left(\frac{dH}{dP} \right)_{i-1} \right) = 1,2 \left(\frac{(329 + 256)}{2} + 312,5 \right) = 726 \text{ м}$$

$$P = 5,7 \text{ МПа} \quad H = \Delta P \left(\frac{\left(\frac{dH}{dP} \right)_y + \left(\frac{dH}{dP} \right)_i}{2} + \left(\frac{dH}{dP} \right)_{i-1} + \left(\frac{dH}{dP} \right)_{i-2} \right) = \\ = 1,2 \left(\frac{329 + 215}{2} + 256 + 312,5 \right) = 1008 \text{ м} \quad \text{и т.д.}$$

Находим значения параметров для других точек. Зная распределение давления и газонасыщенности нефти по стволу скважины, можно построить зависимость температуры насыщения нефти парафином от глубины

$$t_{н.гн\text{е}} = t_{нд} + A_1 \frac{P_i}{P_{нас}} - A_2 \frac{\Gamma_i}{\Gamma_o} = 32,1 + 3,1 \frac{3,3}{9,3} - 5,3 \frac{37,1}{100,6} = 31,25 .$$

Для окончательного глубины глубины начала формирования были рассчитаны температуры насыщения парафинами для каждого скважины. Построение зависимости температуры насыщения нефти парафинами от глубины скважины и её совмещение с термограммой (рисунок 3.2) показало точку пересечения двух кривых, соответствующую глубине начала формирования АСПО – 820 м.

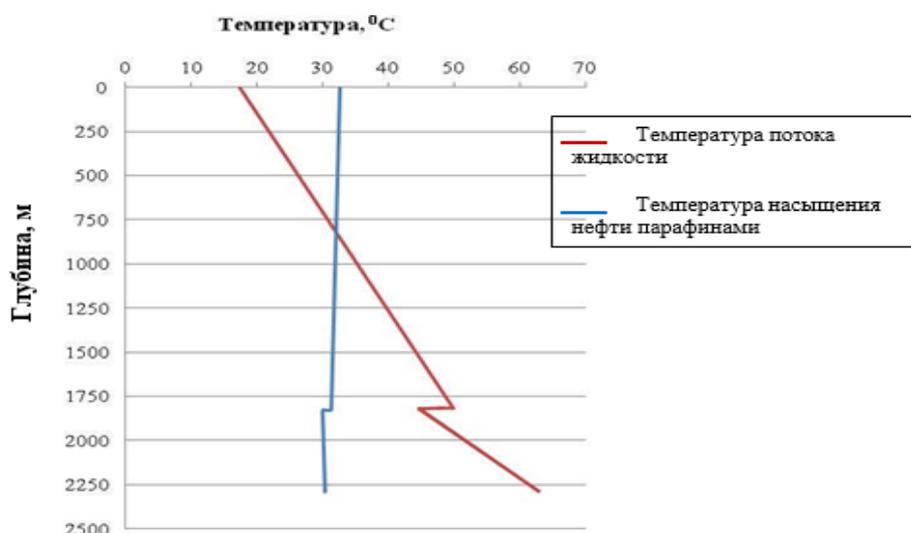


Рисунок 3.2 – Определение глубины начала формирования АСПО в скважине 30-Р X месторождения

С помощью вышеизложенных расчётов определена глубина начала образования АСПО для 15 скважин X месторождения. Установлена зависимость влияния дебита скважины на глубину начала образования АСПО (рисунок 3.3).

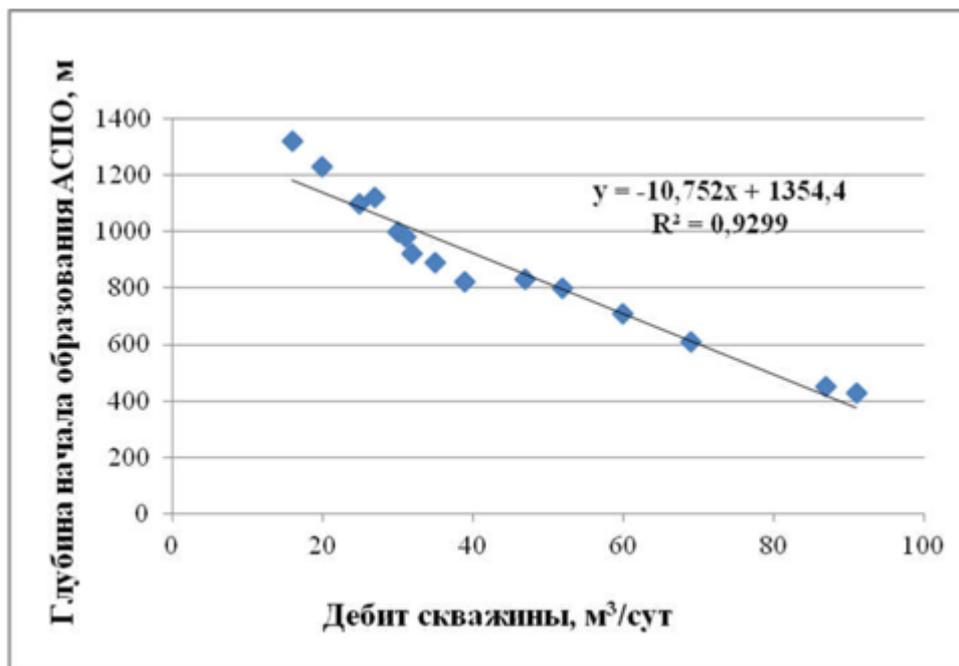


Рисунок 3.3 – Зависимость глубины выпадения АСПО в скважинах X месторождения от дебитов

В условиях X месторождения глубина начала образования АСПО изменяется от 430 до 1320 м, зависимость, представленная на рисунке 3.3, показывает тенденцию снижения глубины начала образования АСПО в скважине с увеличением дебита, в среднем наблюдается снижение на 11 м при увеличении дебита на 1 м³/сут.

С целью уменьшения рисков осложнений, связанных с выпадением АСПО, при подборе параметров работы скважинного оборудования дополнительно необходимо учитывать величину парафинобезопасного дебита

$$Q_{\text{нб}} = 20 \cdot d_{\text{ен}}^{2,67} \cdot 24 \cdot 3600 \cdot \lg \left[(0,034 + 0,79 \cdot \Gamma \cdot \cos \theta) \cdot L_{\text{ск}} / (T_{\text{пл}} - T_{\text{нл}}) \right],$$

где $d_{вн}$ – внутренний диаметр колонны НКТ, м;

Γ – газосодержание пластовой нефти, м³/т;

θ – средняя величина наклона ствола скважины, град;

$L_{сн}$ – глубина спуска насоса, м;

$T_{пн}$ – температура на приеме насоса, К;

$T_{нп}$ – температура насыщения нефти парафинами, К.

Расчитаем парафинобезопасный дебит добывающей скважины 30-Р Верхнесалатского месторождения.

Расчётное значение парафинобезопасного дебита составляет 45 м³/сут, в то время как фактический дебит – 23 м³/сут, что подтверждает высокую степень вероятности возникновения осложнений по причине образования АСПО.

