

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
Эффективность применения современных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтяных месторождениях
<u>УДК 622.276.72</u>

Обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Рысай Владислав Вениаминович		

Руководитель ВКР:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД, к.г.-м.н	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ**21.03.01 Нефтегазовое дело****ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»**

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Рысай Владислав Вениаминович

Тема работы:

Эффективность применения современных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтяных месторождениях	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	<i>№ 39-68/с от 08.02.2023</i>

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке	Структура, состав и свойства асфальтосмолопарафиновых отложений. Основные факторы влияющие на процесс отложения асфальтосмолопарафинистых отложений. Методы предотвращения образования и удаления АСПО. Анализ осложнений скважинно-добывающего фонда на Северо-Останинском месторождении.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Маланина Вероника Анатольевна

Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Рысай Владислав Вениаминович		10.02.2023

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
Отделение школы Отделение нефтегазового дела
Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Рысай Владислав Вениаминович

Тема работы:

Эффективность применения современных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтяных месторождениях

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
20.03.2023	Причины образования и способы предупреждения АСПО	30
04.05.2023	Анализ эффективности применения методов борьбы с АСПО на Северо-Останинском месторождении	30
24.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
29.05.2023	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			10.02.2023

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м. н		10.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Рысай Владислав Вениаминович		10.02.2023

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 89 страниц, в том числе 18 рисунков, 34 таблицы и 20 источников литературы.

Ключевые слова: нефть, асфальтосмолопарафинистые отложения, месторождение, пласт, тепловые методы, ингибиторы, насосно-компрессорные трубы, вязкость.

Объектом исследования являются добывающие скважины, эксплуатирующиеся в условиях АСПО на Северо-Останинском месторождении.

Цель работы – анализ эффективности применения методов предотвращения и борьбы с АСПО.

В выпускной квалификационной работе была рассмотрена природа возникновения асфальтосмолопарафиновых отложений, их состав, свойства и факторы, влияющие на интенсивность их отложения в процессе эксплуатации скважин. Рассмотрены методы и технологии, применяемые для удаления и предотвращения асфальтосмолопарафиновых отложений.

В результате исследования выявлены наиболее эффективные технологии борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Практической значимостью результатов ВКР является увеличение межремонтного периода скважинного оборудования, в результате применения НКТ с покрытием ТС3000F на Северо-Останинском месторождении.

Содержание

Введение	7
1 Причины образования и способы предупреждения АСПО	8
1.1 Факторы влияющие на процесс отложения асфальтосмолопарафинов	8
1.2 Обзор существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	10
1.2.1 Осложнения при эксплуатации промысловых объектов, связанные с наличием асфальтосмолопарафиновых отложений	16
1.2.2 Обзор современных химических реагентов для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями	21
2 Анализ эффективности применения методов борьбы с АСПО на Северо-Останинском месторождении	25
2.1 Сведения о разработке Северо-Останинского месторождения	25
2.2 Особенности физико-химических свойств нефти на Северо-Останинском месторождении	31
2.3 Анализ осложнений скважинно-добывающего фонда Северо-Останинского месторождения	33
2.4 Борьба с АСПО при помощи химических ингибиторов	34
2.5 Опыт применения насосно-компрессорных труб с защитным покрытием, в целях профилактики асфальтосмолопарафиновых отложений	37
2.6 Технология удаления АСПО применением греющего кабеля	40
3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	46
3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	46
3.1.1 Цели и актуальность проекта	46
3.1.2 Анализ конкурентных технических решений	47
3.1.3 SWOT-анализ	49

3.2	Планирование научно-исследовательских работ	51
3.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	51
3.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	52
3.3	Бюджет научно-технического исследования	56
3.3.1	Расчет материальных затрат научно-технического исследования	56
3.3.2	Расчет амортизации специального оборудования	56
3.3.3	Основная заработная плата исполнителей темы	57
3.3.4	Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	59
3.3.5	Накладные расходы	60
3.4	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	61
4	Социальная ответственность	67
4.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	67
4.2	Производственная безопасность	69
4.2.1	Анализ опасных и вредных производственных факторов	69
4.3	Экологическая безопасность	76
4.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях	78
4.5	Выводы по разделу	79
	Заключение	80
	Список используемых источников	82

Введение

Современный этап развития нефтяной промышленности Российской Федерации характеризуется осложненными условиями разработки месторождений, увеличением обводнённости продукции, уменьшением пластового давления, падением темпа отбора жидкости. На нефтяных месторождениях большинство эксплуатационных скважин работают в осложненных условиях. Поэтому вопрос о поддержании эксплуатационного фонда в работоспособном состоянии очень важен. Практически все месторождения нашей страны эксплуатируются механизированным способом, а именно установками электроцентробежных насосов.

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) встречаются во всех регионах добычи нефти и газа, что существенно усложняет разработку месторождений и приводит к отказу погружного оборудования.

Несмотря на большое разнообразие методов борьбы с АСПО, проблема еще далека от разрешения и остается одной из важнейших в отечественной нефтедобывающей отрасли.

Применяемые в настоящее время технологии защиты скважин от асфальтосмолопарафиновых отложений не всегда обеспечивают эффективное предотвращение негативных процессов. Связано данное утверждение не с эффективностью применяемых технологических решений, а с уникальностью условий эксплуатации месторождений.

Выбор оптимальных способов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями и эффективность различных методов зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарического режима, состава и свойств добываемой продукции.

Объектом исследования являются добывающие скважины, эксплуатирующиеся в условиях АСПО.

Цель работы – анализ эффективности применения методов предотвращения и борьбы с АСПО.

Задачи исследования:

- анализ основных факторов и механизм формирования АСПО,
- исследование методов предупреждения и борьбы с АСПО на Северо-Останинском месторождении,
- разработка мер и оптимальных технологических решений, позволяющих решить данную задачу.

Практической значимостью результатов ВКР является увеличение межремонтного периода скважинного оборудования, в результате применения НКТ с покрытием ТС300F на Северо-Останинском месторождении.

Определения, обозначения, сокращения

АДПМ – агрегат для депарафинизации скважин передвижной;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ВКР – выпускная квалификационная работа;

ГКЛ – греющий кабель;

ЖУВ – жидкие углеводороды;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КРС – капитальный ремонт скважин;

МРП – межремонтный период;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПЭД – погружной электродвигатель;

УПН – установок подогрева нефти;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

ЭМИ – электромагнитные излучения;

ЭЦН – электрический центробежный насос.

1 Причины образования и способы предупреждения АСПО

1.1 Факторы влияющие на процесс отложения асфальтосмолопарафинов

Асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой сложную углеводородную физико-химическую смесь, в состав которой входит множество органических и неорганических соединений. Основная часть состоит из парафинов – углеводородов метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$, а также из асфальтено-смолистых соединений, силикагелевых смол, масел, воды и механических примесей [1].

Процессы длительной и интенсивной разработки нефтяных месторождений сопровождаются рядом нежелательных последствий. Помимо повышенной обводненности продукции существенные сложности вызывает осаждение АСПО в призабойной зоне пласта и на нефтепромысловом оборудовании, что приводит к снижению темпов добычи нефти, пропускной способности нефтепроводов и увеличению доли высоковязкой нефти с повышенным содержанием асфальтено-смолистых веществ.

В пластовых условиях парафины нефти находятся в растворенном состоянии. Содержание парафина в нефти одного и того же месторождения на разных его участках неодинаково и возрастает с глубиной залегания. Чем больше молекулярная масса твердого парафинового углеводорода, тем выше его температура плавления. Плотность парафинов в твердом состоянии колеблется в пределах $865...940 \text{ кг/м}^3$, в расплавленном – $777-790 \text{ кг/м}^3$. Чем больше содержание парафина в отложениях, тем меньше в них содержится смолистых веществ.

Таким образом, основными компонентами отложений являются парафины, содержание которых составляет 20-70 %, и асфальтено-смолистые соединения – 20-40 %. Состав АСПО определяется составом нефти и условиями их образования.

В процессах добычи нефти преобладающим видом осложнений в работе скважинного оборудования являются асфальтосмолопарафиновые отложения на скважинном оборудовании. В большинстве случаев, если не применяются технологии предупреждения образования АСПО, это приводит к значительному сокращению межремонтного периода эксплуатации оборудования. Интенсивное образование АСПО может привести к полному перекрытию проходного сечения насосно-компрессорных труб (НКТ), кольцевых каналов в затрубном пространстве, заклиниванию насосного оборудования, что ведет к прекращению работы оборудования в оптимальном режиме или выходу его из строя.

Экспериментальные и практические исследования многочисленных лабораторий нефтедобывающих предприятий показали, что, прежде чем парафин выделяется на поверхности скважинного оборудования, его кристаллы производят преобразование своих структур так, что, соединяясь между собой, образуют широкообразную сплошную решетчатую ленту. В такой форме адгезионные свойства парафина усиливаются во много раз, и его способность накапливаться на твердой поверхности значительно увеличивается.

Находящиеся в нефти АСПО могут выпадать в призабойной зоне пласта, на различных участках внутрискважинного и наземного оборудования. Толщина отложений и содержание в них парафина увеличиваются по мере приближения к устью скважины.

Описанное явление происходит по следующей причине: по мере приближения от забоя скважины к устью происходит снижение давления в потоке жидкости, движущемся по насосно-компрессорным трубам. Когда давление в потоке становится меньше давления насыщения, происходит выделение газа из добываемой однофазной жидкости. Дальнейшее снижение давления в потоке добываемого пластового флюида сопровождается увеличением объема газовой фазы и созданием условий, при которых начнется интенсивное выделение твердых углеводородов, объем которых будет

непрерывно возрастать от точки, в которой происходит выравнивание давления столба жидкости в потоке с давлением насыщения добываемой жидкости, до устья скважины. Это происходит благодаря наличию относительного движения газа, который движется быстрее, чем жидкость, что приводит к интенсивному изменению термобарических условий по длине насосно-компрессорных труб (по длине потока). Снижается как давление, так и температура в потоке добываемого пластового флюида.

Как правило, температура плавления отлагающего парафина уменьшается снизу-вверх, то есть в нижней части выпадают кристаллы более тугоплавких парафинов, а в верхней менее тугоплавких, что необходимо учитывать при проведении технологических обработок скважинного оборудования.

Интенсивность отложений АСПО во внутрискважинном оборудовании зависит от следующих факторов:

- шероховатости стенок труб, способствующей выделению газа из нефти, а также охлаждению жидкости. Следовательно, растворимость парафина в нефти ухудшается, а скорость образования АСПО увеличивается,
- температуры начала кристаллизации парафинов,
- содержания механических примесей,
- темпов снижения давления и температуры жидкости в потоке,
- концентрации асфальтенов, смол и парафинов в нефти.

Все эти факторы должны учитываться при планировании и выполнении мероприятий по предупреждению и борьбе с отложениями АСПО на подземном оборудовании в процессе добычи нефти.

1.2 Обзор существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Процессы добычи, сбора и подготовки нефти осложняются комплексом проблем, связанных с образованием водонефтяных эмульсий, АСПО, солеотложений, коррозионным разрушением оборудования и др. В частности,

накопление АСПО в проточной части глубинно-насосного оборудования, на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб (НКТ) и трубопроводов систем нефтесбора приводит к снижению эффективности насосных установок, сокращению отборов нефти и межремонтного периода работы скважин.

Выпадение АСПО является одной из основных причин ухудшения фильтрационных характеристик ПЗП и падения продуктивности добывающих скважин.

Практика эксплуатации скважин, поднимающих на поверхность парафинистую нефть, свидетельствует, что без комплекса мероприятий по предотвращению и удалению АСПО, образующихся на поверхностях деталей нефтепромыслового оборудования, подъемных труб, выкидных линий и промысловых емкостей, нельзя эффективно решать вопросы оптимизации добычи и сбора нефти.

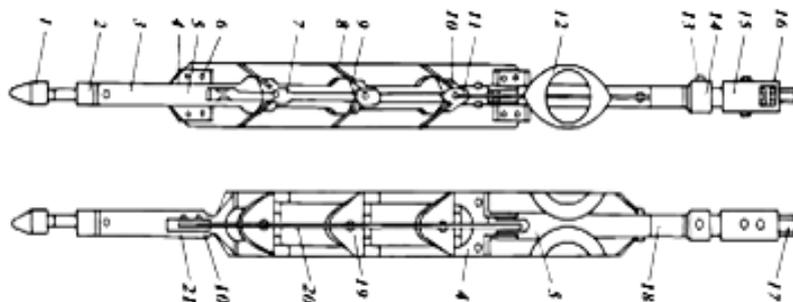
Существующие методы борьбы с АСПО можно подразделить на механические, химические, физические и микробиологические. Каждый метод имеет свои достоинства и границы применимости [2].

Физические методы (механические, тепловые, волновые) основаны на механическом удалении АСПО с поверхности труб, их переводе в текучее состояние при подаче тепла от внешнего источника, а также воздействии на продукцию скважин механических колебаний (акустических, ультразвуковых), электрических и магнитных полей, электромагнитных излучений (ЭМИ).

Наиболее распространенный способ механического удаления АСПО состоит в периодическом соскабливании парафина с поверхности насосно-компрессорных труб. Для этой цели применяют скребки различной конфигурации постоянного и переменного сечения, опускаемые в трубы. В частности, созданы так называемые «летающие» скребки «ножи-крылья», укрепляемые на штангах. Они складываются и раскрываются, соответственно, при движении вниз и вверх. Известны также скребки центраторы.

Скребки переменного сечения сконструированы таким образом, что при движении вниз их диаметр уменьшается. Это обеспечивает скребкам

свободный проход даже при наличии на стенках труб толстых отложений парафина. При подъеме скребка один из ножей под действием сил, создаваемых слоем отложений и мешающих движению вверх, перемещается вниз. При этом увеличивается режущий диаметр ножей, что способствует срезанию АСПО. «Летающий» скребок представлен на рисунке 1.



