TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Оптимизация эксплуатации скважин, осложнённых асфальтосмолопарафиновыми отложениями на С. нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б53Т	Комисаров Данила Валерьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		

Консультант

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД, ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2019 г.

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

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

Школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

_____ _____ Максимова Ю.А.
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б53Т	Комисарову Даниле Валерьевичу

Тема работы:

«Оптимизация эксплуатации скважин, осложнённых асфальтосмолопарафиновыми отложениями на С. нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область)»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	30.04.2019 № 3440/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет технологической информации по С. месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого–технического отдела, фондовая и периодическая литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Основные факторы и механизм формирования асфальтосмолопарафиновых отложений, технологии предотвращения и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений, анализ методов, применяемых на С. месторождении, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы *(с указанием разделов)*	
Раздел	**Консультант**

«Общие сведения об асфальтосмолопарафиновых осложнениях, причины образования и способы предупреждения и борьбы с ними»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Анализ текущих методов борьбы и рекомендации по оптимизации эксплуатации скважин, осложненных асфальтосмолопарафиновыми отложениями на С. нефтегазоконденсатном месторождении»	Чеканцева Лилия Васильевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Киселева Елена Станиславовна
«Социальная ответственность»	Дашковский Анатолий Григорьевич
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	

Задание выдал руководитель :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Коровкин Михаил Владимирович	д.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б53Т	Комисаров Данила Валерьевич		

Обозначения, определения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ЭМИ – электромагнитные излучения;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ГКЛ – греющий кабель;

МРП - межремонтный период;

АДПМ- агрегат для депарафинизации скважин передвижной модернизированный;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ЦДНГ- цех добычи нефти и газа;

ЭЦН – электрический центробежный насос

УПН - установок подогрева нефти;

ПЭД – погружной электродвигатель;

ЖУВ – жидкие углеводороды;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

КРС – капитальный ремонт скважин;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 76 страниц, в том числе 20 рисунков, 22 таблицы. Список литературы включает 27 источников.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), осложнения при добыче нефти и газа эксплуатационная скважина, парафины, методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями.

Объектом исследования являются эксплуатационные скважины С. месторождения, на которых применяются технологии по борьбе с АСПО.

Цель работы – проведение анализа существующих методов борьбы с АСПО в скважинах, разработка мер и технологических решений, позволяющих решить задачу управления АСПО в скважинах при добыче нефти на Северо-Останинском нефтегазоконденсатном месторождении.

В результате работы рассмотрены общие сведения об АСПО, механизм формирования и факторы, влияющие на образование АСПО. Даны подробные описания существующих технологий борьбы с АСПО и проведен анализ методов, применяемых на С. месторождении.

В экономической части работы дана была оценка экономической целесообразности применения греющего кабеля на скважинах механизированного фонда.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недра. Так же описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды.

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

Оглавление

Введение 8

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОСЛОЖНЕНИЯХ, ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ И СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С НИМИ 10

1.1 Факторы влияющие на процесс отложения асфальтосмолопарафинов .. 10

1.2. Обзор существующих методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями 12

1.2.1 Осложнения при эксплуатации промысловых объектов, связанные с наличием асфальтосмолопарафиновых отложений 18

1.2.2 Обзор современных химических реагентов для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями 22

2.АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА С. НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ 27

2.1 Особенности физико-химических свойств нефти на С. месторождении 32

2.2 Анализ осложнений скважинно-добывающего фонда С. Месторождения ……..34

2.3 Борьба с АСПО при помощи химических ингибиторов 35

2.4 Опыт применения насосно - компрессорных труб с защитным покрытием, в целях профилактики асфальтосмолопарафиновыхотложений 36

2.5. Технология удаления АСПО применением греющего кабеля 39

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ 44

3.1 Оценка экономической целесообразности применения греющего кабеля на скважинах механизированного фонда. 51

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ 55

4.1 Анализ вредных и опасных факторов 55

4.2 Повышенный уровень шума и вибрации 56

4.3 Расчет звукоизолирующего кожуха 57

4.4 Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны 62

4.5 Анализ выявленных опасных факторов 63

4.5.1 Электробезопасность 63

4.5.2 Механическая опасность 64
4.6 Экологическая безопасность 64
4.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях. 66
4.7.1 Пожаровзрывобезопасность 67
4.7.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности 69
4.7.3 Социальное страхование 70
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 73
Список использованных источников 75

Введение

Современный этап развития нефтяной промышленности Российской Федерации характеризуется осложненными условиями разработки месторождений, увеличением обводнённости продукции, уменьшением пластового давление, падением темпа отбора жидкости. На нефтяных месторождениях большинство эксплуатационных скважин работают в осложненных условиях. Поэтому вопрос о поддержание 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 асфальтосмолопарафиновые отложения, возникающие в процессе эксплуатации скважин С. нефтегазоконденсатного месторождения.

Предметом исследования являются: анализ основных факторов и механизм формирования АСПО; методы предупреждения и борьбы с ними на С. месторождении; разработка мер и оптимальных технологических решений, позволяющих решить данную задачу.

Практической новизной в данной работе является применение насосно-компрессорных труб с покрытием ТС3000.

Практической значимостью результатов ВКР является увеличение межремонтного периода скважинного оборудования, в результате применения НКТ с покрытием ТС3000.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОСЛОЖНЕНИЯХ, ПРИЧИНЫ ОБРАЗОВАНИЯ И СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ И БОРЬБЫ С НИМИ

1.1 Факторы влияющие на процесс отложения асфальтосмолопарафинов

Асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой сложную углеводородную физикохимическую 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 кг/м3, в расплавленном - 777-790 кг/м3.