Скорость отложения АСПО вычисляется через время полного перекрытия НКТ по методике предложенной Ш. К. Гиматудиновым. При этом для скважин, оборудованных УЭЦН, используется формула:

$$t_{stopi} = \frac{\pi (d'_{tube})^2 \rho_{wat} (38 - T_{WAT}) 10^9}{4 \cdot 10^{-2} \gamma_p \beta (0.0034 + 0.79\Gamma) Q_{liq} (1 - 0.01wc) \rho_{oil} (1 - 0.01ws)^{0.006}}$$

где Q_{liq} – дебит жидкости, м³/сут;

wc – обводненность, %;

Γ – геотермальный градиент, град/м;

β – массовая доля парафиновых отложений, выделяющихся в НКТ, от объема добываемой нефти;

$$ws = \frac{\rho_{wat} wc}{0,01 \rho_{wat} wc + \rho_{oil} (1 - 0,01wc)}$$

$$ws = \frac{1030 \cdot 47}{0,01 \cdot 1030 \cdot 47 + 886,5 (1 - 0,01 \cdot 47)} = 50,56$$

Массовая доля воды в жидкости (%)

$$\psi = \frac{Q_{liq}}{1,728 \cdot 10^6 (d'_{tube})^{2,67}}.$$

$$\psi = \frac{34,3}{1,728 \cdot 10^6 (0,062)^{2,67}} = 0,0323.$$

Скорость накопления АСПО на внутренней поверхности НКТ рассчитаем на примере скважины 30-Р X месторождения. Рассмотрим сечение скважины, соответствующее глубине 820 м (точке начала формирования АСПО), температура насыщения нефти парафинами в этом месте составляет

$$T_{WATi} = 30 \text{ }^\circ\text{C}.$$

Поскольку в основную формулу входит переменная температуры насыщения T_{WATi} , то время полного перекрытия НКТ следует определять как минимальное среди всех значений $t_{stop} = \min t_{stopi}$.

Минимальное время полного перекрытия труб НКТ составляет $\min t_{stop} = 50$,сут и соответствует глубине 230 м.

После того, как найдено время полного перекрытия НКТ, определяется максимальная по длине НКТ скорость роста АСПО

$$u_{MAX} = \frac{d'_{tube}}{2t_{stop}} = \frac{0,062}{2 \cdot 60,3} = 0,514 \text{ мм/сут.}$$

3.2 Технология закачки комплексной присадки ДПП-1 в скважинное оборудование с целью ингибирования АСПО

Комплексная присадка ДПП-1 может быть использована непосредственно для ингибирования, т.е. предотвращения выпадения АСПО на скважинном оборудовании. В разделе рассмотрено 2 способа ввода состава в скважину: постоянная дозировка с помощью специальных устройств и периодическая закачка с последующей циркуляцией.

Далее рассмотрен комплекс подготовительных работ перед началом обработки скважины составом ДПП-1, включающий следующие операции:

- сбор информации о состоянии подземного и наземного оборудования скважины, режиме эксплуатации, производительности, глубине спуска насоса, высоте динамического уровня;
- подбор оборудования для подачи ингибитора в скважину;
- при выборе технологии непрерывной подачи ингибитора в скважину, проведение переобвязки устья и монтаж на скважине одного из типов дозирующих устройств, для подачи ингибитора в затрубное пространство, при выборе способа периодической подачи ингибитора в затрубное пространство – подготовка технических средств для осуществления закачки реагента;
- очистка подземного оборудования и НКТ от смолопарафиновых отложений и других осадков известными способами, предпочтительно, применение растворителей.

Для непрерывной подачи состава ДПП-1 в скважины могут быть использованы следующие дозирующие устройства: УДЭ, БРХ, дозирующие насосы типа НД, НДР, НДГ, НДГР, НДС, НДЭ.

Для периодической подачи состава в скважины могут быть использованы насосные агрегаты или дозирующие устройства гидростатического действия.

Монтаж, обвязка и регулирование дозирующего устройства осуществляются в соответствии с технической документацией и обеспечивают непрерывную подачу ингибирующего состава в заданном объеме. Обвязку устья скважины целесообразно осуществлять с учетом принципиальной схемы, представленной на рисунке 3.4, которая в каждом конкретном случае может быть уточнена.



Рисунок 3.4 – Принципиальная схема расположения УДЭ для ввода реагента в скважину

Скважина останавливается на реагирование агента с АСПО на 6-8 ч. Продукты обработки после пуска насоса в работу направляются в выкидную линию;

- нагнетанием композиции агрегатом в затрубное пространство скважины в количестве 2-3 объемов НКТ, после чего производится обвязка ее по схеме «НКТ – затрубное пространство». Скважина переводится на самоциркуляцию в течение 6-8 ч. Продукты обработки направляются в выкидную линию;

- нагнетанием композиции агрегатом в затрубное пространство скважины и поступление растворителя в НКТ через клапан, установленный на глубине 500-800 м, позволяющий заполнять трубы растворителем без насоса. Скважину обрабатывают 6-8 ч, после включения насоса продукты направляются в выкидную линию.

Для случая постоянной дозировки комплексной присадки ДПП-1 с использованием дозирующих устройств, следует производить по капиллярному кабелю или бронированной капиллярной трубке, спускаемой на забой фонтанной, насосной скважины либо до приема насоса УЭЦН.

При дозировании присадки непосредственно в затрубное пространство скважины для обеспечения надежной и быстрой доставки к приему насоса рекомендуется перепускать часть добываемой скважинной продукции из выкидной линии в затрубное пространство. Объем перепускаемой продукции скважины обусловлен технологическими параметрами ее работы. Рекомендуется перепускать не более 10% добываемой продукции.

Начало дозирования комплексной присадки ДПП-1 в скважину производится одновременно с запуском ее в работу после предварительной подготовки.

В течение первых 2-х дней присадку в скважину необходимо подавать в режиме «ударной дозировки» – 500-1000 г/м³ нефти.

По истечении 2-х дневного срока подачи реагента в режиме «ударной дозировки» его расход снижается до уровня оптимальной дозировки.

Технологический процесс предупреждения АСПО с помощью непрерывного дозирования комплексной присадки ДПП-1 включает в себя:

- доставку реагента с базы хранения на объект;
- заправку емкости дозирочного насоса реагентом;
 - проверку герметичности всасывающей и нагнетательной линии дозирочного устройства;
- регулирование дозирочного устройства на расчетный расход реагента;
- контрольный замер расхода реагента.

В случае отсутствия соответствующего оборудования (кабеля с капиллярной трубкой, дозатора) обработка производится по технологии периодической закачки присадки в межтрубное пространство устройством УДГ (задавкой насосным агрегатом ЦА-320) с последующей циркуляцией.