1 – головка; 2 – возвратная пружина; 3,4 – державки; 5 – стержни; 6 – винт;
 7 – клапанная рама; 8 – фиксаторная планка; 9 – клапаны; 10 – оси; 11 – крылья;
 12 – ножи; 13 – винт; 14 – корпус замка; 15 – шарик; 16 – пружина замка; 17 – ловильная головка; 18 – нижний и верхний штоки; 19 – пружина; 20 – планки; 21 – шарниры

Рисунок 1 – «Летающий» скребок

Тепловые методы удаления АСПО основаны на способности парафина плавиться при воздействии тепла и выноситься потоком жидкости. Среди теплофизических способов удаления АСПО известны:

- подача в скважину теплоносителя (пара и нагретых жидкостей),
- размещение в стволе или на забое скважины теплоисточника (электронагреватель, химический термогенератор).

Промышленность выпускает для этих целей агрегаты и установки нескольких конструкций, например, парогенератор, представляющий собой вертикальный прямоточный змеевиковый котел, который превращает воду в пар.

При воздействии пара на АСПО последние приобретают текучесть, отделяются от стенок труб и, смешиваясь с жидкостью, выносятся из скважины. Аналогично функционирует депарафинизационный агрегат АДПМ-12/150, отличающийся тем, что в качестве теплоносителя используется горячая жидкость, а не пар. АДПМ-12/150 представлен на рисунке 2.



1 – шасси; 2 – нагреватель (котел); 3 – трубопровод; 4 – трансмиссия; 5 – топливная система; 6 – трубопроводы вспомогательные

Рисунок 2 – Агрегат для депарафинизации скважин передвижной модернизированный 12/150

Наиболее эффективный способ тепловой обработки – размещение источника тепла непосредственно в зоне сосредоточения АСПО для избежания потерь тепла. Для этой цели применяют специальную установку, включающую каротажный подъемник, электронагреватель (электронагревательный кабель) и трансформатор.

Перспективным методом борьбы с АСПО является магнитная обработка продукции скважин. Применение постоянных магнитов основано на активации магнитным полем потока жидкости. Воздействие магнитного поля на движущуюся нефть инициирует образование магнитных доменов на поверхности частиц твердых углеводородов, а также кристаллов солей, песка и ржавчины, всегда присутствующих в нефти. Хаотичное расположение доменов препятствует сближению и плотной упаковке частиц парафина, асфальтенов и механических примесей, вследствие чего образуется более рыхлые, легко смываемые поток отложения. Высокая эффективность магнитной обработки достигается при оптимальной скорости движения жидкости между полюсами постоянного магнита. Отклонение скорости

движения от рекомендуемых значений сводит к нулю эффективность магнитов, используемых для активации скважинной жидкости.

Химические методы основаны на применении ингибиторов АСПО, депрессорных присадок, растворителей, диспергаторов и других поверхностно-активных веществ (ПАВ) [3].

Ингибиторы АСПО предназначены для защиты нефтепроводов, скважинного и нефтепромыслового оборудования от отложений АСПО при добыче и транспорте нефти. Они способны снижать вязкость и температуру застывания высокопарафинистых нефтей, улучшая текучесть нефти при добыче, транспорте и хранении в условиях низких температур. Ингибиторы АСПО при постоянном дозировании в трубопроводы транспорта нефти и систем нефтесбора предотвращают образование на стенках органических отложений и способствуют их смыву, увеличивая, таким образом, пропускную способность и понижая давление в трубопроводе.

Депрессорные присадки выполняют роль модификаторов кристаллов парафинов и в центрах кристаллизации и предотвращают их дальнейший рост. Они снижают температуру застывания нефти, обусловленную высоким содержанием парафиновых углеводородов, и облегчают добычу высоковязкой нефти. Депрессорные присадки способны проявлять также свойства ингибитора АСПО, повышая текучесть нефти и водонефтяных эмульсий при добыче, транспорте и хранении.

Диспергаторы предназначены для удаления АСПО в скважинах, нефтепроводах, резервуарах, нефтепромысловом оборудовании. Эти вещества, обладающие высокой проникающей, диспергирующей и моющей способностью по отношению к компонентам АСПО, формируют на поверхности металла пленку, предотвращающую налипание парафинов и асфальтенов.

Применение растворителей является одним из наиболее распространенных методов борьбы с АСПО. Для удаления АСПО с поверхностей НКТ и из ПЗП используют углеводородные растворители:

остаток вторичной ректификации бензинов, недогон крекинг-установки, нефрас, прямогонные нефтяные фракции, нестабильные бензины, керасиногазойлевые фракции, широкую фракцию легких углеводородов. С этой целью в скважины закачивают также растворители на основе толуола, скипидара, оксиэтилированного алкилфенола, лигроина, дизтоплива. Промывку растворителем сочетают с механической обработкой. Экспериментально установлено, что наиболее эффективно разрушают структуру АСПО низкокипящие алифатические углеводороды – гексан, петролейный эфир. Менее эффективно действие ароматических углеводородов с температурами кипения 120-200 °С – нефраса и уайт-спирита. В целом, выбор растворителя АСПО требует адаптации к конкретным нефтепромысловым объектам из-за различия в физико-химических свойствах и количествах, образующихся в АСПО.

Для удаления АСПО применяют водные и углеводородные растворы ПАВ ОП-07, ОП-10, сульфонол НП-1, блоксополимер ГДПЭ-064, карпатол КА-102-3, азолят-7, ИКБ-2-2, ИКБ-6, различные смеси синтетических анионных и неионогенных ПАВ.

Микробиологический метод предупреждения и удаления АСПО основан на разрушении (биодеградация) микробами кристаллического каркаса из парафинов в отложениях и образовании продуктов жизнедеятельности микробов, обладающих свойствами ПАВ. Метод предусматривает закачку в пласт суспензии углеводородокисляющих микроорганизмов в растворе питательных веществ с минеральными добавками и химического реагента при оптимальных для жизнедеятельности микроорганизмов условиях. Это способствует разрушению отложений и выносу их потоком скважинной жидкости.

Углеводородокисляющие микроорганизмы адсорбируются на гидрофобной поверхности углеводородов, в том числе на поверхности частиц АСПО, являющихся для этих микроорганизмов питательным субстратом. Непосредственный контакт клеток и твердого субстрата благоприятствует его

использованию углеводородокисляющими микроорганизмами и является необходимым условием жизнедеятельности последних. Адсорбция микроорганизмов изменяет свойства поверхности адсорбента и адсорбата, т. е. АСПО и клеток микроорганизмов.

В целом по механизму воздействия на АСПО микробную суспензию можно отнести к естественному ингибитору парафиноотложений адгезионного (смачивающего, гидрофилизирующего, покрывающего) и одновременно моющего действия.

Микробиологический метод отличается низкой стоимостью реагентов и простотой технологического исполнения. Применение биотехнологии для депарафинизации скважин позволяет увеличить межочистной период в 2-3 раза.

1.2.1 Осложнения при эксплуатации промысловых объектов, связанные с наличием асфальтосмолопарафиновых отложений

При эксплуатации нефтепромыслового оборудования возникают осложнения, связанные с АСПО. Межремонтный период насосного оборудования и дебит добывающих скважин уменьшается. Системы сбора скважинной продукции, в частности пропускная способность трубопроводов значительно снижается. Вследствие чего уровень добычи нефти падает, а затраты на проведение ремонтных работ растут.

Основные причины, возникающие на месторождениях при эксплуатации скважин вследствие осложнений: отложения АСПО в выкидных линиях и лифтовых колоннах; механические примеси; коррозионный износ подземного оборудования; отложения солей; наличие высоковязкой нефти, а также межколонные газопроявления.

При эксплуатации скважин на Северо-Останинском месторождении используют следующие виды борьбы с асфальтосмолопарафиноотложениями: скребок, депарафинизация горячей нефтью, обработка горячим паром при помощи ППУ, использование насосно-компрессорных труб с покрытием.

Применение лебедки Сулейманова эффективно, как при удалении уже образовавшихся отложений, так и при их предупреждении. Устройство выполнено в виде модульной конструкции, содержащей редуктор, барабан для проволоки, устройство контроля натяжения проволоки, контроллера системы управления работой лебедки по заданной программе. Ею, кстати, предусмотрена работа, как в автоматическом, так и в ручном режиме. Работает лебедка Сулейманова просто. Подвешенный на проволоку скребок опускается в скважину на заданную глубину, после чего поднимается вверх. С помощью этой несложной операции и очищаются стенки НКТ от парафина, и скважина начинает свободно «дышать». Отметим, что работа лебедки может выполняться и непрерывно, и периодически. Лебедка монтируется на лубрикаторе устьевого арматуры скважины, а станция управления – в непосредственной близости. Состояние лебедки, т.е. находится ли она в работе либо остановлена, выводится на систему телемеханики ЦДНГ. Здесь специалисты следят за работой данного оборудования. Лебедка Сулейманова представлена на рисунке 3.



Рисунок 3 – Лебедка Сулейманова

Промывка горячей нефтью является одним из наиболее распространенных способов удаления АСПО из стволов скважин, рабочих колонн НКТ, сборных коллекторов [4].

Горячая промывка состоит из двух основных циклов – разогрев оборудования и расплавление АСПО и затем АСПО путем промывки с определенным расходом горячей нефти, обеспечивающим скорость потока в колонне НКТ для выноса АСПО в коллектор.

Основной этап проведения горячей обработки:

- после установления циркуляции, машинист АДПМ запускает котел и начинает подогрев нефти до значений, указанных в плане работ с последующей закачкой в скважину,

- по мере разогрева глубинного насосного оборудования и АСПО в скважине произойдет рост давления и начало его падения, который должен зафиксировать оператор. При этом давление на устье не должно превышать допустимого давления опрессовки эксплуатационной колонны,

- после фиксирования падения давления на устье, прокачка нефти должна происходить на максимально высокой скорости. При этом контролируется падение давления и снижения температуры на агрегате, что свидетельствует о том, что АСПО превратилось в сплошную массу в полости НКТ и происходит стекание этой массы к насосу. Промывка скважины горячей нефтью представлена на рисунке 4.



Рисунок 4 – Промывка скважины горячей нефтью

Тепловой метод основан на способности АСПО плавиться при температурах, превышающих точки их кристаллизации. Для создания необходимой температуры требуется специальный источник тепла, который должен быть помещен непосредственно в зону отложений. Основным преимуществом тепловых методов воздействия является одновременное наложение эффектов гидродинамического и термодинамического воздействий. Тепло в нефтепластовой среде оказывает влияние на все ее компоненты (твердые, жидкие, газообразные) и радикально изменяет связи и фильтрационные условия, что выражается в уменьшении вязкости нефти, увеличении ее подвижности, ослаблении структурно-механических свойств, снижении толщины граничных слоев, улучшении условий для капиллярной пропитки, переходе компонентов нефти в газообразное состояние, улучшении и, как следствие, увеличении коэффициента вытеснения и конечной нефтеотдачи [5].

Использование насосно-компрессорных труб с покрытием

Опыт применения защитных покрытий серии ТС3000F показал их высокую эффективность в борьбе, как с коррозией, так и с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Применение трубной продукции с покрытиями серии ТС3000 приводит к многократному росту наработок колонн НКТ и увеличению очистных периодов, что, в свою очередь, обеспечивает снижение удельных затрат на добычу нефти. Трубы с покрытием ТС3000 успешно эксплуатируются в самых разных регионах России. Во всех случаях внедрение представленного покрытия позволяет увеличить наработку насосно-компрессорных на отказ труб в несколько раз.

Применение полимерных покрытий на внутренней поверхности труб позволяет защитить их от общей коррозии, CO_2 и H_2S коррозии, вызванной сульфатвосстанавливающими бактериями, снизить скорость образования АСПО и солеотложений, улучшить гидравлические характеристики потока.

Технологический процесс нанесения покрытия ТС3000F состоит из четырех основных этапов [7]:

- подготовка внутренней поверхности трубы посредством термического обезжиривания (при температуре 400 °С) и пескоструйной обработки,
- нанесение и полимеризация первого слоя покрытия (праймер),
- нанесение и полимеризация аналогичным способом второго (основного) слоя покрытия,
- проведение контрольных операций, маркировка и упаковка труб.

НКТ с использованием защитного покрытия серии ТС3000F и без покрытия представлено на рисунке 5.



Рисунок 5 – НКТ с использованием защитного покрытия серии ТС3000F и без покрытия

1.2.2 Обзор современных химических реагентов для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями

Для удаления и предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений используются следующие химические реагенты [8]:

– химический реагент VD-Dewax А является смесью, состоящей, в основном, из органической кислоты и органических растворителей. Линейные алкилбензол сульфонаты и уксусная кислота являются основными кислотами, которые взаимодействуют с щелочью в составе реагента VD-Dewax А с выделением тепла, которое расплавляет АСПО в НКТ. Смесью органических растворителей в составе VD-Dewax А используется для растворения АСПО, расплавленных при выделении тепла, что помогает им хорошо диспергироваться в жидкой фазе после снижения температуры реакция (терморреакция заканчивается). Технические параметры химического реагента VD-Dewax А представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Технические параметры химического реагента VD-Dewax А

Технические параметры	Единица измерения	Значение
Цвет	-	светло-коричневый
Концентрация	%	≥ 25
Концентрация уксусной кислоты	%	≥ 25
Удельный вес (при 20 °С)	г/см ³	0,921...0,929
рН	-	1

– химический реагент VD-Dewax В является смесью, состоящей, в основном, из органического амина и смеси органических растворителей. Раствор органического амина имеет щелочной характер и может вступать в реакцию с органической кислотой, входящей в состав VD-Dewax А, с образованием большого количества тепла для расплавления АСПО в НКТ.

Органические растворители в составе VD-Dewax В, предназначены для растворения расплавленных АСПО. Технические параметры химического реагента VD-Dewax В, представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Технические параметры химического реагента VD-Dewax B

Технические параметры	Единица измерения	Значение
Цвет	-	нет цвета/светло-желтый
Концентрация органических аминов	%	≥50
Удельный вес (при 20 °С)	г/см ³	0,740...0,750
рН	-	10...11

Химический реагент PPD VX7484 представляет собой смесь поливинилацетата и органических растворителей: нафтадена, толуола, ароматических производных. Химический реагент PPD VX7484 состоит из смеси полимеров в ароматических растворителях, вызывает кристаллизацию парафинов, что приводит к снижению вязкости и динамического напряжения сдвига при той же температуре, а также к снижению температуры застывания нефти. Химический реагент PPD VX7484 предназначен для ингибирования образования АСПО, взаимодействуя с активатором для образования геля, адсорбции на поверхности пород, т.е. предотвращения образования АСПО во время добычи нефти. Технические параметры химического реагента PPD VX7484 представлены в таблице 3.