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 % мас., и асфальтено-

смолистые соединения - 20...40 % мас. Состав АСПО определяется составом нефти и условиями их образования.

В процессах добычи нефти преобладающим видом осложнений в работе скважинного оборудования являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) 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 [1].

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 [1].

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 [1].

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 [1].

Интенсивность отложений АСПО во внутрискважинном оборудовании зависит от следующих факторов [1]:

1. шероховатости стенок труб, способствующей выделению газа из нефти, а также охлаждению жидкости. Следовательно, растворимость парафина в нефти ухудшается, а скорость образования АСПО увеличивается;
2. температуры начала кристаллизации парафинов;
3. содержания механических примесей;
4. темпов снижения давления и температуры жидкости в потоке;
5. 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.

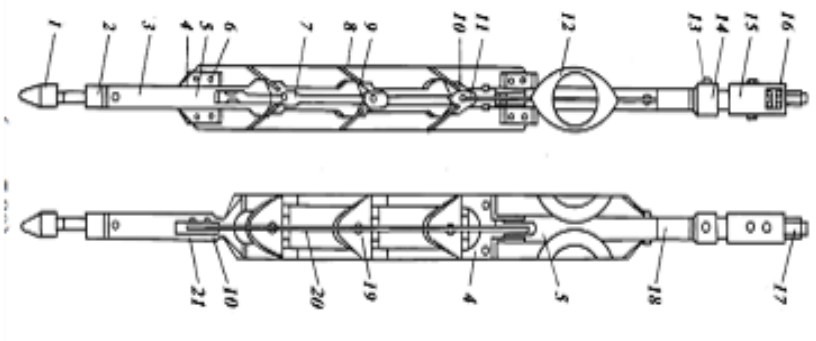

Рисунок 1.1 – «Летающий» скребок

Конструкция скребка: 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

Тепловые методы удаления АСПО основаны на способности парафина плавиться при воздействии тепла и выноситься потоком жидкости. Среди теплофизических способов удаления АСПО известны [2]:

— 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 1.2.

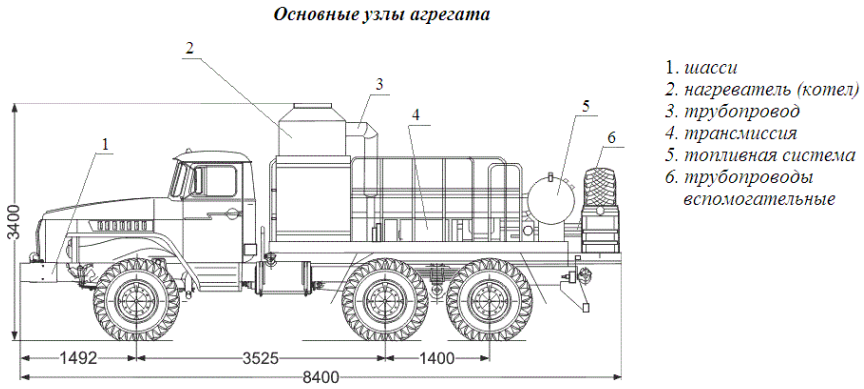

Рисунок 1.2 - Агрегат для депарафинизации скважин передвижной модернизированный 12/150

Наиболее эффективный способ тепловой обработки – размещение источника тепла непосредственно в зоне сосредочения АСПО для избежания потерь тепла. Для этой цели применяют специальную установку, включающую каротажный подъемник, электронагреватель (электронагревательный кабель) и трансформатор [2].

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) [2].

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, керасино-газойлевые 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 [2].

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 (биодеградации) 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 [2].

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 так же межколонные газопроявления.

При эксплуатации скважин на С. 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 периодично. Лебедка монтируется на лубрикаторе устьевой 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 [3]. Лебедка Сулейманова представлена на рисунке 1.3.

Рисунок 1.3 – 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 [4]:

— 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 произойдёт 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 1.4.

Рисунок 1.4 – 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 ТС3000 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 [6].

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 ТС3000 состоит из четырех основных этапов [6]:

— 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 ТС3000 и без покрытия представлено на рисунке 1.5.

Рисунок 1.5 - НКТ с использованием защитного покрытия серии ТС3000 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]:

1. Химический реагент VD-Dewax A 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 A с выделением тепла, которое расплавляет АСПО в НКТ. Смесь органических

растворителей в составе VD-Dewax A используется для растворения АСПО, расплавленных при выделении тепла, что помогает им хорошо диспергироваться в жидкой фазе после снижения температуры реакция (термореакция заканчивается). Технические параметры химического реагента VD-Dewax A представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 - Технические параметры химического реагента VD-Dewax A

№	Технические параметры	Единица измерения	Значение
1	Цвет	-	светло-коричневый
2	Концентрация	%	≥25
3	Концентрация уксусной кислоты	%	≥25
4	Удельный вес (при 20 °C)	г/см3	0,921…0,929
5	pH	-	1

2. Химический реагент VD-Dewax B 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 A, с образованием большого количества тепла для расплавления АСПО в НКТ [8].

Органические растворители в составе VD-Dewax B предназначены для растворения расплавленных АСПО. Технические параметры химического реагента VD-Dewax B представлены в таблице 1.2.

Таблица 1.2 - Технические параметры химического реагента VD-Dewax B

№	Технические параметры	Единица измерения	Значение
1	Цвет	-	нет цвета/светло-желтый
2	Концентрация органических аминов	%	≥50
3	Удельный вес (при 20 °C)	г/см3	0,740…0,750
4	pH	-	10…11

3. Химический реагент PPD VX7484 представляет собой смесь поливинилацетата и органических растворителей: нафталена, 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 1.3.