Перед закачиванием комплексной присадки ДПП-1 в скважину необходимо:

- остановить скважину, снизить давление в затрубном пространстве путем перепуска из него газа в выкидную линию, используя для этих целей перепускной клапан на устьевой арматуре;
- вместо пробки на планшайбе устьевой арматуры, закрывающей отверстие, через которое производится спуск глубинных приборов при исследовании скважины, вернуть вентиль со шлангом для отвода возможного избытка газа, скапливающегося в затрубном пространстве в период проведения работ на скважине;
- объем реагента для одноразовой обработки скважины рассчитывается с учетом объема нефти в затрубном пространстве до приема насоса и в трубах НКТ и должен составлять не менее 5% и не более 8% суммарного количества нефти;
- после закачки комплексной присадки ДПП-1 в затрубное пространство, скважину запускают в работу «над себя». Это достигается с помощью переключения перепускного клапана на устьевой арматуре и закрытием на выкидной линии;
- для надежного нанесения комплексной присадки ДПП-1 на

поверхность, адсорбирующую АСПО, необходимо осуществить 3-х кратное прохождение суммарного объема нефти с ингибитором через трубы. Время работы скважины «на себя» должно составлять 6 ч;

- после завершения перечисленных операций скважина пускается в работу, продукция скважины направляется в выкидную линию.

Периодичность обработки скважины по данной технологии должна составлять 1 раз в 7-10 сут и уточняться при проведении опытно-промысловых работ.

Систематически проводится контроль за ингибированием АСПО:

- ведется наблюдение за режимом работы скважины и оборудования (замеряется дебит, обводненность продукции, определяется уровень жидкости в затрубном пространстве, снимаются динамограммы);

- режим работы осложненной АСПО скважины фиксируется в рабочем журнале.

3.3 Технология растворения АСПО при помощи скважинного контейнера с твердым реагентом (КСТР)

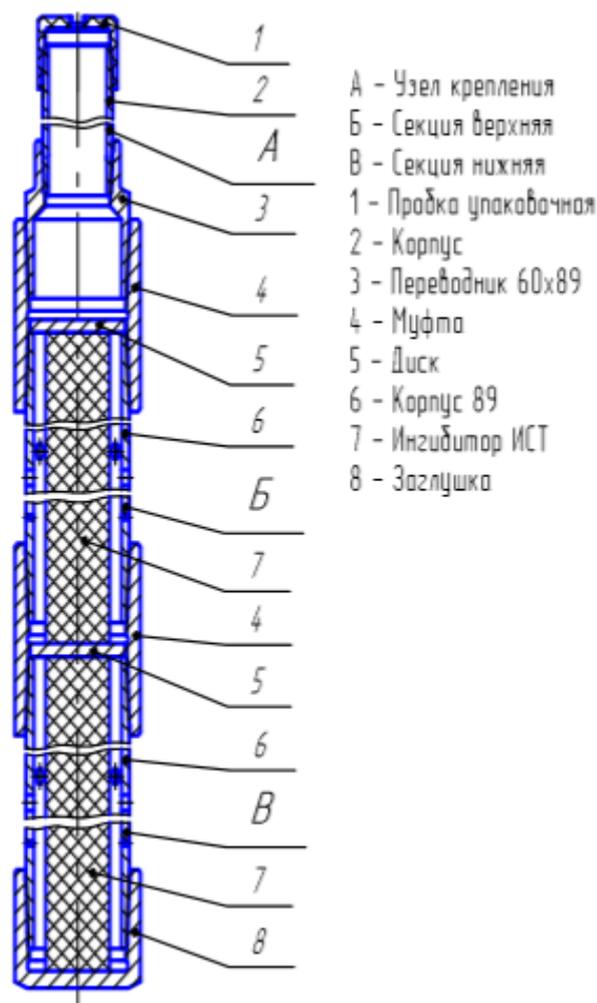
При движении пластовой жидкости от забоя до устья скважины в условиях X месторождения происходит осаждение АСПО, которые выпадают на погружном оборудовании и внутренней поверхности НКТ. Контейнер скважинный с твердым реагентом предназначен для дозированной подачи ингибитора парафиноотложений в пластовую жидкость с целью предотвращения осложнений и коррозии погружного оборудования. В качестве твердого реагента применяется ингибитор АСПО твердый. Применение контейнера скважинного с твердым реагентом не вызывает нарушения технологических режимов и не ухудшает качество товарной нефти.

Устройство и принцип работы

Контейнер скважинный состоит из нижней секции В с муфтой 4 и заглушкой 8 (см. рисунок 3.5), одной или более верхних секций Б с муфтами 4 и узла

крепления А с переводником 3. Перфорированные корпуса 6 нижней и верхних секций заполнены ингибитором АСПО 7. Секции изолированы друг от друга дисками 5, расположенными в муфтах. Контейнер, заполненный ингибитором, с помощью узла крепления присоединяется к основанию ПЭД и спускается в составе УЭЦН в скважину. При работающем УЭЦН добываемая жидкость через перфорации попадает в секции контейнера и насыщается ингибиторами АСПО. Реагент залит в оболочку из пенометалла или металлической сетки. В одну секцию контейнера помещается 67 оболочек.

Проницаемая пенометаллическая или из металлической сетки оболочка обеспечивает его дозированное растворение и устойчивость под действием собственного веса при повышенных температурах. Для предотвращения выпадения ингибитора из пенометаллической оболочки при высоких температурах в скважинах, часть оболочек из пенометалла (металлической сетки) с обеих сторон (с торцов) перекрыты заглушками из ленты ФУМ. Кроме того, другая часть оболочек для дальнейшего уменьшения размывания ингибитора дополнительно на $2/3 - 5/6$ их длины сверху обмотаны также лентой ФУМ (незащищённая лентой ФУМ часть оболочки должна располагаться с нижней части). Обработанная скважинная жидкость покидает секции контейнера через перфорации в верхней части этих секций, попадает в межтрубное пространство и оказывается на приёме УЭЦН и далее - в колонне насосно-компрессорных труб. В результате обработки пластовой жидкости молекулы ингибитора прочно адсорбируются на зародышах кристаллов парафиновых соединений, препятствуя их дальнейшему росту и выпадению на погружном оборудовании.



Указания по эксплуатации

Подбор контейнера КСТР-89 с ИСТ осуществляется совместно предприятием-изготовителем и Потребителем с учетом характеристик и условий эксплуатации скважин установками ЭЦН.

Секции контейнера КСТР-89 могут соединяться друг с другом для увеличения общей длины непосредственно на скважине.

Поднасосная установка контейнера КСТР-89 не накладывает дополнительных требований к кривизне ствола скважины, оговоренной в указаниях по эксплуатации УЭЦН.

Не допускается длительное хранение контейнера без смазки резьбы во избежание коррозии резьбовых соединений.

Монтаж контейнера КСТР на скважине производить в следующем порядке:

- снять упаковочные пробки;
- соединить секции между собой длиной не более 11 метров;
- произвести спуск секций в скважину (при спуске контейнера более 11 метров включить мероприятия по недопущению выпадения ингибитора из секций);
- ввернуть в основание ПЭД узел крепления;
- ввернуть узел крепления с ПЭД в муфту верхней секции;
- продолжить спуск установки в соответствии с «Руководством по эксплуатации».