Таблица 3 – Технические параметры химического реагента PPD VX7484

Технические параметры	Единица измерения	Значение
Цвет	-	янтарный
Запах	-	ароматический углеводород
Плотность (при 15,6 °С)	-	0,881
Растворимость в воде	%	нерастворим
Испарение легких углеводородов	%	71,2

Активатор VDA 11 является смесью алкоголей, физически взаимодействует с PPD, превращая PPD из жидкой фазы в гелевую с поглощением ее поверхностью породы. Технические параметры активатора VDA 11 представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Технические параметры активатора VDA 11

Технические параметры	Единица измерения	Значение
Цвет	-	бесцветный, прозрачный
Концентрация алкоголя	%	100
Удельный вес (при 20 °С)	г/см ³	0,7900...0,7918

Анализ существующих способов борьбы с образованием стойких водопарафиновых эмульсий и асфальтосмолопарафиновых отложений показывает, что наиболее перспективными являются химические методы. Они предусматривают использование реагентов для удаления уже образовавшихся АСПО, предупреждения их образования и разрушения водонефтяных отложений. Но при использовании химического метода часто возникает проблема подбора рабочего раствора с учетом физико-химических показателей нефти каждого месторождения. Это связано с недостаточным количеством информации о механизме взаимодействия нефтяных дисперсных систем с поверхностно-активными веществами (ПАВ). С целью разработки технологии удаления и предотвращения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в НКТ скважин на месторождениях проведены исследования по определению физико-химических характеристик отложений АСПО, извлеченных из НКТ скважин: температуры плавления, исследование поверхности при помощи электронного микроскопа, распределения парафина в обработанном АСПО. Анализ заключается в охлаждении пробы образца в воздушной бане с контролем температуры. При затвердевании парафина на кривой охлаждения образуется плато, указывающее на температуру плавления парафина (кривая охлаждения) испытуемого образца.

При проведении эксперимента использованы следующие химические реагенты: линейная алкилбензол сульфоновая кислота (ЛАС); уксусная кислота; растворители: ксилол, керосин и добавки; амины: этаноламин, этилендиамин, N- бутиламин, Di-N-бутиламин. Эксперимент заключается в проведении реакций кислотного раствора с каждым амином отдельно.

Эксперимент проводится в следующем порядке:

- подготовить стеклянный сосуд для проведения тепловой реакции,
- поочередно взвешивать отдельно компоненты кислоты и щелочи (амины) по расчетному количеству в двух разных сосудах: первый сосуд содержит смесь двух кислот: уксусной и линейной алкилбензол сульфоновой кислоты. Обе кислоты размешивают равномерно друг с другом; второй сосуд содержит щелочной раствор, состоящий из одного из аминов,
 - взвешивается точное количество растворителя, используемого для реакции, растворитель разделяют на две части. Первую часть наливают в сосуд со смесью кислот, размешивают равномерно (получаются смесь А); остальную часть наливают во второй сосуд с щелочным раствором внутри и размешивают равномерно (получается смесь В),
 - наливают смесь А в подготовленный сосуд, устанавливают термометр в сосуд так, чтобы патрон ртути термометра находился в центре реакции, записывается начальная температура. Продолжают добавлять постепенно смесь в сосуд со смесью А, одновременно размешивая. Реакция происходит очень быстро, прослеживают изменение температуры реакции до того момента, когда температура больше не увеличивается, это соответствует максимальной температуре,
 - определяют рН смеси после реакции индикатором (для каждого амина или используемой смеси аминов). После проведения экспериментов со всеми аминами, сравнивают полученные результаты и выбирают амин, который соответствует конкретным критериям.

2 Анализ эффективности применения методов борьбы с АСПО на Северо-Останинском месторождении

2.1 Сведения о разработке Северо-Останинского месторождения

На 01.01.2022 эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 9 шт. (Северный блок – 5 шт., Южный блок – 4 шт.). Фонд нагнетательных скважин представлен скважинами №№ 8 и 37 (Южный блок). На скважинах №№ 1г, 2г, 3, 4, 6г, 9 добыча осуществляется с помощью УЭЦН.

Анализ распределения скважин Северо-Останинском месторождении по дебитам жидких углеводородов (ЖУВ) на 01.01.2023г. (таблица 5 и рисунок 6) показал, что 8 из 9 скважин работают с дебитом ЖУВ менее 20 т/сут., скважина № 3 – 30 т/сут., и скважина № 1Г работает с дебитом более 40 т/сут.

Таблица 5 – Распределение действующего фонда скважин Северо - Останинского по дебитам ЖУВ по состоянию на 01.01.2022 г.

Дебит ЖУВ, т/сут	0-5	5-20	20-40	>40
№№ скв.	5,7	2г, 4, 6г, 9, 27	3	1г
Количество	2	5	1	1

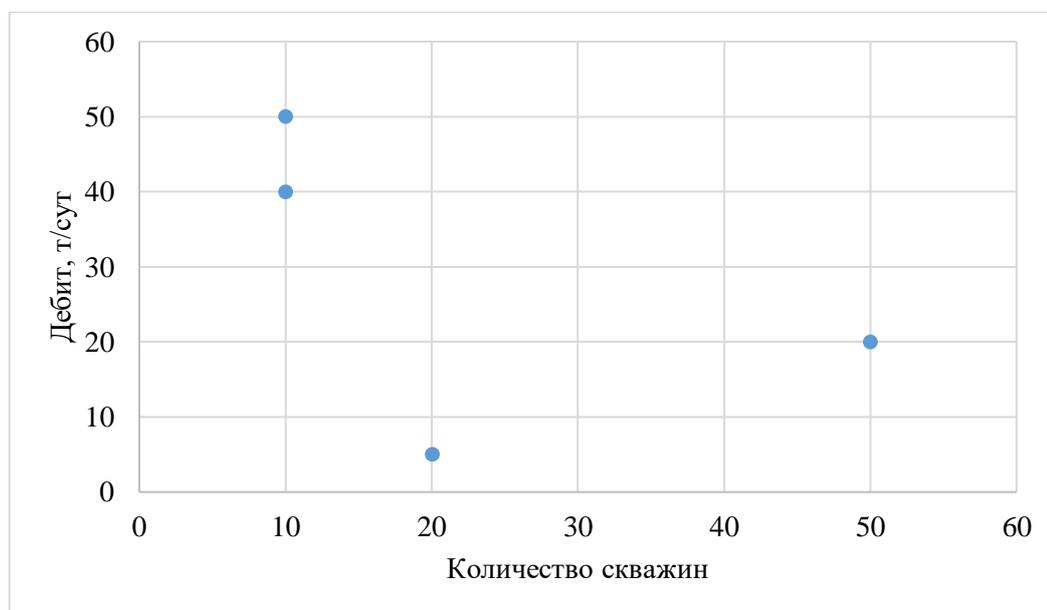


Рисунок 6 – Распределение скважин Северо-Останинского нефтяного месторождения по дебитам жидких углеводородов

Основная добыча ЖУВ СевероОстанинского месторождения обеспечивается скважинами Северного блока. Основными проблемами разработки Северного блока являются снижение пластового давления, как следствие отсутствия системы ППД, и рост обводненности скважин обусловленной естественной трещиноватостью пласта и наличием подстилающего водного горизонта. Динамика обводненности скважин Северного блока представлена на рисунке 7.

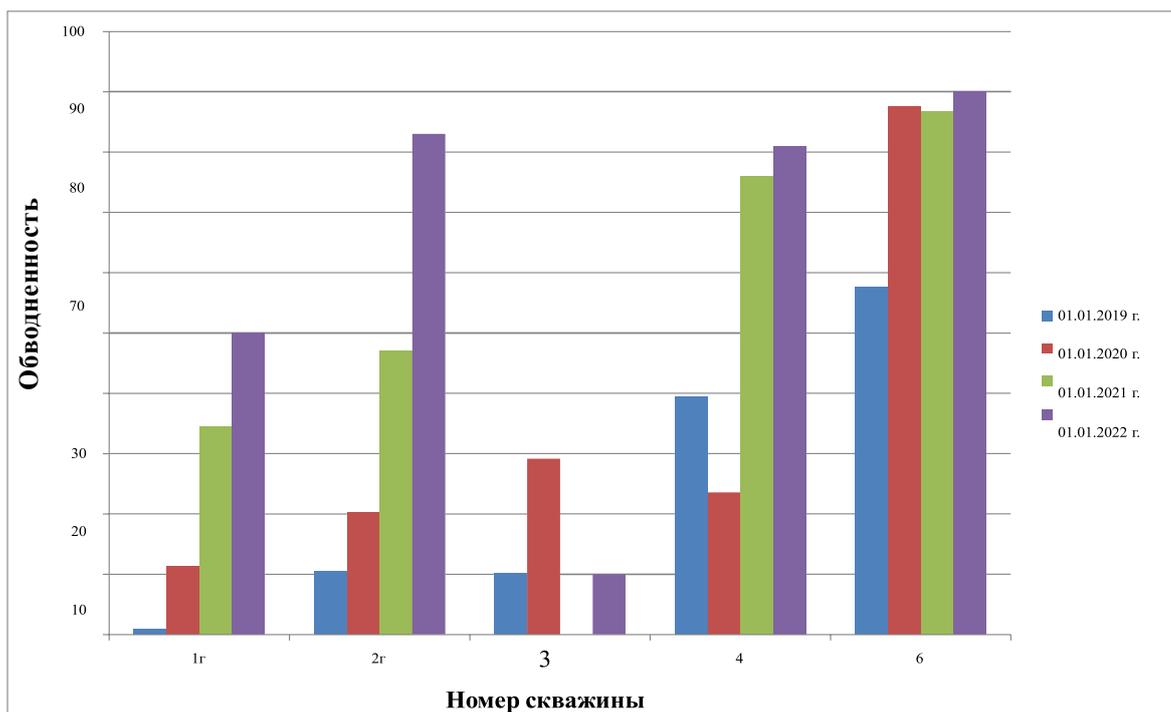


Рисунок 7 – Динамика обводненности скважин Северного блока

Как видно из рисунка 7 наибольший тренд обводненности имеют скважины №№1г и 2г. Скважины №№ 4 и 6 имеют высокую обводненность с начала работы.

Анализ характеристики работы скважин проводился на базовом фонде – скважинах, которые эксплуатировались в течении всего отчетного периода и на которых не проводилось каких-либо дополнительных мероприятий по интенсификации притока. Из 10 эксплуатационных скважин, пробуренных на Северо-Останинском месторождении, базовый фонд составляет 3 скважины – №№ 5, 6г, 27.

Причины выбытия скважин из базового фонда: б/д на начало года – скважины №№ 3, 7; КРС, смена ЭЦН – скважины №№ 1г, 2г, 4, 9. Характеристика работы базового и общего фонда скважин представлена на рисунках 8-14. 70% суммарного дебита ЖУВ по месторождению на начало года обеспечивалось тремя скважинами Северного блока: №№1г, 3 и 2г. Как видно из представленных рисунков суммарный дебит ЖУВ по месторождению общего и базового фонда начал интенсивно снижаться в апреле, что обуславливается интенсивным ростом обводненности скважины №2г и выбытием ее из добычи в мае. Запуск в работу низкодебитной скважины №7 и добавление ее в общий фонд обусловило расхождение средних дебитов общего и базового фондов. Запуск в работу скважины №4 с обводненностью 70% в мае немного замедлил темп падения суммарного дебита, но кардинального изменения в текущем на тот момент положении не произошло.

Динамика среднего дебита ЖУВ напротив показывала незначительный рост в начале года связанный с выбытием скважины №4, но начиная с апреля, наметился тренд на снижение среднего дебита общего и базового фонда продолжившийся до июня с сильным проседанием среднего дебита базового фонда в мае связанный с выбытием из него скважин №№ 2г и 9.



Рисунок 8 – Характеристика работы фонда скважин: суммарный дебит жидких углеводородов

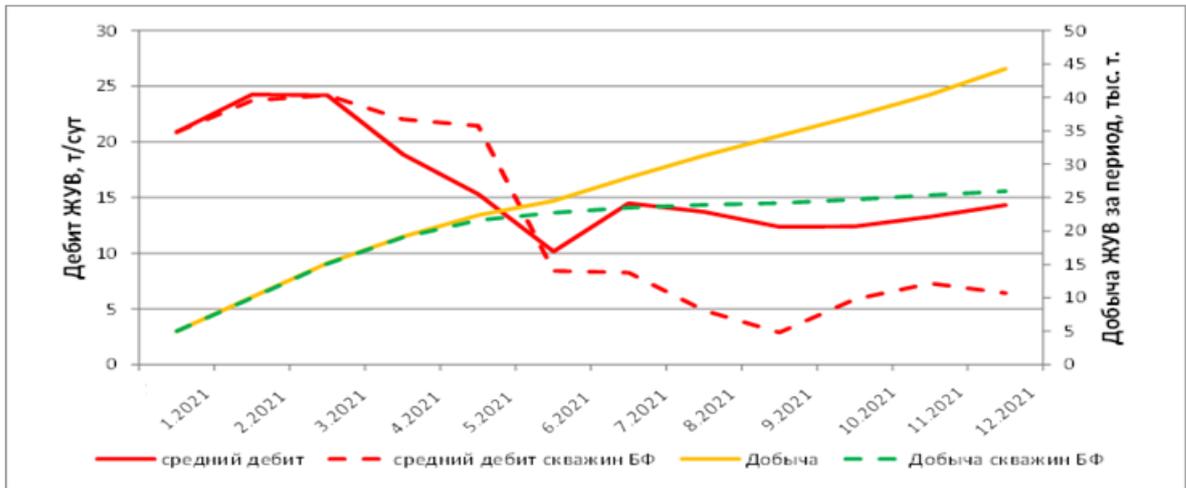


Рисунок 9 – Характеристика работы фонда скважин: средний дебит жидких углеводородов