Таблица 1.3 - Технические параметры химического реагента PPD VX7484

№	Технические параметры	Единица измерения	Значение
1	Цвет	-	янтарный
2	Запах	-	ароматический углеводород
3	Плотность (при 15,6 °С)	-	0,881
4	Растворимость в воде	%	нерастворим
5	Испарение легких углеводородов	%	71,2

4. Активатор VDA 11 является смесью алкоголей, физически взаимодействует с PPD, превращая PPD из жидкой фазы в гелевую с поглощением ее поверхностью породы [8]. Технические параметры активатора VDA 11 представлены в таблице 1.4.

Таблица 1.4 - Технические параметры активатора VDA 11

№	Технические параметры	Единица измерения	Значение
1	Цвет	-	бесцветный, прозрачный
2	Концентрация алкоголя	%	100
3	Удельный вес (при 20 °С)	г/см3	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 [8].

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.

1. Подготовить стеклянный сосуд для проведения тепловой реакции.

2. Поочередно взвешивать раздельно 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.

3. 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).

4. 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.

5. Определяют pH 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 [8].

2.АНАЛИЗ ТЕКУЩИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПТИМИЗАЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, ОСЛОЖНЕННЫХ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ НА С. НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

На 01.01.2017 эксплуатационный фонд добывающих скважин составляет 9 шт. (Северный блок – 5 шт., Южный блок – 4 шт.). Фонд нагнетательных скважин представлен скважинами №№ Х и Х (Южный блок). На скважинах №№ Хг, Хг, Х, Х, Хг, Х добыча осуществляется с помощью УЭЦН.

Анализ распределения скважин Северо-Останинском месторождении по дебитам жидких углеводородов (ЖУВ) на 01.01.2018г. (таблица 2.1 и рисунок 2.1) показал, что Х из Х скважин работают с дебитом ЖУВ менее 20 т/сут., скважина № Х 30т/сут., и скважина № ХГ работает с дебитом более 40 т/сут.

Таблица 2.1 - Распределение действующего фонда скважин С. по дебитам ЖУВ по состоянию на 01.01.2017 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

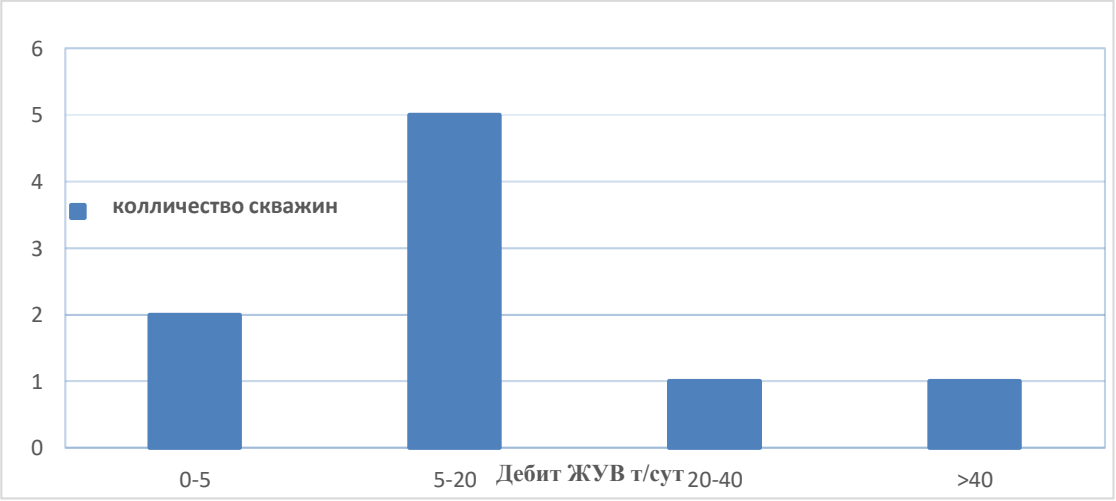

Рисунок 2.1 – Распределение скважин С. месторождения по дебитам жидких углеводородов

Основная добыча ЖУВ С. 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 трещинноватостью пласта и наличием подстилающего водного горизонта. Динамика обводненности скважин Северного блока представлена на рисунке 2.2.

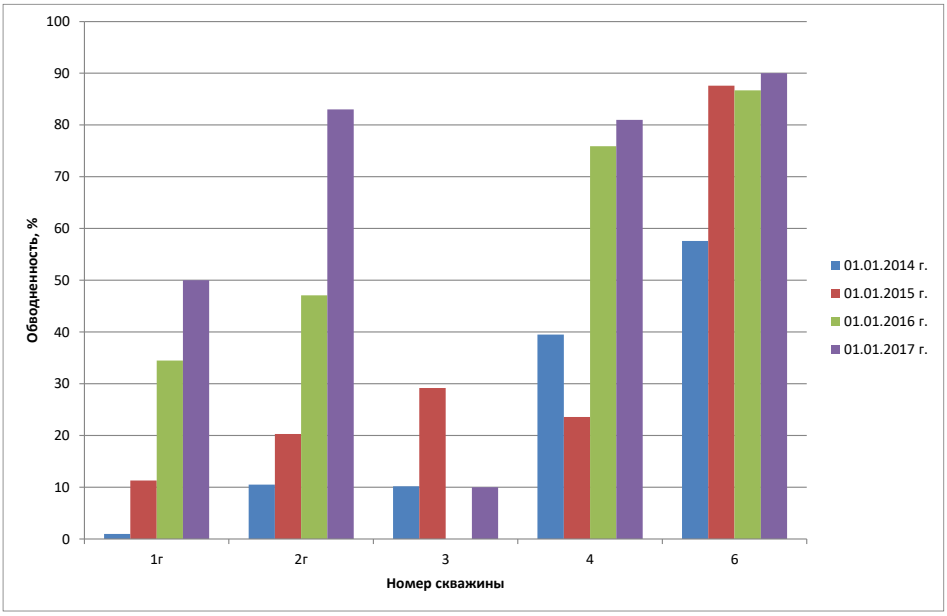

Рисунок 2.2 - Динамика обводненности скважин Северного блока

Как видно из рисунка 2.2 наибольший тренд обводненности имеют скважины №№Хг и Хг. Скважины №№ Х и Х 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 С. месторождении, базовый фонд составляет 3 скважины: №№ Х, Хг, Х.