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Вавилову Владимиру Олеговичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, локальные сметы затрат на внедрение мероприятия Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм Действующая система налогообложения.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	– потенциальные потребители результатов исследования; – анализ конкурентных технических решений.
2. Разработка устава научно-технического проекта	– цели и результаты исследования; – участники проекта.
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	- структура работ в рамках научно-технического проекта; - определение трудоемкости выполнения работ; - составление графика проведения научно-технического проекта; - определение бюджета научно-технического проекта.
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	– оценка эффективности проекта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. График проведения НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	К.Э.Н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Вавилов Владимир Олегович		

ЧАСТЬ 4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

При добыче нефти серьезной проблемой, вызывающей осложнения в функционировании скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), формирование которых приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок. В данном разделе рассмотрен способ предотвращения отложения асфальтосмолопарафиновых веществ твердым ингибитором, также произведен расчет экономической эффективности его применения. Мероприятие применяется при очередном подземном ремонте скважины.

Цели и задачи: В ходе работы выполнен анализ применения метода предотвращения АСПО на X нефтяном месторождении при помощи твердотельного растворителя. Представлена оценка эффективности метода после обработки химическим реагентом.

Представлен алгоритм и расчетные методы экономической эффективности внедрения твердого ингибитора АСПО.

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности разработки проекта

Данная технология может представлять интерес для организаций, работающих в сфере добычи нефти. Нефтяные компании играют немаловажную роль в добыче полезных ископаемых. Поэтому можно говорить о том, что проект имеет высокий коммерческий потенциал.

Для анализа потребителей необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Сегментирование проводится по двум основным

критериям – размер потребителя и вид выпускаемой продукции. Карта сегментирования приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Карта сегментирования рынка

		Вид продукции							
		КСТР		УДРХ		МЕХ		ОБРАБОТКА нефтью	
Размер потребителя	Крупные	■	■	■	■	■	■	■	■
	Средние	■				■			
	Мелкие и физ. лица	■	■	■	■				

- – Часто применяемые
- – Используются везде
- – Работающие в комплексе
- – Постоянный эффект

По карте сегментирования видно, что у всей выпускаемой продукции есть свой целевой потребитель, не зависимо от размера предприятия и способов эксплуатации. Но такие технологии как КСТР и механическая очистка, востребованы только среди крупных нефтяных предприятий.

4.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих предприятий, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в производственный процесс, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

В таблица 4.2 приведена оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений. Сравнение производилось с конкурирующими предприятиями той же целевой направленности. Эти предприятия наиболее схожи по производимой продукции, а также имеют общий рынок сбыта.

Таблица 4.2 – Оценочная карта

Критерий оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда	0,10	3	2	2	0,30	0,20	0,20
2. Надежность	0,10	3	2	3	0,30	0,20	0,30
3. Безопасность	0,10	4	3	3	0,40	0,30	0,30
4. Функциональная мощность	0,05	5	2	3	0,25	0,10	0,15
5. Энергоэффективность	0,15	5	2	2	0,75	0,30	0,30
6. Современная элементная база	0,05	5	2	3	0,25	0,10	0,15
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Уровень проникновения на рынок	0,20	4	5	4	0,80	1,00	0,80
2. Цена	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Предполагаемый срок эксплуатации	0,20	5	3	3	1,00	0,60	0,60
Итого	1,00	37	24	26	4,20	2,95	2,95

Критерии для сравнения и оценки ресурсоэффективности и ресурсосбережения, подбираются, исходя из выбранных объектов сравнения с учетом их технических и экономических особенностей разработки, создания и эксплуатации. Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале, где 1 – наиболее слабая позиция, а 5 – наиболее сильная. Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется

$$K = \sum (B_i \cdot B_j),$$

где K – конкурентоспособность конкурента;

B_i – вес показателя, в долях единицы;

B_i – балл i -го показателя.

По результатам расчета видно, что рассматриваемое предприятие конкурентоспособно, по сравнению с предприятиями аналогичного профиля. Наибольшие преимущества наблюдаются в сфере безопасности и энергоэффективности, в сроке эксплуатации и в современной элементной базе, благодаря применению современного оборудования. Но у предприятия недостаточный уровень проникновения на рынок, так как предприятие не крупное и на это потребуется некоторое время.

4.3 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

SWOT-анализ используется для определения слабых и сильных сторон проекта, таблица 4.3.

Таблица 4.3 – SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	С1. Высокая степень поддержки государством С2. Высокая ресурсоэффективность С3. Удобное использование технологии С4. Квалифицированный персонал	Сл1. Текучесть кадров Сл2. Ограниченность используемой продукции Сл3. Отсутствие дополнительных улучшений Сл4. Сложность транспортировки продукции
Возможности	Повышение конкурентоспособности за счет разработки новых технологий и применения новых источников очистки. Выход на новые рынки или сегменты рынка	Качественная работа с потенциальными потребителями. Расширение сетевых активов. Работа с потенциальными инвесторами.
В1. Увеличение дохода предприятия за счет ввода инноваций В2. Использование новых технологий В3. Определение целевой аудиторий В4. Привлечение рынка покупателей		
Угрозы		

У1. Новые игроки на рынке У2. Нестабильная ситуация в экономике У3. Быстрое устаревание оборудования У4. Ограничение экспорта продукции	Анализ деятельности новых игроков на рынке. Своевременное обучение и повышение квалификации персонала.	Своевременное обновление оборудования. Решение проблем с транспортной логистикой
--	---	---

Для выявления соответствия сильных и слабых сторон внешним условиям строится интерактивная матрица проекта, таблица 4.4. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT.

Таблица 4.4 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
		С1	С2	С3	С4
Возможности	В1	+	+	–	–
	В2	+	+	+	+
	В3	–	–	–	+
	В4	+	–	–	–
Результат	В1С1С2; В2С1С2С3С4; В3С4; В4С1				
Угрозы	У1	+	–	+	–
	У2	+	+	–	0
	У3	+	0	–	–
	У4	0	–	+	–
Результат	У1С1С3; У2С1С2; У3С1; У4С3				
Слабые стороны проекта					
		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
Возможности	В1	–	+	–	+
	В2	–	+	+	0
	В3	–	+	+	+
	В4	–	+	+	+
Результат	В1Сл2Сл4; В2Сл2Сл3; В3Сл2Сл3Сл4; В4Сл2Сл3Сл4				
Угрозы	У1	0	0	+	–
	У2	–	+	–	–
	У3	–	+	0	0
	У4	–	+	–	+
Результат	У1Сл3; У2Сл2; У3Сл2; У4Сл2Сл4				

В результате проведения SWOT анализа были выявлены основные проблемы, с которыми сталкивается или может столкнуться в будущем технология, применяемая на предприятие. А также способы их решения. Для уменьшения угроз необходимо:

- производить анализ деятельности новых игроков на рынке и действовать на опережение, расширяя ассортимент и повышая качество продукции;
- для уменьшения влияния мировой экономической рецессии необходимо делать упор на поставки сырья и комплектующих российского производства;
- своевременно обновлять технологическое оборудование;
- для уменьшения ограничения экспорта продукции необходимо делать упор на внутренний рынок.

Для борьбы со слабыми сторонами необходимо:

- качественно решать вопросы внутренней политики предприятия – повышать квалификацию сотрудников, обеспечивать социальные потребности, поощрять, обеспечивать профессиональный рост;
- расширять ассортимент, в расчете как на крупных потребителей, так и на мелких, включая физических лиц;
- решать вопросы логистики для доставки оборудования.