Рисунок 10 – Характеристика работы фонда скважин: суммарный дебит жидкости



Рисунок 11 – Характеристика работы фонда скважин:
средний дебит жидкости

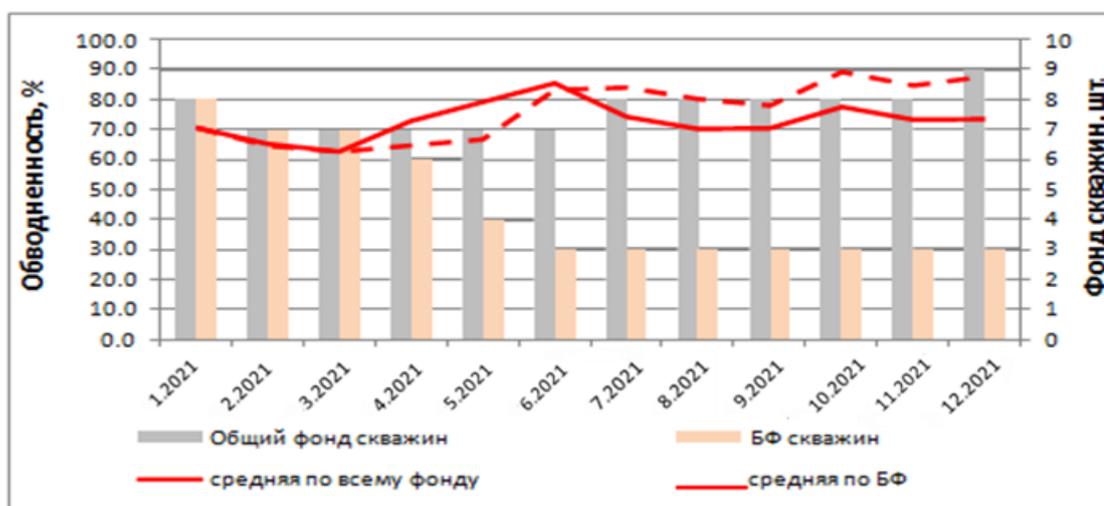


Рисунок 12 – Характеристика работы фонда скважин: обводненность

Динамика суммарного и среднего дебита жидкости общего и базового фонда жидкости в начале года основном определяется добычей жидкости скважинами №№1г, 2г, 6г. Расхождение дебитов жидкости между общим и базовым фондом объясняется выбытием из базового фонда и добычи скважины №2г в мае, и включением в апреле в общий фонд из бездействия скважины №7 с добычей жидкости в месяц в среднем 3300 т и обводненностью 99%. Средние и суммарные дебиты по жидкости в августе и сентябре снижаются, что связано с регулировкой работы насоса скважины № 6г.

Обводненность скважин в среднем держится на уровне 70-90% и, в целом, имеет тренд к увеличению.



Рисунок 13 – Характеристика работы фонда скважин: суммарный дебит газа сепарации

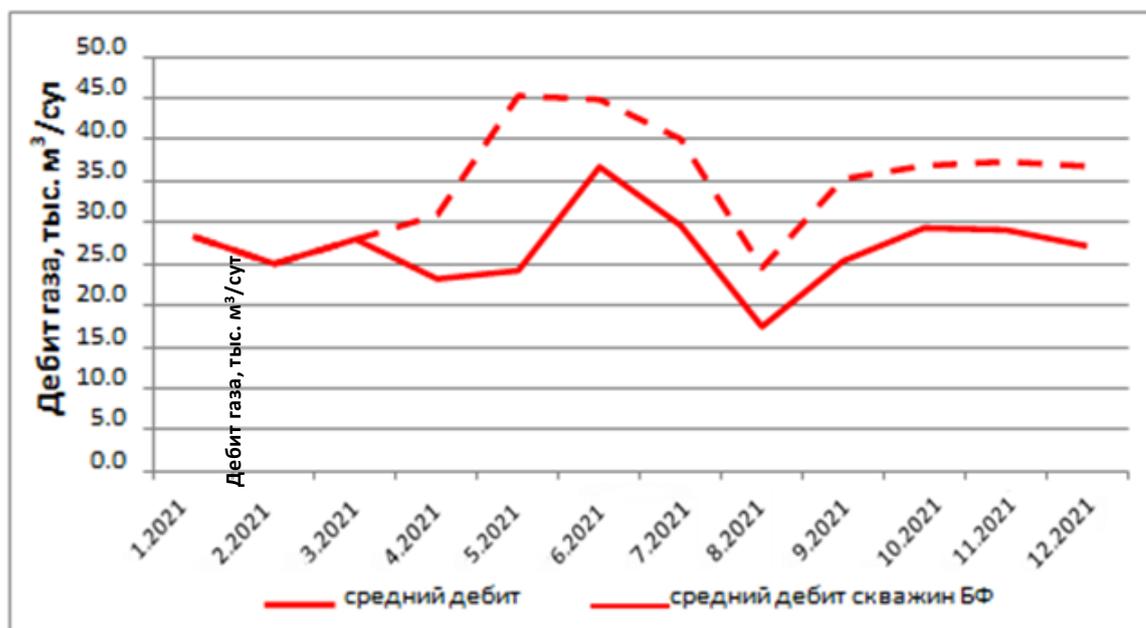


Рисунок 14 – Характеристика работы фонда скважин: средний дебит газа сепарации

С января по март 2016 г. динамика суммарного и среднего дебитов общего и базового фонда оставалась приблизительно на одном уровне. Выбытие из базового фонда низкодебитной скважины №37 и вывод из

бездействия низкодебитной скважины №7 с последующим включением ее в общий фонд обуславливают разделение средних дебитов общего и базового фонда, начавшееся в апреле. В тоже время описанные переводы скважин из фонда в фонд никак не сказались на суммарном дебите газа сепарации в виду низкодебитности скважин №№7 и 37. Перевод скважины №9 на ЭЦН в мае спровоцировал вывод скважины из базового фонда и перевод в общий. Эти изменения в фонде заметны как на графике суммарного, так и среднего дебита газа сепарации, где в мае наблюдает рост дебита общего фонда.

2.2 Особенности физико-химических свойств нефти на Северо-Останинском месторождении

Для определения физико-химических свойств нефтегазосодержащих флюидов Северо-Останинского месторождения был принят комплекс мероприятий по отбору проб из эксплуатируемых скважин куста №1, 2. Отбор производился из скважин №3, №5, №7. Пробы отбирали из каждой скважины на интервале 2866-2870 м пласта М.

С помощью программы PVTi™ на основе компонентного состава пластовой нефти производился расчет физико-химические свойства нефти и газа для скважин № 3Р, № 5Р, № 7Р. В результате обработки результатов исследований в программе PVTi™ получен расчетный компонентный состав пластовой смеси для региона в районе скважин № 3Р, № 5Р, № 7Р.

Газосодержание пластовой нефти скважин № 3Р равно 107 м³/т, объемный коэффициент – 1,31, вязкость – 1,17 мПа*с, плотность в поверхностных условиях 850,8 кг/м³.

Нефть, полученная из скважины № 5Р, легкая (плотность в стандартных условиях 769 кг/м³, в пластовых условиях – не определена), малосмолистая (содержание смол – 3,3 %), высокопарафинистая (17 %), содержание серы не определено, кинематическая вязкость при 50 °С – 1,7 мПа*с.

Из скважины № 7Р получена смесь нефти и газа, промышленный газовый фактор равен 1791 м³/м³, плотность в пластовых условиях – 662 кг/м³, после

сепарации 850,8 кг/м³, вязкость в пластовых условиях – 0,077 мПа*с, вязкость после сепарации – 6,6 мПа*с, объемный коэффициент составляет 1,817, газосодержание составляет 408,5 м³/т.

В таблицах 6 и 7 представлены физико-химические свойства нефти и компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти Северо-Останинского месторождения.

Таблица 6 – Физико-химические свойства нефти Северо-Останинского месторождения

Наименование	Единица измерения	Значение
1	2	3
Плотность нефти в пластовых условиях	кг/м ³	662,0-706,9
Плотность нефти в стандартных условиях	кг/м ³	769,0-850,8
Вязкость пластовой нефти	мПа*с	0,077-1,17
Вязкость нефти в стандартных условиях при 20°С при 50°С	мПа*с мПа*с	2,4-6,6 1,7-1,9
Массовое содержание (среднее значение): серы смола силикагелевых асфальтенов парафинов	% % % %	- 3,3 следы 17
Выход фракций 100°С 150°С 200°С 250°С 300°С	% % % % %	34 42 55 66 83
Газосодержание	м ³ /т	107-408,5
Температура застывания	°С	+5
Объемный коэффициент	доли ед.	1,31-3,22
Коэффициент сжимаемости,	1/мПа 10 ⁻⁵	1,74-14,0
Давление насыщения газом	мПа	20-23
Шифр технологической классификации по (ГОСТ, ОСТ)	Нефть легкая с незначительной вязкостью высокопарафинистая	

Таблица 7 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти Северо-Останинского нефтяного месторождения

Наименование	Молекулярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
Сероводород	-	-	-
Двуокись углерода	1,27-1,31	0,02	0,69-1,21
N2 + редкие	0,52-0,54	-	0,08-0,28
CH4	78,52-82,65	0,2-0,12	42,79-67,26
C2H6	6,06-6,17	0,19-0,39	3,38-7,34
C3H8	5,49-6,51	0,81-2,21	3,91-6,94
i-C4H10	1,36-2,78	1,15-2,76	1,69-2,03
n-C4H10	1,29-2,27	0,6-1,75	1,51-1,61
i-C5H12	0,46-1,67	1,35-2,0	0,77-1,53
n-C5H12	0,45-0,78	1,42-2,5	0,73
C6H14 + остаток	0,26-0,39	87,5-92,76	12,37-42,46
Плотность, кг/м ³	0,861-0,934	850,8-856,8	662,0-706,9

2.3 Анализ осложнений скважинно-добывающего фонда Северо-Останинского месторождения

Основными проблемами добычи нефти Северо-Останинского месторождения являются:

- высокая температура пласта,
- образование АСПО,
- обводненность.

Температура пласта на Северо-Останинском нефтяном месторождении находится в пределах 115 °С, это влияет на перегрев погружного электродвигателя и уменьшения сопротивления изоляции трехжильного электрического кабеля.

Поскольку увеличилась рабочая температура обмоток статоров, то возросла вероятность пробоя изоляции и выхода погружного электродвигателя (ПЭД) из строя. Эффективным способом повышения ресурса ПЭД в таких условиях являются увеличение термостойкости и теплопроводности электроизоляционных материалов.

На данный момент на месторождении активно используют термостойкий ПЭД, а также термостойкий кабель нефтепогружной высокотемпературный (до 230 °С).

В настоящее время на Северо-Останинском месторождении идет активная борьба с асфальтосмолопарафиноотложениями. Парафины осаживаются в процессе эксплуатации на стенках насосно-компрессорных трубах и выкидных линиях. Это приводит к уменьшению суточного дебита скважин, повышению давления в некоторых случаях до остановки скважины. В борьбе с парафинами используют тепловые, физические и химические методы.

Обводненность и агрессивная среда пласта негативно влияют на подземное и надземное оборудование скважин. Основные проблемы, связанные с обводненностью:

- коррозия насосно-компрессорных труб, выкидных линий,
- отложение солеобразования,
- падение забойного давления.

В настоящий момент на производстве используют трубы с полимерным покрытием, полимерное покрытие позволяет защитить внутренние стенки НКТ от коррозии и образования отложений при эксплуатации.

2.4 Борьба с АСПО при помощи химических ингибиторов

Основными осложняющими факторами, влияющими на производительность добывающих скважин, являются АСПО, отложения неорганических солей, содержание механических примесей в добываемом флюиде.

В настоящее время химические методы остаются одними из действенных мер для борьбы с органическими и неорганическими отложениями на месторождениях. Выбор наиболее эффективного ингибитора в каждом конкретном случае должен основываться на анализе рисков и лабораторном подборе реагента.

Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием скважин и трубопроводов является химический метод с применением ингибиторов АСПО, так как он имеет высокую эффективность,

технология проведения работ несложна, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер. Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений. В основе действия ингибиторов АСПО лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть-поверхность металла трубы, нефть – дисперсная фаза. В настоящее время широкое распространение находят ингибиторы АСПО, разработанные отечественными и зарубежными производителями [9].

На Северо-Останинском месторождении активно ведется закачка химических реагентов типа ПРАЛЬТ НК-3. Он предназначен для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений в скважинах, системах нефтесбора и транспорта нефти.

В качестве примера на рисунке 15 приведена зависимость влияния температуры и скорости сдвига на эффективную вязкость исходной нефти (проба скв. № 7).

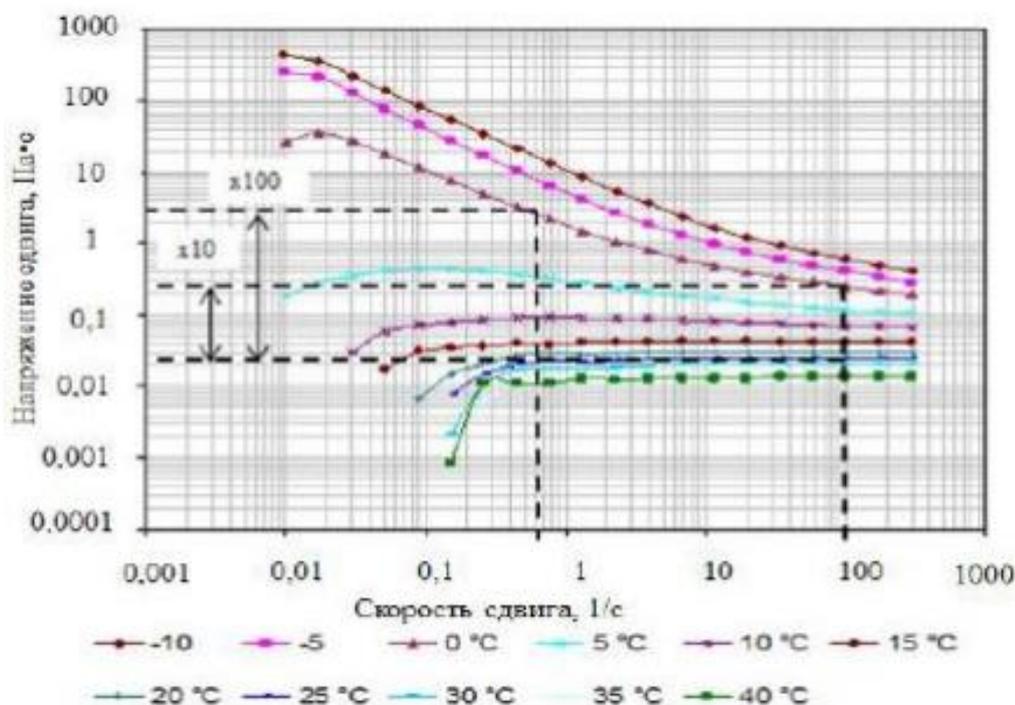


Рисунок 15 – Зависимость эффективной вязкости нефти (скв. № 7) от скорости сдвига в температурном интервале от минус 10 °C до 40 °C

На рисунке 16 приведена зависимость напряжения сдвига нефти от скорости сдвига в температурном интервале от минус 10 °С до 40 °С.