Причины выбытия скважин из базового фонда: б/д на начало года – скв. №№ Х, Х; КРС, смена ЭЦН – скв. №№ Хг, Хг, Х, Х.

Характеристика работы базового и общего фонда скважин представлена на рисунках 2.3 - 2.9. 70% суммарного дебита ЖУВ по месторождению на начало

года обеспечивалось тремя скважинами Северного блока: №№Хг, Х и Хг. 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 №Хг и выбытием ее из добычи в мае. Запуск в работу низкодебитной скважины №Х и добавление ее в общий фонд обусловило расхождение средних дебитов общего и базового фондов. Запуск в работу скважины №Х 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 №Х, 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 №№ Хг и Х.

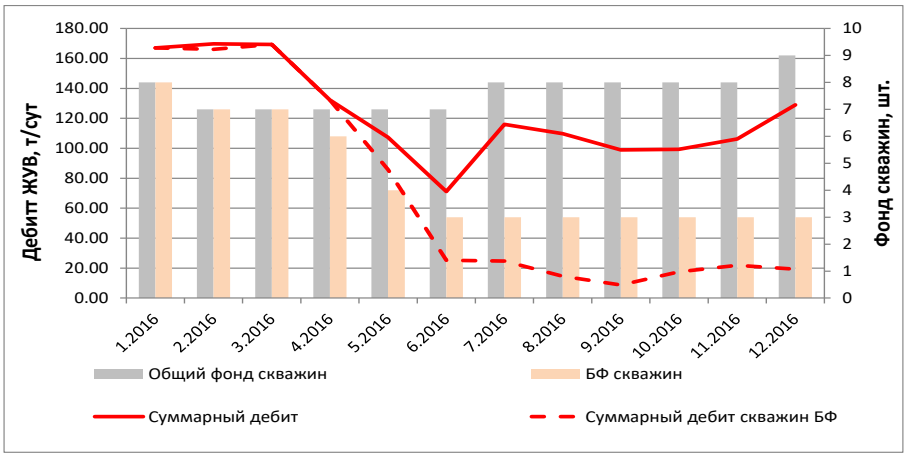

Рисунок 2.3 - Характеристика работы фонда скважин: суммарный дебит жидких углеводородов

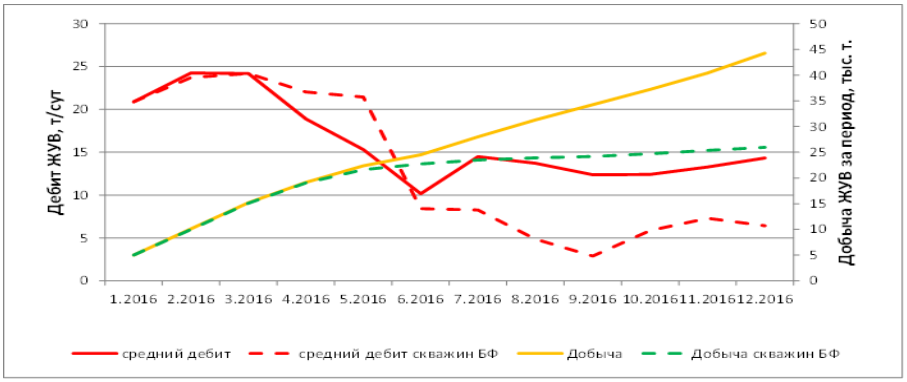

Рисунок 2.4 - Характеристика работы фонда скважин: средний дебит жидких углеводородов