4.4 Планирование выполнения работ по проекту и формирование бюджета проектной работы

Для того, чтобы выполнить расчет затрат на внедрение технологии на объекте в срок при наименьших затратах средств, составляется план-график, в котором рассчитывается поэтапная трудоемкость всех работ. После определения трудоемкости всех этапов темы, назначается число участников работы по этапам (таблица 4.5).

Затраты на разработку проекта

$$K_{\text{пр}} = I_{\text{мат}} + I_{\text{ам}} + I_{\text{со}} + I_{\text{пр}} + I_{\text{накл}},$$

где :

$I_{\text{мат}}$ – материальные затраты;

$I_{\text{ам}}$ – амортизация компьютерной техники;

$I_{\text{со}}$ – отчисления на социальные нужды;

$I_{\text{пр}}$ – прочие затраты;

$I_{\text{накл}}$ – накладные расходы.

Таблица 4.5 – План разработки выполнения этапов проекта

№ п/п	Перечень выполненных работ	Исполнители	Прод-сть, дн.
1	Ознакомление с производственной документацией. Постановка задачи работникам	Руководитель Инженер	2 5
2	Расчет электрических нагрузок по цеху	Инженер	5
3	Расчет электрических нагрузок по предприятию	Инженер	7
4	Построение картограммы нагрузок и определение ЦЭН	Инженер	2
5	Выбор трансформаторов цеховых подстанций. Технико-экономический расчет компенсирующих устройств	Инженер	2
6	Выбор трансформаторов. Технико-экономический расчет схемы спуска и установки	Руководитель Инженер	1 3
7	Расчет токов короткого замыкания в сети выше 1000 В.	Инженер	2
8	Выбор электрооборудования в сети выше 1000 В	Инженер	3
9	Расчет схемы электроснабжения цеха	Руководитель Инженер	2 8
10	Расчет токов короткого замыкания в сети ниже 1000 В	Инженер	2
11	Расчет релейной защиты и автоматики	Инженер	2
12	Составление расчетно-пояснительной записки	Руководитель Инженер	2 20

13	Чертежные работы	Руководитель Инженер	2 18
Итого по каждой должности		Руководитель Инженер	9 79

Материальные затраты

Таблица 4.6 – Затраты на материалы

Материалы	Количество	Цена за единицу, руб	И _м , руб
Флэш-память	1	600,0	600,0
Упаковка бумаги А4 500 листов	1	166,0	166,0
Канцтовары	–	300,0	300,0
Картридж для принтера	1	1650,0	1650,0
Итого И _{мат} , руб	–	–	2716,0

Амортизация основных фондов

Основной объем работы был произведен на персональных компьютерах.

$$I_{\text{ам}} = \frac{T_{\text{исп.КТ}}}{T_{\text{кал}}} \cdot C_{\text{КТ}} \cdot \frac{1}{T_{\text{сл}}} = \frac{47}{365} \cdot 30000,0 \cdot \frac{1}{5} = 772,6 \text{ руб,}$$

где:

$T_{\text{исп.КТ}}$ – время использования компьютерной техники на проект;

$T_{\text{кал}}$ – годовой действительный фонд рабочего времени используемого оборудования;

$C_{\text{КТ}}$ – первоначальная стоимость оборудования, руб;

$T_{\text{сл}}$ – срок службы компьютерной техники

Дальнейшие расчеты сведем в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Амортизация основных фондов

Оборудование	Стоимость, руб	Количество	$T_{\text{э}}$, дней	И _{ам} , руб
Компьютер	30000,0	1	47	772,6
Принтер	5000,0	1	9	24,7
Итого И _{ам} , руб	–	–	–	797,3

Расчет бюджета затрат на разработку проекта

Таблица 4.8 – Бюджет затрат на выполнение проекта

№ статьи	Наименование статей расхода	Сумма, тыс.руб.
1	ФЗП	133,62
2	Материалы $I_{\text{мат}}$	2,72
3	Амортизация основных фондов $I_{\text{ам}}$	0,80
4	Социальные отчисления $I_{\text{со}}$	40,09
5	Прочие расходы $I_{\text{пр}}$	17,72
6	Накладные расходы $I_{\text{н}}$	21,38
7	Бюджет затрат на электрооборудование $K_{\text{об}}$	1533,59
8	Затраты на монтаж $K_{\text{монт}}$	306,72
	Цена проекта $K_{\text{пр}}$	2056,63

Из расчетов видно, самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты и амортизационные отчисления. Сумма затрат на установку оборудования составляют наибольшую часть, эта сумма напрямую относится к выполнению проекта. Эта сумма могла бы пойти уже на реализацию проекта. Но в ней учтены только сумма затрат на небольшую часть предприятия, расчет которой был определен заданием к дипломированию. Но даже при таком раскладе видно, что при внедрении новой технологии затраты на оборудование и монтаж будут значительно ниже суммы, выделенной на расчетную часть проекта.

Заключение

В ходе выполнения раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были решены следующие задачи:

- 1) Проведена оценка коммерческого потенциала и перспективности.

Расчет показал, что внедрение такой технологии в предприятие востребовано и в других сегментах рынка. Данная технология наиболее интересна нефтяной промышленности. Но даже для мелких компаний и физических лиц продукция так же представляет интерес.

2) Проведён анализ конкурентных технических решений.

Анализ конкурентных технических решений в сравнении с аналогичными технологиями, показал, что рассматриваемое внедрение конкурентоспособно, по сравнению с методами аналогичного действия.

Наибольшие преимущества наблюдаются в сфере безопасности и энергоэффективности, в сроке эксплуатации и в современной элементной базе, благодаря применению современного оборудования. Но у предприятия недостаточный уровень проникновения на рынок, так как предприятие малое и на это потребуется некоторое время.

3) SWOT-анализ.

Был проведён SWOT-анализ, который показывает слабые и сильные стороны внедрения технологии, а также угрозы и возможности на рынке в целом и по отношению к конкурирующим организациям, в частности.

По результатам анализа можно сделать выводы, что предприятию необходимо проводить анализ деятельности новых игроков на рынке, своевременно обновлять технологическое оборудование.

4) Планирование выполнения работ по проекту.

Было произведено распределение обязанностей по выполнению проекта и рассчитано время, необходимое для выполнения работы. Общая продолжительность работ составила 79 дней. При этом инженер принимал участие в работе каждый день, а научный руководитель производил контроль работы и помогал при расчете наиболее ответственных разделов проекта.

5) При планировании НИИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнители по типам работ, а так же разработан алгоритм составления этапов работ.

С практической точки зрения из данного раздела видно, что выбранная технология является выгодным вариантом, так как она помимо обеспечения надежности, безопасности системы добычи нефти удовлетворяет минимуму затрат как финансовых, так и трудовых ресурсов, что было описано и проанализировано в данном разделе.