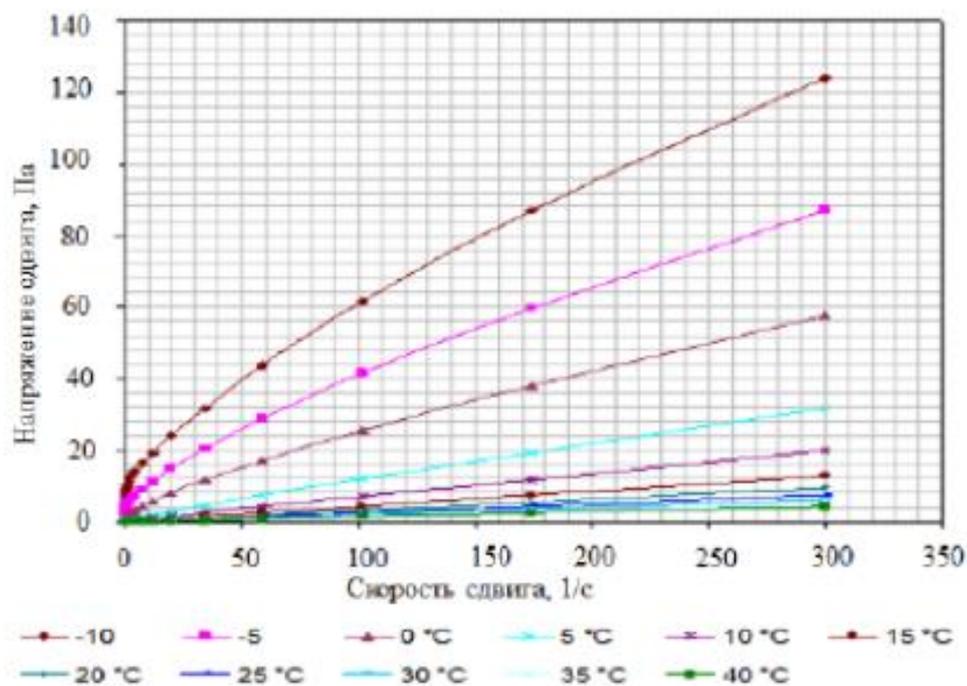


Рисунок 16 – Зависимость напряжения сдвига нефти (скв. № 7) от скорости сдвига в температурном интервале от минус 10 °С до 40 °С

При сопоставлении значений эффективной вязкости нефти скв. № 413.1 при 0 °С и 30 °С можно заметить, что с повышением температуры происходит уменьшение вязкости почти в 100 раз в области низких скоростей сдвига ($\gamma = 0,9 \text{ с}^{-1}$) и примерно в 10 раз в области высоких скоростей сдвига ($\gamma = 100 \text{ с}^{-1}$). Различие на порядок свидетельствует о значительном содержании АСПО в нефти. Межремонтный период при этом способе увеличивается в среднем с 16 до 42 дней.

2.5 Опыт применения насосно-компрессорных труб с защитным покрытием, в целях профилактики асфальтосмолопарафиновых отложений

Последние маркетинговые исследования рынка труб показали, что коррозионностойкие трубы, а также трубы с защитными покрытиями являются приоритетной продукцией многих трубных и металлургических заводов России и ближнего зарубежья. Развитие производства труб с защитными противокоррозионными покрытиями позволяет: во-первых, значительно увеличить долговечность труб, во-вторых, значительно повысить надежность трубопроводов и, в-третьих, перенести процесс нанесения покрытий в заводские условия, где возможно обеспечение высокой производительности и качества, улучшение труда рабочих, снижение себестоимости покрытий. Основное назначение внутренних покрытий стальных труб – защита от коррозионного воздействия транспортируемой среды, снижение шероховатости внутренней поверхности труб, химическая стойкость к транспортируемой среде и увеличение пропускной способности трубопроводов [10].

Анализ применения насосно-компрессорных труб с полимерным покрытием (НКТП) показывает, что такие трубы имеют высокие защитные свойства при эксплуатации, как в нагнетательных, так и в добывающих скважинах, со сроком окупаемости дополнительных затрат на покрытие менее двух лет. Насосно-компрессорные трубы с покрытием позволяют ежегодно получать значительный экономический эффект, уменьшить эксплуатационные расходы за счёт сокращения порывов и значительно уменьшить объём применения ингибиторной защиты. В целом, гладкая пленка внутреннего покрытия значительно снижает гидравлическое сопротивление и как следствие, энергозатраты на подъем нефтяной смеси на поверхность. Применение НКТП позволяет увеличивать межремонтный период на скважинах с парафинопроявлениями в среднем в четыре раза. Пониженная адгезия АСПО с покрытием позволяет обходиться практически без

применения высокотемпературных обработок, а отложения в виде подвижной тонкой корки легко удаляются при гидроструйной промывке.

Способы защиты насосно-компрессорных труб:

- повышение химического сопротивления конструкционных материалов,
- изоляция поверхности металла от агрессивной среды,
- понижение агрессивности производственной среды,
- снижение коррозии наложением внешнего тока (электрохимическая защита).

Эти методы можно разделить на 2 группы. Первые 2 метода обычно реализуются до начала производственной эксплуатации металлоизделия (выбор конструкционных материалов и их сочетаний еще на стадии проектирования и изготовления изделия, нанесение на него защитных покрытий). Последние 2 метода, напротив, могут быть осуществлены только в ходе эксплуатации металлоизделия (пропускание тока для достижения защитного потенциала, введение в технологическую среду специальных добавок-ингибиторов) и не связаны с какой-либо предварительной обработкой до начала использования.

Вторая группа методов позволяет при необходимости создавать новые режимы защиты, обеспечивающие наименьшую коррозию изделия. Например, на отдельных участках трубопровода в зависимости от агрессивности почвы можно менять плотность катодного тока. Или для разных сортов нефти, прокачиваемой через трубы, использовать разные ингибиторы.

Современная защита насосно-компрессорных труб базируется на следующих методах [11]:

- повышение химического сопротивления конструкционных материалов,
- изоляция поверхности металла от агрессивной среды,
- понижение агрессивности производственной среды,

– снижение коррозии наложением внешнего тока (электрохимическая защита).

Анализ мирового производства труб нефтяного сортамента показывает, что в настоящее время наиболее широко организовано производство НКТ из низколегированной и легированной стали [12].

Вместе с тем, отдельные производители трубной продукции выпускают стальные НКТ, которые имеют на внутренней поверхности покрытие следующих видов:

- НКТ с эпоксидным покрытием,
- НКТ с эмалевым или силикатно-эмалевым покрытием.

Применение труб из низколегированных и легированных сталей позволяет увеличить срок их службы, однако не решает проблему надёжности резьбового соединения, особенно с треугольной резьбой. Недостатком полимерных и силикатно-эмалевых покрытий состоит в том, что их наносят только на внутреннюю поверхность НКТ, а резьбовые концы труб остаются незащищёнными.

Эксплуатационные испытания НКТ из стеклопластика показали, что у этого вида НКТ имеются большие проблемы с резьбовыми соединениями, которые не выдерживают многократное свинчивание-развинчивание.

Научно-практический опыт НКТ с диффузионным цинковым покрытием показывает, что одним из перспективных является способ термохимического диффузионного цинкования. Этот способ позволяет наносить защитное диффузионное покрытие не только на гладкие, но и на трубы с нарезными концами и муфты к ним. При этом способе цинкования защитное покрытие из коррозионно-эрозионностойкого железоцинкового сплава образуется как на внутренней и наружной поверхности труб и муфт, так и на их резьбовых участках.

Прошедшие диффузионное цинкование НКТ получают надёжную, долговременную защиту по всей поверхности, включая нарезные концы, от коррозионно-эрозионного воздействия агрессивных сред, характерных для

условий нефтедобычи. Диффузионные покрытия проникают в поверхностные слои металлоизделия, улучшая их физико-химические свойства с одновременным их упрочнением, повышением коррозионной стойкости и других эксплуатационных характеристик. Это, в первую очередь, гарантирует исключение случайных повреждений покрытия и минимизирует снижение защитных свойств после механических воздействий при транспортировке, хранении и эксплуатации.

В 2014 и 2015 годах на Северо-Останинском месторождении было выполнено внедрение оборудования в нефтяные скважины механизированного фонда в объеме 12-ти подвесок с внутренним защитным покрытием ТС3000F. Внедрение выполнялось при выполнении плановых текущих и капитальных ремонтов в скважины, которые подходили под критерии, установленные программой промысловых испытаний, дополнительных текущих ремонтов для внедрения оборудования на фонде не выполнялось.

По состоянию на март 2021 года по 12 скважинам с помощью внедрения НКТ с ТС3000F затраты на депарафинизацию удалось исключить полностью, обработки по ним либо не выполнялись, либо выполнялись однократно, по остальным скважинам средний МОП после внедрения НКТ-73 мм с ТС 3000F был увеличен в среднем с 4 до 39 суток.

2.6 Технология удаления АСПО применением греющего кабеля

Возможно также применение установок подогрева нефти (УПН). УПН состоит из нагревательного кабеля, станции управления нагревом (в дальнейшем станция управления) и высоковольтного трансформатора марки ТМПН (трансформатор не поставляется) или без трансформатора. УПН предназначена для управления нагревом и защиты нагревательного кабеля, расположенного в лифтовых трубах нефтяных и газовых скважин.

Принцип работы УПН заключается в нагреве внутреннего пространства насосно-компрессорных труб и поддержания температуры по стволу НКТ

выше температуры образования парафиновых отложений (температуры кристаллизации парафина) с помощью специального изолированного нагревательного кабеля, помещенного внутрь НКТ, длиной равной интервалу максимального парафиноотложения. Технология применения нагревательного кабеля сводится к следующим простым операциям: спуск кабеля в НКТ, подключение к станции управления и подача необходимой электрической мощности для поддержания температуры по стволу скважины выше температуры выпадения парафинов и гидратов.

Нагревательный кабель – основной элемент УПН, обеспечивающий надежность установки в целом и выполняющий функцию распределенного по всей длине скважины нагревательного элемента. Принцип работы всех выпускаемых кабелей основан на резистивном способе нагрева, т.е. выделении тепла электрическими проводниками при протекании по ним электрического тока. За счет выделяемого тепла поддерживается температура по стволу скважины выше температуры кристаллизации парафиногидратов, и, тем самым, предотвращается выпадение твердых фракций и налипание их на стенках НКТ скважин.

Конструкция кабеля предусматривает, прежде всего, его режим работы: высокое давление, радиальный градиент температур, рабочее состояние (вертикально подвешенное положение), наличие агрессивной среды. Принципиальная схема УПН представлена на рисунке 17.

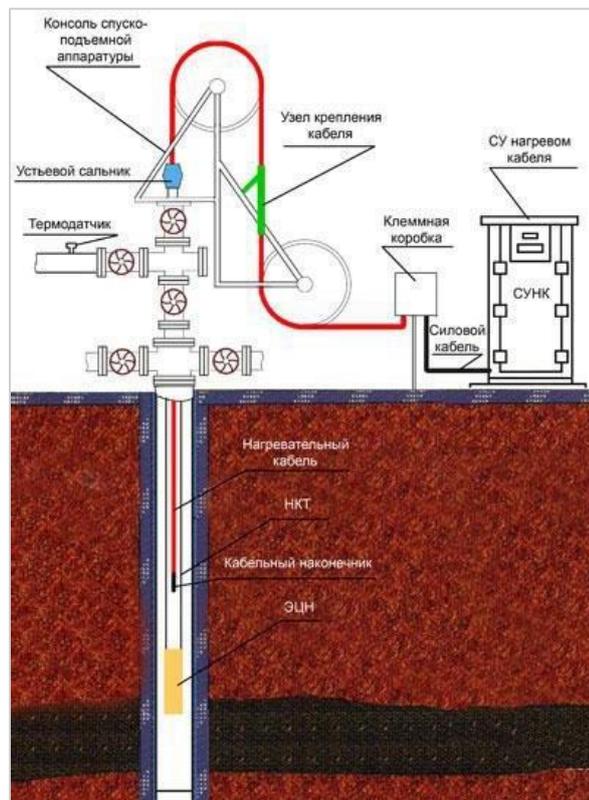


Рисунок 17 – Принципиальная схема устройства подогрева скважин УПН

Принципиальная схема устройства подогрева скважин УПН прошла опытно-промышленные испытания в ряде нефтяных компаний страны и, получив должную оценку своей эффективности, успешно применяется подразделениями данных компаний для депарафинизации скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, на фонтанирующих, газлифтных скважинах многих нефтедобывающих компаний. Установка эксплуатируется во всех климатических зонах, от юга до Крайнего Севера, решая задачу долговременной бесперебойной работы скважин, показав свою высокую экономическую эффективность [13].

На всех скважинах, оборудованных электрокабельными установками УПН, отмечался рост дебита скважин, при этом на скважинах, оборудованных УЭЦН, срок службы погружного оборудования увеличивался за счет безостановочной работы насоса, снижения нагрузки за счет разжижения нефти в лифте скважины.

Одним из самых больших преимуществ данного метода предотвращения отложений парафина и образования парафиногидратных пробок является его полная экологическая безопасность. Использование надежных сальниковых устройств позволяет полностью исключить загрязнение окружающей среды на все время работы установки на скважине.