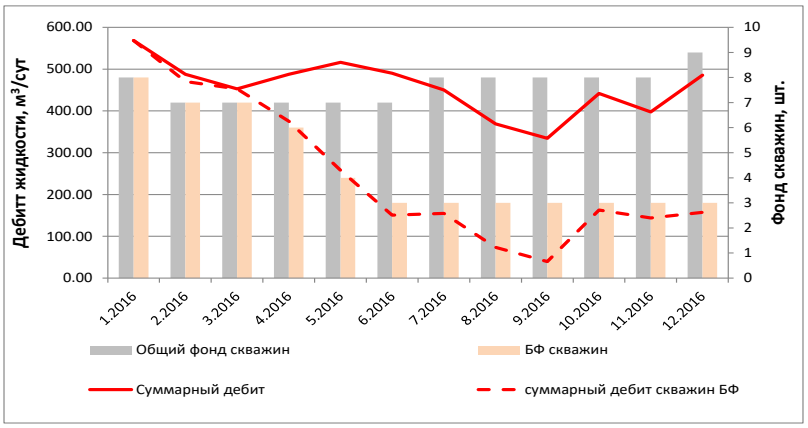

Рисунок 2.5 - Характеристика работы фонда скважин: суммарный дебит жидкости

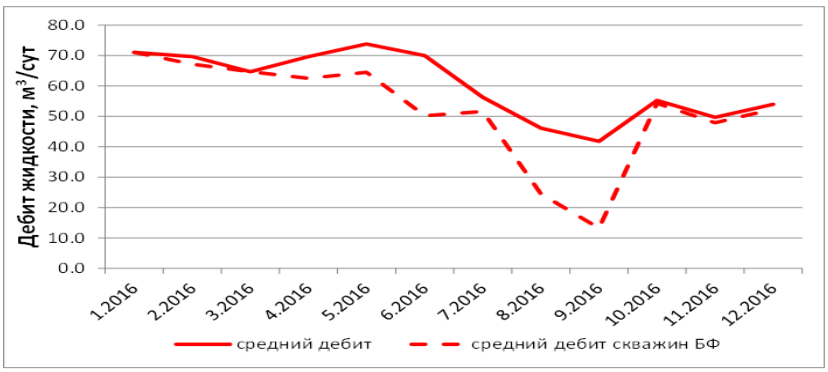

Рисунок 2.6 - Характеристика работы фонда скважин: средний дебит жидкости

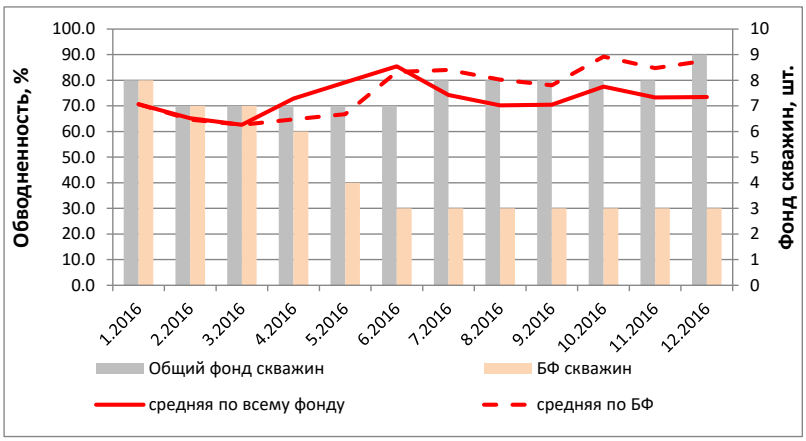

Рисунок 2.7 - Характеристика работы фонда скважин: обводненность

Динамика суммарного и среднего дебита жидкости общего и базового фонда жидкости в начале года основном определяется добычей жидкости скважинами №№Хг, Хг, Хг. Расхождение дебитов жидкости между общим и базовым фондом объясняется выбытием из базового фонда и добычи скважины №Хг в мае, и включением в апреле в общий фонд из бездействия скважины №Х 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 № Хг.

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

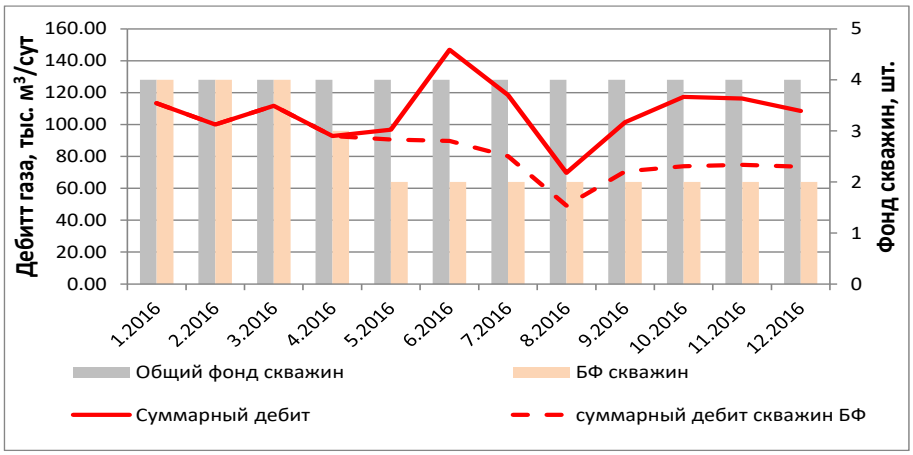

Рисунок 2.8 - Характеристика работы фонда скважин: суммарный дебит газа сепарации

Рисунок 2.9 - 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 №Х и вывод из бездействия низкодебитной скважины №Х 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 №№Х и Х. Перевод скв. №Х 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.

2.1 Особенности физико-химических свойств нефти на С. месторождении

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

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

Газосодержание пластовой нефти скв № Х равно 107 $м^3/т$, объемный коэффициент – 1,31, вязкость – 1,17 мПа·с, плотность в поверхностных условиях 850,8 $кг/м^3$.

Нефть, полученная из скв. № Х, легкая (плотность в стандартных условиях 769 $кг/м^3$, в пластовых условиях – не определена), малосмолистая

(содержание смол- 3,3% масс.), высокопарафинистая (17 % масс.), содержание серы не определено, кинематическая вязкость при 50°С – 1,7 мПа·с.

Из скв. № Х получена смесь нефти и газа, промысловый газовый фактор равен 1791 $м^3/м^3$, плотность в пластовых условиях – 662 $кг/м^3$, после сепарации – 850,8 $кг/м^3$, вязкость в пластовых условиях – 0,077 мПа·с, вязкость после сепарации – 6,6 мПа·с, объемный коэффициент составляет 1,817, газосодержание составляет 408,5 $м^3/т$.

В таблицах 1.1 и 1.2 представлены физико-химические свойства нефти и компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти С. месторождения.