Проанализировав результаты расчета экономической эффективности внедрения метода борьбы с образованием асфальтосмолопарафиновых веществ при добыче нефти в ООО «Томская нефть», который заключается в установке под прием насоса контейнера с твердым ингибитором асфальтосмолопарафиновых отложений, можно сделать вывод о том, что использование данного метода дает положительные результаты.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Вавилову Владимиру Олеговичу

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Повышение эффективности работы скважин в условиях осложненных содержанием АСПО на X нефтяном месторождении (Томская область)	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования ВКР является влияние асфальтосмолопарафиновых отложений на технологию добычи нефти на X нефтяном месторождении (Томская область)
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	1. Организационные мероприятия и особенности законодательного регулирования проектных решений.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению их воздействия	2.1 Анализ вредных производственных факторов: – Повышенный уровень шума на рабочем месте. – Превышение уровня вибрации – Отклонение показателей климата на открытом воздухе. – Повышенная загазованность воздуха. Анализ опасных производственных факторов: – Пожарная безопасность. – Электробезопасность. – Аппараты под давлением – Механические травмы
3. Экологическая безопасность:	Оценка эффективности мероприятий по обеспечению экологической безопасности.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС на объектах нефтяного месторождения: пожары, взрывы, разливы ядовитых веществ и способы их предотвращения.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Вавилов Владимир Олегович		

ЧАСТЬ 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Значение безопасности производства, сохранения окружающей среды и предупреждения аварий и чрезвычайных ситуаций является важным фактором на любом производственном предприятии. Технология добычи нефти и газа связана с эксплуатацией опасных производственных объектов, которые расположены в населенных районах, что накладывает на производственные предприятия особую ответственность по обеспечению безопасности людей и охране окружающей среды. Осознавая ответственность за безопасность эксплуатируемых объектов, предприятия ставят в приоритет принципы соблюдения требований промышленной безопасности, с учетом которых должна быть организована производственная деятельность. Очень важно рассматривать систему управления промышленной безопасностью в качестве необходимого элемента эффективного управления производством и принятия мер для исключения производственных рисков, воздействующих на жизнь и здоровье работников, оборудование и имущество. Основной целью деятельности в области промышленной безопасности является обеспечение защищенности жизненно важных интересов личности и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий.

5.1 Инженерные и организационные решения по обеспечению безопасности работ

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ. Не допускается изменять предусмотренные нарядом меры по подготовке рабочих мест. Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия опасных производственных факторов на рабочем месте. Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по

записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций. Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий). Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений. Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй – у допускающего. После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ. Окончание работы по наряду (распоряжению) также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале.

Специальные правовые нормы трудового законодательства

Законодательством РФ регулируются отношения между организацией и работниками, касающиеся оплаты труда, трудового распорядка, социальных отношений, особенности регулирования труда женщин, детей, людей с ограниченными способностями и др. Продолжительность рабочего дня не должна превышать 40 часов в неделю. Для работников, работающих на местах, отнесенных к вредным условиям труда 3 и 4 степени – не более 36 часов. Организация обязана предоставлять ежегодные отпуска продолжительностью 28 календарных дней. Для работников, занятых на работах с опасными или

вредными условиями, предусматривается дополнительный отпуск. Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с письменного согласия работника. Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов

При работе оператора добычи нефти может возникать множество опасных и вредных факторов, которые могут нанести вред его здоровью. Более подробно вредные и опасные факторы приведены в таблице 5.1

Таблица 5.1 – Опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Обслуживание технологических установок 2. Обслуживание фонда скважин 3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами 4. Работа с электроустановками и трансформаторами	1. Превышение уровней шума 2. Превышение уровня вибрации 3. Отклонение показателей климата на открытом воздухе 4. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Аппараты под давлением 2. Электрический ток 3. Пожароопасный фактор 4. Механические травмы	1. СанПиН 2.2.4-548-96. 2. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003 – 2014 ССБТ 3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ 4. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ 5. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ

Вредные факторы

Превышение уровней шума

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах, не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям.

Допустимые уровни шума для производственных объектов приведены в таблице 5.2

Таблица 5.2 – Предельно допустимые уровни звукового давления

Вид трудовой деятельности, рабочее место	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц									Уровни звука (в дБА)
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000	
Выполнение всех видов на постоянных рабочих местах и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80

Индивидуальные мероприятия для устранения воздействия шума: наушники, противошумные вкладыши (беруши), перерывы на отдых. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Превышение уровня вибрации

Генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду $0 \div 28$ мм. В связи с длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышение уровня вибрации.

Мероприятия для устранения уровня вибрации следующие: установка прокладок между напольным покрытием и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими

предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

К вредным производственным факторам, которые могут возникнуть при обслуживании объектов нефтегазодобывающих предприятий, относят сложные климатические условия. Определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия климата их на организм рабочего. Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке: – запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям. – в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща. – при температуре наружного воздуха ниже минус 25 °С работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживаться температура не ниже плюс 25 °С. Пункты обогрева оборудуют и эксплуатируют по соответствующей инструкции. – в зимнее время, независимо от состояния погоды, выход людей за пределы жилой или производственной зоны допустим только группой в составе не менее двух человек по письменному разрешению (записью в журнале).

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов. Основной величиной экологического нормирования содержания вредных химических является предельно допустимая концентрация (ПДК) – мг/м³. ПДК вредных веществ в воздухе рабочей зоны:

нефть – 100 мг/м³, уайт-спирит – 300 мг/м³, бензол – 5мг/м³, С1-С5 – 3 мг/м³, сероводород – 10 мг/м³, хлор – 1 мг/м³.

Опасные факторы

Пожаровзрывоопасность

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. Для тушения пожаров используются жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные и твердые вещества, вода, химическая и воздушно–механическая пена, водяной пар, гидроаэрозоли, галоидированные углеводороды, инертные газы и порошковые составы. При работе с пожароопасными и взрывопожароопасными веществами и материалами соблюдаются требования маркировки и предупредительных надписей.

Для определения частоты реализации пожароопасных ситуаций на производственном объекте используется информация:

- об отказе оборудования, используемого на производственном объекте;
- об отказе оборудования, используемого на производственном объекте;
- об ошибочных действиях персонала производственного объекта;
- о гидрометеорологической обстановке в районе размещения производственного объекта;
- о географических особенностях местности в районе размещения производственного объекта

На стадии проектирования необходимо предусмотреть противопожарные разрывы между узлом приготовления раствора, емкостями для его хранения и устьем скважины не менее 50 м. Вся циркуляционная система, механизмы по обработке и заготовке раствора, площадка для хранения порошкообразных реагентов должны быть под навесом для защиты от атмосферных осадков. Все деревянные и тканевые покрытия привышечных сооружений, находящиеся в непосредственной близости от циркуляционной системы и приемных емкостей, пропитываются 25–30%–ным раствором жидкого стекла. Над желобами и приемными емкостями должна быть обеспечена естественная вентиляция. Электросварочные работы можно вести только после соответствующей подготовки свариваемых деталей, узлов и прилегающего к ним района (очистка, пропарка и др.). В случае воспламенения раствора необходимо остановить насосы, выключить дизели и электродвигатели. Горящий раствор при плотности менее 1000 кг/м³ тушится пеной, а при более высокой плотности допускается применение воды.

Электробезопасность

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором.

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током. При работе вблизи воспламеняющихся материалов, взрывоопасных паров или пыли

разрешается использовать только специальные электроинструменты (во взрывобезопасном исполнении или не создающие искр). Запрещается работать с электрооборудованием в дождь.