На месторождениях Западной Сибири добываются нефти с большим содержанием парафинов, смол и асфальтенов, для предотвращения отложения данных компонентов на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб, начато внедрение и эксплуатация скважинных греющих кабелей типа SRL 40-2CR. Данные по скважинам представлены в таблице 8.

Использование греющих кабелей значительно упрощает условие эксплуатации скважин, так как отпадает необходимость использования ингибиторов и очищающих устройств, наблюдается увеличение дебита по скважинам.

Таблица 8 – Показатели работы скважин, оборудованных греющими кабелями

№	Дата пуска	Номер скважины	Кустовая площадка	Глубина спуска кабеля, м	Дебит до спуска кабеля, м ³ /сут	Дебит после спуска кабеля, м ³ /сут	N (кВт)	Температура на устье, °С	Прирост дебита	
									м ³ /сут	%
1	21.05.2020	6	96	1900	35	125	58	32	90,0	257%
2	02.06.2020	45	413у	1450	45	63	52	33	18,0	40%
3	14.01. 2021	2107	166	1700	80	263	65	34	183,0	229%
4	21.01. 2021	66	122	1450	36	47	55	36	11,0	31%
5	22.02. 2021	201	110	1700	86	122	60	30	36,0	42%
6	28.02.2021	35	124	1550	44	58	50	32	14,0	32%
7	12.03. 2022	202	413.1	1600	45	63	50	32	18,0	40%
В среднем по месторождению									52,9	100%

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Рысай Владислав Вениаминович

Школа	ИШПР	Отделение школы	Отделение Нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Материальные затраты 8290 руб. Затраты на спецоборудование 2692,7 руб. Основная заработная плата исполнителей НИ 148391 руб. Дополнительная заработная плата исполнителей темы 22258,7 руб. Отчисления во внебюджетные фонды 51194,9 руб. Накладные расходы 51412,34 руб.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Районный коэффициент города Томска -1,3
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Размер отчислений во внебюджетные фонды – 30%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Оценочная карта конкурентных технических решений
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НТИ
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Проведение оценки экономической эффективности проведения гидроразрыва пласта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Оценка конкурентоспособности технических решений
3. Матрица SWOT
4. График проведения и бюджет НТИ
5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Рысай Владислав Вениаминович		

3 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Основная цель данного раздела – оценить перспективность развития и планировать финансовую и коммерческую ценность конечного продукта, представленного в рамках исследовательской программы. Коммерческая ценность определяется не только наличием более высоких технических характеристик над конкурентными разработками, но и тем, насколько быстро разработчик сможет ответить на следующие вопросы – будет ли продукт востребован на рынке, какова будет его цена, каков бюджет научного исследования, какое время будет необходимо для продвижения разработанного продукта на рынок.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- оценка коммерческого потенциала разработки,
- планирование научно-исследовательской работы,
- расчет бюджета научно-исследовательской работы,
- определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Целью выпускной квалификационной работы является анализ причин образования АСПО на скважинах.

3.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

3.1.1 Цели и актуальность проекта

В перспективе основными потребителями результатов данной работы будут нефтегазовые компании. Как выглядит сегментирование в случае данного метода, представлено в таблице 9.

Таблица 9 – Заинтересованные стороны проекта

Заинтересованные стороны проекта	Ожидания заинтересованных сторон
Нефтегазовые компании	Повышение продуктивности добывающих скважин
	Улучшение эффективности работы насосных установок

В таблице 10 представлена информация о цели и результатах проекта, и критериях достижения целей.

Таблица 10 – Цель и результаты проекта

Цель проекта:	Анализ причин образования АСПО на скважинах.
Ожидаемые результаты проекта:	Улучшение производительности системы и улучшение эффективности работы насосных установок.
Критерии приемки результата проекта:	Доступность
	Удобство и простота использования
	Надёжность
	Требование:
Требования к результату проекта:	Соблюдение требований к документации
	Стоимость проекта должна быть сопоставима по цене с аналогичными, или быть ниже

3.1.2 Анализ конкурентных технических решений

В связи с постоянным движением рынка анализ производства конкурента требуется проводить поэтапно. Исследуем предлагаемое технологическое решение с конкурентами, которые актуальны на ранке. В качестве конкурентных решений примем:

- разработки нефтегазового дела («Роснефть»),
- разработки нефтегазового дела (ООО «НПП Нефтехим»).

Оценим разработки по выбранным техническим и экономическим критериям по пятибальной шкале. Результат анализа сведем в таблицу 11.

Таблица 11 – Оценочная карта конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Бк1	Бк2	К _ф	Кк1	Кк2
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1 Выход продукта	0,12	4	5	5	0,48	0,60	0,60
2 Качество продукта	0,12	4	4	5	0,48	0,48	0,60
3 Эффективность использования сырья и материалов	0,09	5	4	5	0,45	0,36	0,45
4 Энергоэкономичность	0,09	5	3	2	0,45	0,27	0,18
5 Износостойкость оборудования	0,08	3	5	4	0,24	0,40	0,32
6 Безопасность персонала	0,08	5	5	4	0,40	0,40	0,32
7 Экологичность	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
8 Простота реализации	0,05	5	3	2	0,25	0,15	0,10
Экономические критерии оценки эффективности							
1 Стоимость оборудования	0,09	4	4	2	0,36	0,36	0,18
2 Стоимость сырья	0,10	5	3	3	0,50	0,30	0,30
3 Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	5	4	0,28	0,35	0,28
4 Уровень проникновения на рынок	0,04	5	2	1	0,20	0,08	0,04
Итого	1	53	48	41	4,37	4,10	3,65

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле (1):

$$K = \sum B_i \cdot B_j \quad (1)$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_j – балл показателя.

Таким образом, полученные данные свидетельствуют о том, что разработка более конкурентоспособна и ресурсоэффективна. Проведение проекта целесообразно, так как он обладает рядом преимуществ: универсальность, безопасность, быстрота и простота в эксплуатации.

3.1.3 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта, в этой работе проведен SWOT-анализ с детальной оценкой сильных и слабых сторон исследовательского проекта, а также его возможностей и угроз.

Первый этап, составляется матрица SWOT, в которую описаны слабые и сильные стороны проекта и выявленные возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде, приведены в таблице 12.

Таблица 12 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны	Слабые стороны
С1. Заявленная высокая эффективность при внедрении технологии в производство	Сл1. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца
С2. Доступность комплектующих при ремонте	Сл2. Быстрый износ оборудования.
С3. Доступность комплектующих при ремонте	Сл3. Необходимость экспериментальных исследований
Возможности	Угрозы
В1. Наибольшая эффективность удаления отложений	У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства
В2. Уменьшение интенсивности образования отложений	У2. Ограничение на импорт технологии
В3. Увеличение межремонтного периода работы скважины	У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин
В4. Уменьшение продолжительности очистки	

На втором этапе на основании матрицы SWOT строятся интерактивные матрицы возможностей и угроз, позволяющие оценить эффективность проекта, а также надежность его реализации. Соотношения параметров представлены в таблицах 13-16.

Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта				
Возможности проекта		C1	C2	C3
	B1	+	+	+
	B2	-	-	-
	B3	+	-	-
	B4	+	+	-

Таблица 14 – Интерактивная матрица проекта «Возможности проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3
	B1	-	+	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	-	-	+

Таблица 15 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и сильные стороны»

Сильные стороны проекта				
Угрозы проекта		C1	C2	C3
	У1	-	-	+
	У2	-	-	-
	У3	-	-	-

Таблица 16 – Интерактивная матрица проекта «Угрозы проекта и слабые стороны»

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл.1	Сл.2	Сл.3
	B1	-	-	-
	B2	-	-	-
	B3	-	-	-
	B4	-	-	-

Результаты анализа представлены в итоговую таблицу 17.

Таблица 17 – Итоговая таблица SWOT-анализа

		Сильные стороны научно-исследовательского проекта	Слабые стороны научно-исследовательского проекта
		<p>С1. Заявленная высокая эффективность при внедрении технологии в производство;</p> <p>С2. Наличие квалифицированного персонала;</p> <p>С3. Доступность комплектующих при ремонте.</p>	<p>Сл1.Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца;</p> <p>Сл2. Быстрый износ оборудования.</p> <p>Сл3. Необходимость характеристик нефти;</p> <p>Сл3. Необходимость экспериментальных исследований</p>
Возможности	<p>В1. Наибольшая эффективность удаления отложений;</p> <p>В2. Уменьшение интенсивности образования отложений;</p> <p>В3. Увеличение межремонтного периода работы скважины;</p> <p>В4. Уменьшение продолжительности очистки.</p>	<p>Направления развития</p> <p>Главным преимуществом технологии является возможность проведения эффективной очистки колонны НКТ. Увеличение МРП скважины и уменьшение продолжительности работ по очистке НКТ также относятся к достоинствам предлагаемой технологии.</p>	<p>Сдерживающие факторы</p> <p>Изменение качественной характеристики нефти при ведении ингибитора в п ток нефти может изменить реологические свойства нефти, что потребует дополнительных затрат на подготовку нефти</p>
Угрозы	<p>У1. Отсутствие спроса на новые технологии производства;</p> <p>У2. Ограничение на импорт технологии;</p> <p>У3. Рост темпов инфляции, налогов и пошлин.</p>	<p>Угрозы развития</p> <p>Отсутствие спроса на новые технологии производства</p>	<p>Уязвимости:</p> <p>Необходимость длительных опытных испытаний существующих химических реагентов.</p> <p>Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p>

3.2 Планирование научно-исследовательских работ

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования,
- определение количества исполнителей для каждой из работ,

- установление продолжительности работ,
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 18.

Таблица 18 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	Научный руководитель
	2	Календарное планирование выполнения работ	Инженер, научный руководитель
Выбор способа решения поставленной задачи	3	Обзор научной литературы	Инженер
	4	Выбор методов исследования	Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Планирование эксперимента	Инженер, научный руководитель
	6	Подготовка образцов для эксперимента	Инженер
	7	Проведение эксперимента	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Обработка полученных данных	Инженер
	9	Оценка правильности полученных результатов	Инженер, Научный руководитель
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	10	Составление пояснительной записки	Инженер

3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

При проведении научных исследований основную часть стоимости разработки составляют трудовые затраты, поэтому определение трудоемкости проводимых работ является важным этапом составления сметы.

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости использована следующая формула (2):

$$t_{\text{ож}i} = \frac{3t_{\text{мин}i} + 2t_{\text{макс}i}}{5} \quad (2)$$

где $t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, человеко-дни,
 $t_{\text{мин}i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни,

$t_{\text{макс}i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы по формуле (3).

$$T_{pi} = \frac{t_{\text{ож}i}}{Ч_i} \quad (3)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{\text{ож}i}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4) :

$$T_{ki.кал} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (4)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Календарный коэффициент определяется по формуле (5):

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48 \quad (5)$$

где $T_{\text{кал}}$ – общее количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – общее количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – общее количество праздничных дней в году.

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 19.

Таблица 19 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{\text{ожг}}$, чел-дни			
	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2	Исп.1	Исп.2		
<i>1</i>	2	3	4	5	6	7	8	9
1. Составление и утверждение технического задания, утверждение плана-графика	2	-	4	-	2,8	-	2,8	4
2. Календарное планирование выполнения работ	1	3	3	4	1,8	3,4	2,6	4
3. Обзор научной литературы	-	6	-	10	-	7,6	7,6	11
4. Выбор методов исследования	-	3	-	5	-	3,8	3,8	6
5. Планирование эксперимента	2	6	4	8	2,8	6,8	4,8	7
6. Подготовка образцов для эксперимента	-	5	-	7	-	5,8	5,8	9
7. Проведение эксперимента	-	15	-	20	-	17	17	25

Продолжение таблицы 19

<i>I</i>	2	3	4	5	6	7	8	9
8. Обработка полученных данных	-	10	-	15	-	12	12	18
9. Оценка правильности полученных результатов	2	3	4	5	2,8	3,8	3,3	5
10. Составление пояснительной записки		8		10	-	8,8	8,8	13
Итого:	7	59	15	84	13,5	68,5	68,5	102

Примечание: Исп. 1 – научный руководитель, Исп. 2 – инженер.

Далее приведен календарный план-график с диаграммой Ганта на основе календарного плана проекта (рисунок 18). График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках НИР с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени ВКР.

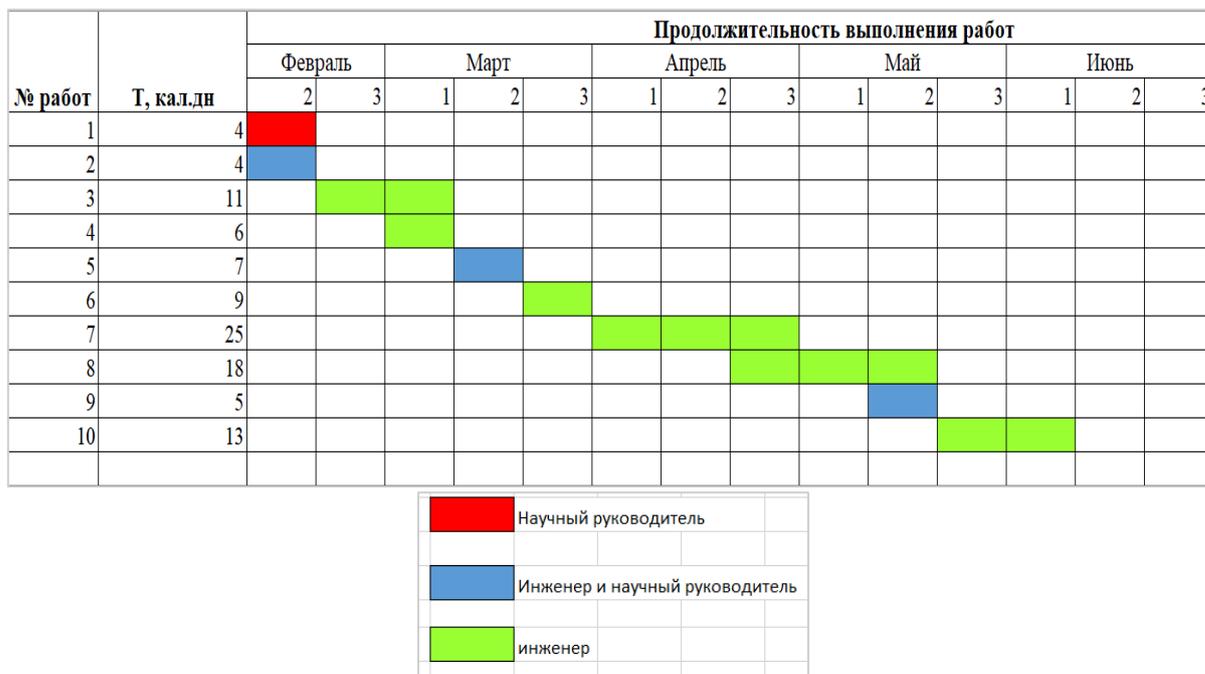


Рисунок 18 – Диаграмма Ганта на основе календарного плана проекта

Общее число календарных дней, в течении которых выполнялась работа – 102.