Таблица 2.1 – Физико-химические свойства нефти С. 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	мПа·с	2,4-6,6
при 50°С	мПа·с	1,7-1,9
Массовое содержание (среднее значение):		
серы	% массов	-
смол силикагелевых	% массов	3,3
асфальтенов	% массов	следы

Продолжение таблицы 2.1

парафинов	% массов	17
Выход фракций		
100°С	% об.	34
150°С	% об.	42
200°С	% об.	55
250°С	% об.	66
300°С	% об.	83
Газосодержание	$м^3/т$	107-408,5
Температура застывания	°С	+5
Объемный коэффициент	доли ед.	1,31-3,22
Коэффициент сжимаемости,	$1/МПа \cdot 10^{-5}$	1,74-14,0
Давление насыщения газом	мПа	20-23
Шифр технологической классификации по (ГОСТ, ОСТ)	Нефть легкая с незначительной вязкостью высоко парафинистая	

Таблица 2.2 – Компонентный состав нефтяного газа, дегазированной и пластовой нефти С. месторождения

Наименование	Молекулярная концентрация, %		
	Выделившийся газ	Сепарированная нефть	Пластовая нефть
Сероводород	-	-	-
Двуокись углерода	1,27-1,31	0,02	0,69-1,21
N_2 + редкие	0,52-0,54	-	0,08-0,28
CH_4	78,52-82,65	0,2-0,12	42,79-67,26
C_2H_6	6,06-6,17	0,19-0,39	3,38-7,34
C_3H_8	5,49-6,51	0,81-2,21	3,91-6,94
i-C_4H_{10}	1,36-2,78	1,15-2,76	1,69-2,03
n-C_4H_{10}	1,29-2,27	0,6-1,75	1,51-1,61
i-C_5H_{12}	0,46-1,67	1,35-2,0	0,77-1,53
n-C_5H_{12}	0,45-0,78	1,42-2,5	0,73
C_6H_{14} + 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

2.2 Анализ осложнений скважинно-добывающего фонда С. месторождения

Основными проблемами добычи нефти С. месторождения являются:

— высокая температура пласта;

— образование АСПО;

— обводненность.

Температура пласта на С. месторождении находится в пределах 115°С, это влияет на перегрев погружного электродвигателя и уменьшения сопротивлении 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 так же термостойкий кабель нефтепогружной высокотемпературный (до 230°С).

В настоящее время на С. 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.

2.3Борьба 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 [7].

В настоящее время химические методы остаются наиболее действенными 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 [7].

2.4 Опыт применения насосно - компрессорных труб с защитным покрытием, в целях профилактики асфальтосмолопарафиновыхотложений

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 [10]:

— 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 [12]:

— 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.

— НКТ из стелопластика.

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

— НКТ с диффузионным цинковым покрытием.

Научно-практический опыт 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 [12].

2.5. 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 [13].

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 [13].

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 2.13

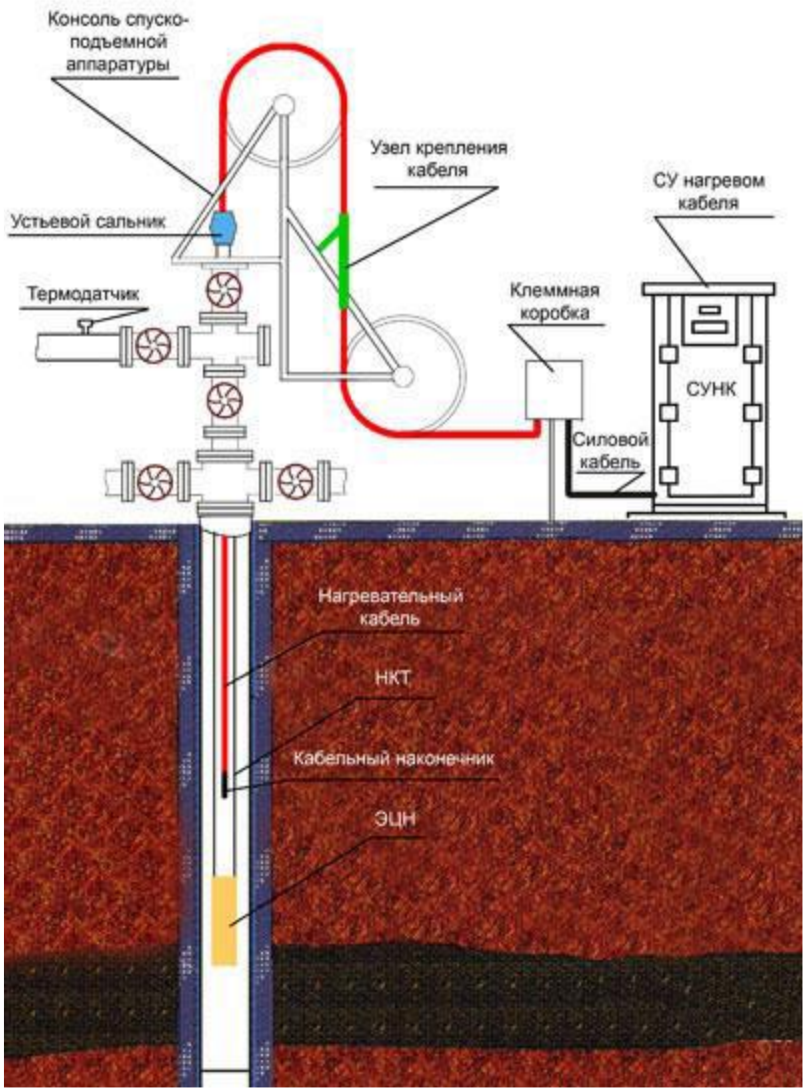

Рисунок 2.13 – Принципиальная схема устройства подогрева скважин

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 [13].