Индивидуальные основные изолирующие электрозащитные средства способны длительно выдерживать рабочее напряжение электроустановок, поэтому ими разрешается касаться токоведущих частей под напряжением. В 67 установках до 1000В – это диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения.

Индивидуальные дополнительные электрозащитные средства обладают недостаточной электрической прочностью и не могут самостоятельно защитить человека от поражения током. Их назначение усилить защитное действие основных изолирующих средств, с которыми они должны применяться. В установках до 1000 В – диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки.

Механические травмы

Как правило, механические травмы являются самым распространенным явлением на производстве и всегда неожиданным. Оно варьируется от простых порезов и ушибов до летального исхода. Виновниками травматизма является зачастую сами работники, а порой техногенные аварии или природные явления. Так как приходится работать с различными устройствами и на высокой высоте, то наибольшую опасность представляют трубопроводы и скважины с высоким давлением, падение человека или предметов, работа с подъемно-транспортными машинами, агрегатами, ножами, отвертками, пилами, перфораторами, поднимание и опускание лебедки для очистки от АСПО, и т.д. От всех этих опасных факторов применяют: козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Средства индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. Плюс ко всему, требуется регулярная

проверка состояния оборудования и проведение инструктажей персоналу по технике безопасности.

Аппараты под давлением

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давлением, например работа компрессорной установки, регулируются нормативным документом. Для коллективной защиты аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны). Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые. Объем контроля определяется в зависимости от группы сосуда (аппарата), который работает под давлением и определяется в зависимости от температуры стенки, расчетного давления и характера рабочей среды.

5.3 Экологическая безопасность

На стадии эксплуатации месторождений техногенному воздействию подвергаются почва, грунтовые и поверхностные воды, атмосферный воздух. Факторы воздействия – выбросы загрязняющих веществ, забор свежей воды из поверхностных и подземных источников, размещение отходов, шум.

Оценка воздействия на геологическую среду

На этапе эксплуатации месторождения происходит нарушение целостности грунтов вследствие строительства новых и реконструкции существующих кустовых площадок, дорог, трубопроводов и других объектов

инфраструктуры. При этом формируются новые формы рельефа, как положительные (валы, насыпи, отвалы разнообразных грунтов), так и отрицательные (земляные амбары, карьеры, траншеи). Перестройка рельефа, сопровождающаяся дезинтеграцией грунтовых масс и изменениями условий водостока, активизирует, а иногда и изменяет рельефообразующие процессы, что сопровождается возникновением вторичных форм рельефа – промоин, просадок, оползней, оврагов.

Оценка воздействия на атмосферный воздух

Источниками выбросов вредных веществ в атмосферу при рабочем режиме эксплуатации объектов добычи нефти являются неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры и уплотнений подвижных соединений насосов. В период строительного-монтажных работ источниками выброса загрязняющих веществ в атмосферу являются:

- котельная, работающая в период бурения, крепления и освоения новых скважин;
- дизельная электростанция, работающая в период проведения строительного-монтажных работ и освоения скважин;
- выхлопные трубы автомобильной и строительной техники;
- созданием условий, изменяющих характеристики фильтрационного внутриболотного и поверхностного стока (прокладка автодорог, трубопроводов, отсыпка площадок);
- нарушением целостности берегов, долин пересекаемых водотоков, что приводит к их частичному разрушению и развитию эрозионных процессов;
- возможным захламлением русел и затопляемых долин водотоков строительными отходами, вызывающими изменение гидрологических

характеристик водотоков, ухудшение качества воды и условий проживания гидробионтов;

- возможным загрязнением водотоков нефтепродуктами (аварийная ситуация на нефтепромысловых объектах), хозяйственно-бытовыми и производственными сточными водами (при несоблюдении правил сбора жидкостей и нарушении герметичности оборудования);

- возможной миграцией токсичных веществ в почвы и грунтовые воды, при нарушении правил безопасного обращения с отходами производства и потребления.

В зависимости от стадии освоения месторождения преобладает тот или иной вид воздействия. Механическое воздействие на водные объекты преобладает в основном на стадии строительства, химическое – на стадии эксплуатации месторождения и может возникнуть за счёт поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества могут попасть в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и за счет почвенно-грунтовых вод.

Мероприятия по защите окружающей среды

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения предусмотрены следующие мероприятия:

- 1) строительство водопропускных труб;
- 2) установка запорной арматуры на обоих берегах рек и ручьев (на подводных переходах трубопроводов через водные преграды) на отметках не ниже отметок горизонтов высоких вод (ГВВ) 10 % обеспеченности и выше отметок ледохода;
- 3) увеличение надежности трубопроводов на участках перехода через водные объекты (антикоррозионное покрытие и диагностика);

- 4) выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;
- 5) строительство трубопроводов по эстакадному варианту в зимний период, когда нет нереста, для снижения воздействия на дно и берега водного объекта;
- 6) укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- 7) ежегодное диагностирование технического состояния переходов трубопроводов через водные преграды;
- 8) обеспечение мер по защите от коррозии трубопроводов (применение труб с наружной защитной изоляцией усиленного типа и внутренним противокоррозионным покрытием);
- 9) использование бакпрепаратов для ликвидации свежих нефтяных загрязнений.

Для предупреждения возможных загрязнений с кустов скважин предусматриваются следующие природоохранные мероприятия: устройство обвалования высотой 1.3 м по всему периметру кустового основания; укрепление откосов обвалований торфо-песчаной смесью; устройство дренажных емкостей для сбора стоков с технологического оборудования.

Кроме того, данной работой предусматривается два варианта: устройство обвалования шламового амбара или замена шламовых амбаров на траншеи с использованием бурового шлама в тело насыпи.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. Добыча нефти и газа производится непрерывно, круглосуточно и круглогодично. Общая численность работающих на кустовой площадке при выполнении исследуемых операций составляет 3-5 человек. На территории всего месторождения находятся склады с химическими веществами (кислоты, щелочи), имеется сеть трубопроводов, доставляющих добытый флюид в магистральный трубопровод.

Жилые блоки обеспечиваются водо- и теплоснабжением, общежития отапливаются с помощью ГТЭС. Кустовые площадки и отдельные производственные объекты обеспечиваются электроэнергией сетями ЛЭП. Для исключения возникновения аварий необходимо проводить ежедневный осмотр оборудования и агрегатов. При обнаружении на месте производства работ загазованности воздушной среды необходимо сообщить мастеру или начальнику цеха о случившемся, принять меры по устранению загазованности, и действовать, согласно оперативной части плана ликвидации аварий. Для безопасного пуска производства после аварии, ответственный руководитель работ определяет порядок обследования оборудования скважин, электрооборудования, трубопроводов, вентиляции с целью установления полного соответствия их требованиям производственной и пожарной безопасности. После этого он даёт указания о переходе на нормальный режим работы.

Анализ вероятных ЧС на нефтяном месторождении

В основе аварий могут лежать как технические причины, так и человеческий фактор, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов. Необходимо разработать перечень мероприятий по повышению устойчивости проектируемого объекта (повышение прочности конструкций, резервирование запасов сырья, систем электро-газо-водоснабжения и т.д.). Для Верхнесалатского нефтяного месторождения характерны следующие чрезвычайные ситуации: – природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое ($+23\text{ }^{\circ}\text{C}$) и пасмурное, с частыми заморозками); – технические: сильные взрывы газоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ.

Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты.

Заключение

1. Обобщены экспериментальные, теоретические и промышленные исследования применения химических методов борьбы с АСПО. Установлены приоритетные направления поиска хим. реагентов комплексного воздействия с целью предотвращения образования отложений с различным групповым составом АСПО, достигаемого путём образования на поверхности НКТ гидрофильной пленки, 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 месторождения.
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 X месторождения.
4. 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 данного 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.

- 5 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 X месторождения с учётом формирования и накопления АСПО в нефтепромысловом оборудовании.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Комплексная технология для удаления и предупреждения образования АСПО // Нефтесервис. – 2010. – С. 96-97
2. Ибрагимов, Н. Г. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, В. В. Шайдаков, А. Р. Хафизов и др. – Уфа: Монография, 2003. – 302 с.
3. Коваль, П. В. Гидравлика и гидропривод горных машин /П. В. Коваль. – М.: Машиностроение, 1979, 320 с.
4. Пат.на полезную модель №113181 Рос. Федерация, МПК В08В9/055. Устройство для очистки внутренней поверхности трубопроводов / М. С. Габдрахимов, Л. М. Зарипова, А. Ю. Давыдов. – Заявл. 22.12.2010; опубл. 10.02.2012. Бюл. №4. – С.1-2.
5. Кузьмин, Н. М. Исследование влияния намагниченности НКТ на скорость их коррозии в скважинах Урманского нефтяного месторождения / Н. М. Кузьмин, Р. Р. Гумеров, С. А. Шадымухамедов, А. Ю. Карпов, М. К. Рогачев // Нефтяное хозяйство. – 2012. – №12. – С. 66-68.
6. Рогачев, М. К. Исследование влияния магнитного поля на температуру насыщения нефти парафином нефти Урманского месторождения /М. К. Рогачев, М. И. Кузьмин, П. В. Рошин, Л. К. Васкес Карденас // Международный науч.-исслед. журн. – 2013. – №7-5(14).
7. Багринцева, К. И. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ / К. И. Багринцева, А. Н. Дмитриевский, Р. А. Бочко. – М., 2003. – 264 с.
8. Тронов, В. П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними/В. П. Тронов. М.: Недра, 1970. – 192 с.
9. Небогина, Н. А. Особенности формирования и осадкообразования водонефтяных эмульсий /Н. А. Небогина. И. В. Прозорова, Н. В. Юдина // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2008. – №1. – С. 21-23.
10. Горошко, С. А. Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения

Прибрежное: автореф. дис... канд. техн. наук. – Краснодар, 2003.

11. Шарифуллин, А. В. Особенности состава и строения нефтяных отложений / А. В. Шарифуллин, Л. Р. Байбекова, А. Т. Сулейманова // Технологии нефти и газа. – 2006. – №6. – С. 19-24.
12. Сергиенко, С. Р. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти /С. Р. Сергиенко, Б. А. Таилова, Е. И. Таталаев. – М.: Недра, 1959, 412 с.
13. Волошин, А. И. Диагностика отложений АСПО в околоскважинной зоне пласта
14. Hirschberg, A., DeJong, L. N. J. Schipper, B. A.J., Meijer G. (1984), SPE J. 24, pp.283-293.
15. Сергиенко, С. Р. Высокомолекулярные соединения нефти /С. Р. Сергиенко. – М.: Химия, 1964. 540с.
16. Марьин В. И. Акчурин В. А. Демахин А. Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: анализ. обзор. - Саратов: Изд-во ГосУНЦ. Колледж, 2001. – 156 с.
17. Ибрагимов, Н. Г. Осложнения в нефтедобыче /Н. Г. Ибрагимов и др. – Уфа, 2003. 302 с
18. Thomas, F. V., Bennion, D.V., Bennion, D.W., Hunter, V.E. (1992) J. Can. Petroleum Technol. 31 (1), pp. 22-31.
19. Иванова, И. К. Подбор потенциально эффективных реагентов для удаления нефтяных отложений по результатам кинетического анализа процесса их растворения/И. К. Иванова // Технические науки – от теории к практике. – 2013. – №17.
20. Мисник, В. В. Методика прогнозирования глубины образования асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах /В. В. Мисник, Р. М. Галикеев // Нефтегазовое дело. – 2011.– №6. – С. 345-349 – URL<http://ogbus.ru>
21. Beshagina, E.V. Blochagespecilicsin Model Petroliferous Systems /E.V. Beshagina V.V. Loscutova, N. V. Yudina, A. A. Krutey//Procedia Chemistry. –

2014. –Vol. 10. – Pp. 229-235.
22. Иванова, И. К. Кинетические параметры процесса растворения АСПО в некоторых углеводородных растворителях /И. К. Иванова, Е. Ю. Шиц // Химия в интересах устойчивого развития. – 2010. – Т18, №6. – С. 735-739.
23. Люшин, С. Ф Борьба с отложениями парафина при добыче нефти / С. Ф. Люшин, В. А. Рассказов, Д. М. Шейх-Али и др. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – 150 с.
24. Рагулин, В. В. Разработка технологии удаления АСПО с поверхности нефтепромыслового оборудования / В. В. Рагулин, А. И. Волошин, И. М. Ганиев // Научно-технический Вестник ЮКОС. – 2003. – № 8. – С.45-47.
25. Справочно-коммерческий каталог ОАО «Роснефть - Ставропольнефтегаз». – Ставрополь: ПО СГТРК, 2000. – 52 с.
26. Филаткин, А. Н. Магнитная активация жидкости как метод борьбы с осложнениями в нефтепромысловом оборудовании /А. Н. Филаткин А. В. Третьяков // Сборник тезисов докл. науч.-практ. конф. молодых ученых ХантыМансийского автономного округа. Когалым: КогалымНИПИнефть, 2003. – 210 с.
27. Бемагина, Е. В. Выбор многофункциональных композиций для предотвращения накопления асфальтосмолистых отложений / Е. В. Бемагина, Е. В. Попон //Фундаментальные исследования. – 2015. – №2. – С. 1607-1610.
28. Пат.2238546 Рос. Федерация. Способ определения эффективности действия ингибитора парафиноотложения в нефти /А. А. Злобин. Бюл. №29 от 20.04.2004.
29. Злобин, А. А. О механизме структурообразования нефтяных дисперсных систем /А. А. Злобин, И. Р. Юшков // Проблемы комплексного освоения месторождений полезных ископаемых в Пермском крае: материалы краевой науч.-техн. конф. – Пермь: Изд-во ПГТУ, 2007. – С.42-49.
30. Злобин, А. А. К вопросу о механизме действия ингибиторов для защиты от АСПО /А. А. Злобин, И. Р. Юшков // Вестник Пермского университета. –

2011. – Вып. 3(12). – С.78-83.

31. Kokal, S. L., Najman, J., Saegh, S. G., George, A. E. (1992) J. Can. Petroleum Technol. 31 (4), pp. 24-30