3.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР),
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ,
- основная заработная плата исполнителей темы,
- дополнительная заработная плата исполнителей темы,
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления),
- накладные расходы НИР.

3.3.1 Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Материальные затраты – это затраты организации на приобретение сырья и материалов для создания готовой продукции.

Данная часть включает затрат всех материалов, используемых при выполнении ВКР. Результаты расчета затрат представлены в таблице 20.

Таблица 20 – Затраты при расчете материальных затрат

Наименование материалов	Цена за ед., руб.	Количество, ед.	Сумма, руб.
Тара для нефтепродукта	340	4	1 200
Смола влагопрочного порядка	3 490	1	3 490
Итого:			8 290

3.3.2 Расчет амортизации специального оборудования

Расчет сводится к определению амортизационных отчислений, так как оборудование было приобретено до начала выполнения данной работы и эксплуатировалось ранее, поэтому при расчете затрат на оборудовании учитываем только рабочие дни по данной теме.

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации: рассчитывается по формуле (6):

$$H_A = \frac{1}{n} \quad (6)$$

где n – срок полезного использования в количестве лет.

Амортизация оборудования рассчитывается по формуле (7):

$$A = \frac{H_A I}{12} \cdot m \quad (7)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

m – время использования, мес.

Таблица 21 – Затраты на оборудование

№ п/п	Наименование оборудования	Дни эксплуатации	Срок службы, лет	Стоимость оборудования, тыс.руб.	Амортизационные отчисления, руб.
1	Персональный компьютер фирмы HP	55	8	141	2692,7
Итого:					2692,7

3.3.3 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата одного работника рассчитывается по следующей формуле (8):

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p \quad (8)$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.;

T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, рабочих дней (таблица 22).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле (9):

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.} \quad (9)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

$F_{\text{д}}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера) рассчитывается по формуле (10):

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_{\text{д}}} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.} \quad (10)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя рассчитывается по формуле (11):

$$Z_m = Z_{\text{мс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.} \quad (11)$$

– для инженера рассчитывается по формуле (12):

$$Z_m = Z_{\text{мс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.} \quad (12)$$

где $Z_{\text{мс}}$ – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равен 0,3;

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2;

k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Баланс рабочего времени исполнителей представлен в таблице 23.

Таблица 23 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни - праздничные дни	52/14	104/14
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48/5	24/10
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Расчет основной заработной платы исполнителей представлен в таблице 24.

Таблица 24 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{мс}, руб$	k_{np}	k_o	k_p	$Z_m, руб$	$Z_{дн}, руб$	$T_p, раб.дн.$	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	13,5	28988,6
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	68,5	119402,4
Итого:								148391

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя рассчитывается по формуле (13):

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 28988,6 = 4348,3 \text{ руб.} \quad (13)$$

– для инженера рассчитывается по формуле (14):

$$Z_{дон} = k_{дон} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 119402,4 = 17910,4 \text{ руб.} \quad (14)$$

где $k_{дон}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

3.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле:

– для руководителя рассчитывается по формуле (15):

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{дон}) = 0,3 \cdot (28988,6 + 4348,3) = 10001,1 \text{ руб.} \quad (15)$$

– для инженера рассчитывается по формуле (16):

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{доп}) = 0,3 \cdot (119402,4 + 17910,4) = 41193,8 \text{ руб.} \quad (16)$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

3.3.5 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

Группировка затрат по статьям представлена в таблице 25.

Таблица 25 – Группировка затрат по статьям

Статьи					
1	2	3	4	5	6
Амортизация	Сырье, материалы	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на социальные нужды	Итого без накладных расходов
8290	2692,7	148391	22258,7	51194,9	257061,7

Величина накладных расходов определяется по формуле (17):

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{нр}, \quad (17)$$

где $k_{нр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Накладные расходы по элементам представлены в таблице 26.

Таблица 26 – Накладные расходы по элементам

Наименование элемента	Затраты
Печать ксерокопирование материалов исследования	12500 руб.
Оплата услуг связи	10000 руб.
Оплата потраченной электроэнергии	28912,34 руб.

На основании полученных данных по отдельным статьям затрат составляется калькуляция плановой себестоимости научно-исследовательской работы по форме, приведенной в таблице 27. В таблице также представлено определение бюджета затрат двух конкурирующих научно-исследовательских проектов.

Таблица 27 – Группировка затрат по статьям

№	Наименование статьи	Сумма, руб.		
		Текущий Проект	Исп.2	Исп.3
1	Материальные затраты НИР	8290	9700	15945
2	Затраты на специальное оборудование	2692,7	3295,9	4345,3
3	Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	148391	148391	148391
4	Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	22258,7	22258,7	22258,7
5	Отчисления во внебюджетные фонды	51194,9	51194,9	51194,9
6	Накладные расходы	51412,34	52900,88	49776,6
Бюджет затрат НИР		308474,04	317405,28	331019,2

3.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Для определения эффективности исследования рассчитан интегральный показатель эффективности научного исследования путем определения интегральных показателей финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получен в процессе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принят за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве аналогов данной НИР рассмотрены:

- 1) разработки нефтегазового дела («Роснефть»),
- 2) разработки нефтегазового дела (ООО «НПП Нефтехим»).

Интегральный финансовый показатель разработки рассчитывается по формуле (18):

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (18)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$\Phi_{\text{текущ.проект}} = 308474,04$ руб, $\Phi_{\text{исп.1}} = 317405,28$ руб, $\Phi_{\text{исп.2}} = 331019,2$ руб.

$$I_{\text{финр}}^{\text{тек.пр.}} = \frac{\Phi_{\text{тек.пр.}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{308474,04}{331019,2} = 0,93;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.2}} = \frac{\Phi_{\text{исп.2}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{317405,28}{331019,2} = 0,96;$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.3}} = \frac{\Phi_{\text{исп.3}}}{\Phi_{\text{max}}} = \frac{331019,2}{331019,2} = 1.$$

В результате расчета консолидированных финансовых показателей по трем вариантам разработки вариант 1 (текущий проект) с меньшим перевесом признан считается более приемлемым с точки зрения финансовой эффективности.

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их

характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 28).

Таблица 28 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1. Безопасность при использовании установки	0,15	4	4	4
2. Стабильность работы	0,2	4	4	5
3. Технические характеристики	0,2	5	3	3
4. Механические свойства	0,3	5	4	3
5. Материалоёмкость	0,15	5	5	5
ИТОГО	1	4,65	3,95	3,85

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,3 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 = 4,65;$$

$$I_{p2} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 4 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 4 + 0,15 \cdot 5 = 3,95;$$

$$I_{p3} = 0,15 \cdot 4 + 0,2 \cdot 5 + 0,2 \cdot 3 + 0,3 \cdot 3 + 0,15 \cdot 5 = 3,85.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле (19):

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{фин.и}} \quad (19)$$

$$I_{исп.1} = \frac{4,65}{0,93} = 5, \quad I_{исп.2} = \frac{3,95}{0,96} = 4,11, \quad I_{исп.3} = \frac{3,85}{1} = 3,85.$$

Далее интегральные показатели эффективности каждого варианта НИР сравнивались с интегральными показателями эффективности других вариантов с целью определения сравнительной эффективности проекта (таблица 29).

Таблица 29 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Текущий проект	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,93	0,96	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,65	3,95	3,85
3	Интегральный показатель эффективности	5	4,11	3,85
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,82	0,77

Сравнение среднего интегрального показателя сопоставляемых вариантов позволило сделать вывод о том, что наиболее финансово- и ресурсоэффективным является вариант 1 (текущий проект). Разработка, представленная в текущей работе, является более эффективной по сравнению с конкурентами.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8Г2	ФИО Рысай Владислав Вениаминович
--------------------------	--

Тема ВКР:

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/ специальность	21.03.01 Нефтегазовое дела

Эффективность применения современных методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на нефтяных месторождениях	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p>Объект исследования: добывающая / нагнетательная скважина;</p> <p>Область применения: геолого-технические мероприятия;</p> <p>Рабочая зона: полевые условия;</p> <p>Климатическая зона: III;</p> <p>Количество и наименование оборудования рабочей зоны: станция для спуска каротажных приборов на кабеле, пороховой акустический генератор давления, устьевое оборудование;</p> <p>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: спуск каротажных приборов на кабеле, обработка призабойной зоны пласта.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001; 2. ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования; 3. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия; 4. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности 5. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки (Переиздание) 6. ГОСТ Р 53375-2016 Скважины нефтяные и газовые. Геолого-технологические исследования. Общие требования; 7. ГОСТ 12.1.019-2009 Система стандартов безопасности труда (ССБТ) 8. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. (Общие эргономические требования.)
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов; 	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровня шума и вибрации; 2. Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека

<p>– Обоснование мероприятий по снижению воздействий вредных и опасных факторов</p>	<p>3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды</p> <p>4. Производственные факторы, связанные чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания</p> <p>5. Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения</p> <p>Опасные факторы: Производственные факторы, связанные с электрическим током.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, виброизолирующие материалы, глушители шума, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, страховочные стропы, газоанализатор, защитные ботинки, нарукавники, оградительные устройства, предупреждающие вывески, москитные сетки, репелленты</p>
<p>Экологическая безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: территории нефтепродуктами при аварии. Класс опасности производства III. СЗЗ – 120 м/км.</p> <p>Воздействие на литосферу: Загрязнение нефтепродуктами, химреагентами, утилизация элементов отработавшего оборудования</p> <p>Воздействие на гидросферу: попадание загрязняющих веществ, таких как нефть, масла, химические растворы, продукты жизнедеятельности персонала</p> <p>Воздействие на атмосферу: выброс загрязняющих веществ по причине неисправности технологического оборудования</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации:</p>	<p>Возможные ЧС: пожары, взрывы, отравления вредными веществами.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пожар</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Рысай Владислав Вениаминович		

4 Социальная ответственность

Данный раздел выпускной квалификационной работы посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы персонала на производственных объектах.

Рабочей зоной оператора ПГДА является куст, скважина. Основной деятельностью оператора ПГДА является поддержание правильного режима работы ПГДА, параметров; разборка, ремонт и сборка оборудования и арматуры; обработка паром высокого давления подземного и наземного оборудования скважин и выкидных линий в зимний период;

Работа на кусте ведется круглый год, несмотря на экстремальные погодные условия.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При выполнении работ по разработке методики практического обучения работников безопасным методам и приемам выполнения работ, согласно ТК РФ N197-ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда,
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом,
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности,
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя,
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы

(должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра.

Согласно ст.212 ТК РФ работодатель обязан обеспечить:

- безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов,
- применение прошедших обязательную сертификацию или декларирование соответствия в установленном законодательством Российской Федерации о техническом регулировании порядке средств индивидуальной и коллективной защиты работников,
- соответствующие требованиям охраны труда условия труда на каждом рабочем месте,
- обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по охране труда, стажировки на рабочем месте и проверки знания требований охраны труда,
- организацию контроля за состоянием условий труда на рабочих местах, а также за правильностью применения работниками средств индивидуальной и коллективной защиты [13],
- информирование работников об условиях и охране труда на рабочих местах, о риске повреждения здоровья, предоставляемых им гарантиях, полагающихся им компенсациях и средствах индивидуальной защиты,
- принятие мер по предотвращению аварийных ситуаций, сохранению жизни и здоровья работников при возникновении таких ситуаций, в том числе по оказанию пострадавшим первой помощи,
- наличие комплекта нормативных правовых актов, содержащих требования охраны труда в соответствии со спецификой своей деятельности.

4.2 Производственная безопасность

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003-2015 [14]. Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации (таблица 30).

Таблица 30 – Возможные опасные и вредные факторы

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [14]	Нормативные документы
Повышенный уровень шума и вибрации	ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности; СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования
Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека	Р 2.2.2006-05 Гигиена труда. Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	ГОСТ 12.1.000-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

4.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

4.2.1.1 Повышенный уровень шума и вибрации

В непосредственной близости от места генератора находится насосный агрегат, который создает уровень звука, не превышающий допустимый (max 80

дБА). При осуществлении ПГДА создаются определенные вибрации, в зависимости от скорости подачи жидкости. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [15] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации при работе в непосредственной близости от места проведения закачки составляет менее 101 дБ, что превышает норму.

Основные методы борьбы с вибрацией:

- виброизоляция (резинометаллические упоры, пренитовые прокладки, обрезиненные втулки),
- соблюдение режима труда и отдыха,
- виброгашение (применение муфт из эластичных материалов, установка на виброгасящее основание) [16].

4.2.1.2 Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека

Монотонность – это однообразное повторение рабочих операций. Опасность монотонности заключается в быстрой утомляемости, снижении внимания к процессу производства и снижении интереса к трудовому процессу, что влияет на безопасность труда. Одной из форм, предрасполагающей к формированию монотонности, является автоматизм. Он может сформироваться в результате нескольких факторов: рутинности работы, многолетнего опыта, отсутствия вовлеченности в трудовой процесс, творческого подхода, физических перегрузок. Особое значение это имеет на сложных производствах и производствах с вредными условиями труда, где аккуратность и внимание имеют решающее значение. Монотонность также сопровождается апатией к выполнению трудовой деятельности, скукой.

Одним из важных средств борьбы с монотонностью является регулирование скорости движения насосного агрегата в соответствии с колебаниями кривой работоспособности в течение рабочего дня. Объединение малосодержательных операций в более сложные и разнообразные. Снижение утомления при этом происходит за счет расширения поля корковой активности.