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	**ФИО**
З-2Б53Т	Комисарову Данилу Валерьевичу

Школа	**ИШПР**	**Отделение**	**Нефтегазового дела**
Уровень образования	бакалавр	**Направление/специальность**	21.03.01. Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Рабочая документация, локальные сметы затрат на проведение ГКЛ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Принять нормы расходования ресурсов согласно государственных единых сметных норм.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Действующая система налогообложения.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определить объем и стоимость работ по проведению операции ГКЛ.
2. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Выявить эффективность проведение ГКЛ на месторождении.
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)**:**	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	**ФИО**	**Ученая степень, звание**	**Подпись**	**Дата**
Доцент (ОГСН ШБИП)	Киселева Елена Станиславовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	**ФИО**	**Подпись**	**Дата**
З-2Б53Т	Комисаров Данила Валерьевич		

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Объектом исследования является С. нефтегазоконденсатное месторождение.

Предмет исследований – методы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на С. месторождении.

АСПО в скважинах при добыче нефти на С. нефтяном месторождении. Добыча нефти в условиях С. месторождения ведется фонтанным и механизированным способами с помощью установок электроцентробежных насосов.

Основными видами осложнений при добыче нефти являются образование и скопление асфальтосмолопарафиновых отложений, которые приводят к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного периода эксплуатации скважин и эффективности работы насосных установок.

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин и нефтепромыслового оборудования, являются асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). На скважинах С. месторождения применяются механические, тепловые, а также химические методы борьбы с парафиноотложениями.

Основным методом (85 %) до 2012 года была закачка горячей нефти.

Средний межочистный период (МОП) скважин на месторождении составляет 5,5 сут. Применяемые методы депарафинизации скважин на месторождении, в целом, являются эффективными в борьбе с парафиновыми отложениями скважин, но не решают проблему их предупреждения, т.е. в скважине через определенное количество суток повторно образуются АСПО, соответственно не решается проблема увеличения МОП. Необходимы новые методы борьбы с парафиновыми отложениями, прежде всего, предотвращения образования АСПО.

Одним из подобных методов является применение установок подогрева

скважин (УПС).

Применение установок греющего кабеля на С. месторождении нашло свое применение с 2013 года, когда запустили две экспериментальные установки, которые показали положительные результаты.

В связи с ростом фонда скважин объем операций по удалению парафиноотложений увеличивается, однако с применением УПС на добывающих скважинах (как фонтанирующих, так и оборудованных электроцентробежными насосами) необходимость проведения мероприятий по удалению АСПО отпадает.

Применение УПС способствует уменьшению МОП, трудовых затрат, а также себестоимости нефти.

Нагревательный кабель – основной элемент, обеспечивающий надежность установки в целом и выполняющий функцию распределенного по всей длине скважины нагревательного элемента. Принцип работы всех выпускаемыех 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 их налипание на стенках насосно-компрессорных труб (НКТ) скважин.

Целью данного раздела является выявление эффективности проведения ГКЛ на месторождении.

Задачи данной работы являются:

1. Проанализировать эффективность проведения ГКЛ.

2. Рассчитать объём и стоимость работ по проведению операции ГКЛ.

1.1 Проведем анализ эффективности применения греющего кабеля на примере скважин № Хи № Х. По данным ЦДНГ, в данных скважинах проблема отложения парафина наиболее ярко выражена. Характеристики скважин и результаты после проведения мероприятия по электропрогреву приведены в таблице 1.

В результате анализа и расчетов определены коэффициенты изменения дебита нефти скважин.

$$\Delta_{q3} = \Delta_{q\ \text{н после}} - \Delta_{q\ \text{н до}} = 74 - 62 = 12; \quad (1)$$

$$\Delta_{q4} = \Delta_{q\ \text{н после}} - \Delta_{q\ \text{н до}} = 85 - 76 = 9; \quad (2)$$

$$\Delta_{\text{qср}} = \frac{\Delta_{\text{q822}} - \Delta_{\text{q524}}}{2} = \frac{12+9}{2} = 10{,}5. \quad (3)$$

Коэффициент изменения дебита нефти скважин составил:

$$\text{К}_{\text{изм.qн}} = \frac{\sum \text{q н после}}{\sum \text{q н до}} = \frac{74+85}{62+76} = 1{,}15. \quad (4)$$

Начало выпадения парафина 7°С, судя по распределению температуры по глубине наиболее проблемные зоны приходятся на интервал 120-300 м. Далее при углублении температура в стволе скважины повышается и достигает значений, превышающих значения температуры выпадения отложений.

Проведем расчет распределения температуры по стволу рассматриваемых скважин. Исходные данные для построения геотермы, отражающей распределение естественной температуры в недрах по глубине скважины до начала её эксплуатации, представлены в таблице 3.2, 3.3. Проведем расчет распределения температуры по глубине скважины, оборудованной греющим кабелем. Если известна геотерма на участке погружения нагревательного кабеля длиной l, то распределение температуры в кабеле может быть найдено по формуле:

$$\text{Тав}\ (1) = t(1) + a_t \Delta T = t_0 + kgl + \Delta T, \quad (5)$$

где t_0 - заданная температура в устье скважины, ° С;

kg - тангенс угла наклона геотермы на длине кабеля;

Т - смещение по температуре относительно геотермы, которое может быть найдено по формуле:

$$\Delta T = \frac{R - R_0}{aR_{\text{нач}}}, \quad (6)$$

где R - текущее полное сопротивление токовой петли нагревательного кабеля, Ом;

R_0 - начальное полное сопротивление токовой петли нагревательного кабеля (значение R_0 может быть измерено после погружения ненагретого кабеля в скважину и вы-держки времени), Ом;

$R_{нач}$ - сопротивление нагревательной петли при температуре 0 °С, Ом, является паспортным данным поставляемого кабеля;

а - температурный коэффициент сопротивления материала токопроводящей жилы нагревательного кабеля (медь, алюминий).