При совмещении профессий следует учитывать перенос (положительное) и интерференцию (отрицательное) взаимодействие навыков новой и совмещаемой профессии. Согласно документу Р 2.2.2006-05, для предотвращения возникновения у работающих на монотонных работах отрицательных психологических состояний (психологического пресыщения, скуки, сонливости, апатии) в структуру режима труда и отдыха включают функциональную музыку, которая стимулирует двигательную активность и вызывает у работников приятные эмоции.

4.2.1.3 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Источником формирования данного вредного производственного фактора могут являться плохие метеорологические условия, в результате которых возможно отклонение показателей микроклимата в рабочей зоне.

Отклонение показателей микроклимата может привести к резкому ухудшению самочувствия, снижению производительности труда рабочего.

Оптимальные параметры микроклимата на рабочих местах должны соответствовать величинам, приведенным в таблице 31, согласно СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений».

Таблица 31 – Оптимальные величины показателей микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Период года	Категория работ по уровню энергозатрат, Вт	Температура воздуха, °С	Температура поверхностей, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Холодный	Ia (до 139)	22-24	21-25	60-40	0,1
	Iб (140-174)	21-23	20-24	60-40	0,1
	IIa (175-232)	19-21	18-22	60-40	0,2
	IIб (233-290)	17-19	16-20	60-40	0,2
	III (более 290)	16-18	15-19	60-40	0,3
Теплый	Ia (до 139)	23-25	22-26	60-40	0,1
	Iб (140-174)	22-24	21-25	60-40	0,1
	IIa (175-232)	20-22	19-23	60-40	0,2
	IIб (233-290)	19-21	18-22	60-40	0,2
	III (более 290)	18-20	17-21	60-40	0,3

Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой. Спецодежда должна быть воздухо- и водонепроницаемой, иметь удобный крой. Для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; для глаз – очки (темные или с прозрачным слоем металла), для лиц – маски с откидным прозрачным экраном. Защита от воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей. Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

4.2.1.4 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

При работе насосного агрегата и скважин через сальниковые узлы и фланцевые соединения происходит просачивание вредных веществ: предельных алифатических углеводородов (C₁-C₁₀) и сероводорода (H₂S) в

смеси с УВ, выделившихся из пластовой жидкости. Выделение вредных веществ в воздушную среду возможно при проведении ГРП. Содержание вредных веществ в воздухе регламентируется системой стандартов безопасности труда с помощью предельно допустимой концентрации (ПДК) отдельных веществ в воздухе. В таблице 32 приведены ПДК для различных видов пыли согласно ГОСТ 12.1.005-88 [18].

Таблица 32 – ПДК веществ, наиболее часто встречающихся при использовании транспорта.

Вещество	ПДК, мг/м ³	Класс опасности
Пыль, содержащая более 70% SiO ₂	2	3
Пыль, содержащая от 10 до 70% SiO ₂	2	4
Пыль растительного и животного происхождения	4	4

Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны установлены, согласно ГОСТ 12.1.005-88. ПДК предельных алифатических УВ, которые нарушают работу нервной системы, что проявляется в виде бессонницы, брадикардии, повышенной утомляемости и функциональных неврозов – 300 мг/м³, сероводорода – 3 мг/м³. Сероводород очень токсичен. Вдыхание воздуха с небольшим содержанием сероводорода вызывает головокружение, головную боль, тошноту, а со значительной концентрацией приводит к коме, судорогам, отёку лёгких и даже к летальному исходу.

В случае превышения допустимого уровня пыли и загазованности в воздухе необходимо предпринимать меры по предупреждению отравлений организма человека. К таким относятся ограниченное использования токсичных веществ в технологических процессах, контроль за воздушной средой, герметизация оборудования, а также применение средств защиты органов дыхания: респираторов, противогазов фильтрующего типа или марлевых повязок.

4.2.1.5 Производственные факторы, связанные с отсутствием или недостатком необходимого искусственного освещения

Этот фактор довольно часто встречается на производстве, так как в зимнее время продолжительность светового дня очень мала, а работы по борьбе с АСПО и солеотложениями иногда занимают много времени, поэтому приходится работать в темное время суток. При работах на открытых площадках применяются различного рода фонари, лампы, прожекторы, чтобы увеличить освещенность до необходимого уровня. Согласно РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» рабочие зоны кустовой площадки должны обеспечивать освещенность: рабочая площадка – 30 лк; устья нефтяных скважин (при их обслуживании в темное время суток) – 30 лк; места управления задвижками – 30 лк.

Таблица 33 – Отнесение условий труда по классу (подклассу) условий труда при воздействии, фактора, связанного с освещенностью

Фактор, показатель	Класс (подкласс) условий труда		
	допустимый	вредный	
		2	3
		3.1	3.2
Коэффициент естественной освещенности КЕО, %	$\geq 0,5$	0,1-0,5	$< 0,1$
Освещенность рабочей поверхности E, лк	$\geq E_n^*$	$\geq 0,5 E_n$	$< 0,5 E_n$
*Нормативное значение освещенности рабочей поверхности устанавливается в соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03			

4.2.1.6 Производственные факторы, связанные с электрическим током

Проходя через организм, электрический ток вызывает термическое, электролитическое и биологическое воздействие. Термическое действие тока вызывает ожоги отдельных участков тела, нагрев кровеносных сосудов, нервов, крови и т.п. Электролитическое действие тока выражается в разложении крови и других органических жидкостей организма и вызывает значительные нарушения их физико-химического состава. Биологическое

действие тока проявляется как раздражение и возбуждение живых тканей организма, что сопровождается произвольными судорожными сокращениями мышц, легких и сердца. В результате могут возникнуть различные нарушения и даже полное прекращение деятельности органов кровообращения и дыхания.

Профессиональные заболевания вследствие данного фактора: болезни глаз или лейкемия (белокровие).

Основными непосредственными причинами электротравматизма, являются:

- прикосновение к токоведущим частям электроустановки, находящейся под напряжением;
- прикосновение к металлическим конструкциям электроустановок, находящимся под напряжением;
- ошибочное включение электроустановки или несогласованных действий обслуживающего персонала;
- поражение шаговым напряжением и др.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [19].

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность в электроустановках, являются:

- А) оформление работы нарядом-допуском, распоряжением или перечнем работ, выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- Б) допуск к работе;
- В) надзор во время работы;
- Г) оформление перерыва в работе, переводов на другое рабочее место, окончания работы.

4.3 Экологическая безопасность

Охрана окружающей среды – это система мер, направленная на поддержание рационального взаимодействия между деятельностью человека и окружающей средой, обеспечивающая сохранение и восстановление природных богатств, разумное использование природных ресурсов, предупреждающая вредное влияние результатов деятельности общества на природу и здоровье человека.

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при замене средств электрохимической защиты первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основной элемент окружающей природной среды рассматриваемой территории – на земельные и лесные ресурсы.

В таблице 34 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

Таблица 34 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при закачке жидкости в пласт [20]

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Литосфера (Земля и земельные ресурсы; лес и лесные ресурсы)	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, элементов ландшафта, растительности	Соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель. Восстановление ландшафта
	Загрязнение почвы химреагентами и др.	Сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники. Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли и т.д.
	Лесные пожары	Уборка и уничтожение порубочных остатков, и другие меры ухода за лесосекой
	Оставление недорубов, захламление лесосек	Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос, использование вырубленной древесины
Гидросфера (Вода и водные ресурсы)	Порубка древостоя при оборудовании буровых площадок, коммуникаций.	Попенная плата, соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях
	Загрязнение сточными водами и мусором (буровым раствором, минеральными водами и рассолами и др.)	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод, уничтожение мусора; сооружение водоотводов, накопителей, отстойников, уничтожение мусора
	Загрязнение бытовыми стоками	Очистные сооружения для буровых стоков (канализационные устройства, септики, хлораторные и др.)
	Механическое и химическое загрязнение водотоков в результате сталкивания отвалов, нарушение циркуляции водотоков отвалами, траншеями и др.	Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад и т. д.
	Загрязнение подземных вод при смешении водоносных горизонтов	Ликвидационный тампонаж буровых скважин
	Нарушение циркуляции подземных вод и иссушение водоносных горизонтов при нарушении водоупоров буровыми скважинами и подземными выработками	Оборудование скважин оголовками

Продолжение таблицы 34

Атмосфера	Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу по причине неплотности технологического оборудования	Проверка оборудования на прочность и герметичность. Соблюдение правил эксплуатации системой Оснащение контролем загазованности.
-----------	---	---

4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Возможные ЧС: пожары, взрывы, отравления вредными веществами.

Наиболее типичная ЧС: пожар.

Основные источники возникновения пожара:

1) неработоспособное электрооборудование, неисправности в проводке, розетках и выключателях. Для исключения возникновения пожара по этим причинам необходимо вовремя выявлять и устранять неполадки, а также проводить плановый осмотр электрооборудования,

2) электрические приборы с дефектами. Профилактика пожара включает в себя своевременный и качественный ремонт электроприборов,

3) перегрузка в электроэнергетической системе (ЭЭС) и короткое замыкание в электроустановке.

Основными методами, способствующими уменьшению масштабов ЧС, являются:

1. своевременное проведение инструктажа,
2. установление средств автоматического пожаротушения в помещениях,
3. установка датчиков дыма и огня,
4. обеспечение путей эвакуации и поддержание их в надлежащем состоянии,
4. контроль работы электроприборов.

Первичные средства пожаротушения, используемые в целях борьбы с пожарами: переносные и передвижные огнетушители; пожарный инвентарь (пожарные багры, ломы, топоры, крюки, пилы, лопаты); покрывала для

изоляции очага возгорания (противопожарное полотно); генераторные огнетушители аэрозольные переносные.

Ликвидация последствий ЧС: повести демонтаж оборудования.

4.5 Выводы по разделу

Значение всех производственных факторов на изучаемом рабочем месте соответствует нормам, которые также были продемонстрированы в данном разделе.

Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

Заключение

Одной из мер по повышению работоспособности скважин и увеличение межремонтного периода работы установок – является борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

В результате проведенного анализа было выявлено, что причинами образования АСПО на Северо-Останинском месторождении являются: состав отложений, который содержит большое количества парафина (17%) и смолистых соединений (3%) и фазовые переходы при изменении термобарических условий. Рассмотрены существующие методы предупреждения и борьбы, предложены технологические решения, позволяющие решить задачу оптимизации эксплуатации скважин с АСПО. Высокую эффективность на Северо-Останинском месторождении показали следующие методы:

- применение химических ингибиторов ПРАЛЫТ НК-3 благотворно влияет на повышение температуры, в результате которого происходит уменьшение вязкости почти в 100 раз. Межремонтный период при этом способе увеличивается в среднем с 16 до 42 дней,

- внедрение насосно-компрессорных труб с защитным покрытием ТС3000F привело к увеличению дебита в 1,5 раза. Межремонтный период при этом способе увеличивается в среднем с 4 до 39 суток.

Также можно предложить еще один из методов борьбы с АСПО, использование греющего кабеля типа SRL 40-2CR. Применение данного кабеля на месторождениях Западной Сибири позволило увеличить межремонтный период с 5 до 22 суток.

Опыт применения на Северо-Останинском месторождении защитных покрытий НКТ серии ТС3000FF показал их высокую эффективность в борьбе, как с коррозией, так и с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. Применение трубной продукции с покрытиями серии ТС3000F приводит к многократному росту наработок колонн НКТ и увеличению межочистных

периодов, что, в свою очередь, обеспечивает снижение удельных затрат на добычу нефти.

Список используемых источников

1. Персиянцев, М. Н. Добыча нефти в осложненных условиях / М. Н. Персиянцев. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр». – 2000. – 653 с.
2. Горбаченко, В. С. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений. / В. С. Горбаченко, Н. А. Демяненко. – Г.: Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. – 2016. – 21 с.
3. Макаревич, А. В. Методы борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности (обзор в двух частях) часть I / А. В. Макаревич, В. А. Банний. – М.: Экология промышленного производства. – 2012. – 4 с.
4. Иванова, Л. В. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л. В. Иванова, Е. А. Буров, В. Н. Кошелев. – М.: Электронный научный журнал Нефтегазовое дело. – 2011. – 284 с.
5. Марков, А. В. Проблемы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на современном этапе на примере нефтяных месторождений Татарстана и Удмуртии / А. В. Марков, А. А. Липаев. – С.: Нефтяная провинция. – 2016. – 105 с.
6. Матиев, К. И. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений различных месторождений / К. И. Матиев, А. Д. Агазаде, С. С. Келдибаева. – Г.: Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – 68 с.
7. Сисенбаева, М. Р. Исследование ингибиторов солеотложений и АСПО в условиях месторождения / М. Р. Сисенбаева. – Г.: Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2013. – 68 с.
8. Велиев, М. М. Определение физико-химических характеристик асфальтосмолопарафиновых отложений в насосно- компрессорных трубах / М. М. Велиев, В. З. Ле. – М.: Современные проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 26 с.
9. Зарипова, Л. М. Методы очистки от асфальтосмолопарафиновых отложений. Материалы 44-й Международной научно-технической

конференции молодых ученых, аспирантов и студентов / Л. М. Зарипова, А. Ю. Давыдов, Т. З. Ганиев. – М.: Интермедиа. – 2017. – 246 с.

10. Швецов, М. В. Совершенствование технологии покрытия стальных труб / М. В. Швецов, И. Ф. Калачев. – М.: Экспозиция Нефть Газ. – 2014. – 52 с.

11. Гуторов, А. Ю. Механизм и условия образования асфальтосмолопарафиновых отложений в условиях завершающей стадии разработки нефтяных месторождений / А. Ю. Гуторов, Л. В. Петрова. – Нефтепромысловое дело. – 2014. – 27 с.

12. Ляпин, А. Ю. Исследование температуры кристаллизации парафинов в нефти с целью уменьшения образования асфальтосмолопарафиновых отложений / А. Ю. Ляпин, А. В. Астахов, Ю. П. Михалёв. – Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – 35 с.

13. Постановление Минобразования России «Об утверждении порядка обучения по охране труда и проверки знаний требований охраны труда работников организаций» № документа 1/29. – 2003. – 115 с.

14. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

15. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

16. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

17. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

18. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

19. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

20. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.