Для определения начального сопротивления кабеля он спускается в скважину и выдерживается в ней не нагретым в течение нескольких часов для того, чтобы распределение температуры в нем соответствовало геотерме скважины. После этого кратковременно включается нагрев и считывается с панели оператора значение сопротивления кабеля R. Исходные данные по скважинам представлены в таблицах 3.1,3.2,3.3,3.4,3.5.

Таблица 3.1 – Технологические характеристики скважин № Х и № Х

Параметры скважин до и после обработок	Скважины			
	№ Х		№ Х	
	До	После	До	После
Способ эксплуатации	ЭЦН (Р6-194ст)		ЭЦН (Р6-229ст)	
Глубина искусственного забоя, м	3120	3120	2920	2920
Диамтер эксплуатационной колонны, мм	178	178	178	178
Динамический уровень, м	932	954	847	860
Дебит по нефти, т/сут	62	74	76	85
Давление пластовое, МПа	13,5	13,5	14,2	14,2
Давление на устье, МПа	3,6	3,7	3,7	3,8

Продолжение таблицы 3.1

Газовый фактор, м3/т	93	93	100	100
Пластовая температура, °С	12	12	12	12
Температура начала выпадения парафинов, °С	7	7	7	7

Таблица 3.2 – Распределение температуры нефти по глубине скважины №Х

Скважины № Х							
Глубина, м	0	250	500	750	1000	1250	1500
Т, °С	5	8	10	11	12	12,5	13

Таблица 3.3 – Распределение температуры нефти по глубине скважине №Х

Скважины № Х							
Глубина, м	0	500	1000	1200	2500	2750	3000
Т, °С	5	16	28	30	35	40	45

Таблица 3.4 – Исходные данные по скважине №Х

Показатели	Значение
Текущее сопротивление, Ом	5,89
Начальное сопротивление, Ом	4,89
Сопротивление нагревательной петли, Ом	5
Тангенс угла наклона геотермы	0,06
Температурный коэффициент	1

Таблица 3.5 – Исходные данные по скважине №Х

Показатели	Значение
Текущее сопротивление, Ом	4,17
Начальное сопротивление, Ом	3,56
Сопротивление нагревательной петли, Ом	3,6
Тангенс угла наклона геотермы	0,06
Температурный коэффициент	1

Подставив Т в формулу, получим геотерму с применением греющего кабеля для скважины № Х(рисунок 3.1). Проанализировав полученные графики, можно сделать вывод, что геотермы с применением установок подогрева нефти (УПН) находятся выше кривой кристаллизации парафинов.

Таким образом можно сделать вывод что, использование греющего кабеля позволяет предотвратить отложение парафинов на стенках насосно-компрессорного оборудования.

Для определения технологической эффективности УПН применили электронагрев путем спуска греющего кабеля. Используем коэффициент изменения дебита по каждой скважине равный 1,15. Технологические характеристики скважин представлены в таблице 3.6.

Таблица 3.6 – Расчетные данные по скважине №Х и №Х

Глубина, м	Образование парафина, °С	Геотерма без кабеля, °С	Скважина №Х, °С	Скважина №Х, °С
0	5	5	5,5	5,4994
250	10,5	8	5,68	5,5102
500	16	10	5,8	5,5174
750	22	11	5,86	5,5210
1000	28	12	5,92	5,5246
1250	32	12,5	5,95	5,5264
1500	36	13	5,98	5,5282

На рисунке 3.1,3.2 изображены распределения температур по стволу скважин.

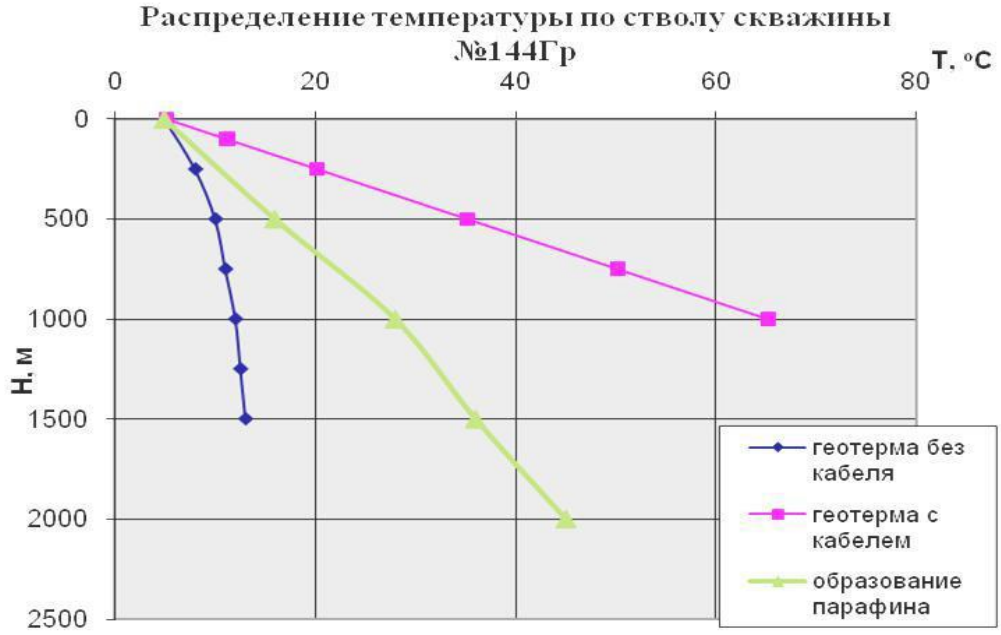

Рисунок 3.1 - Распределение температуры по стволу скважины № Х.

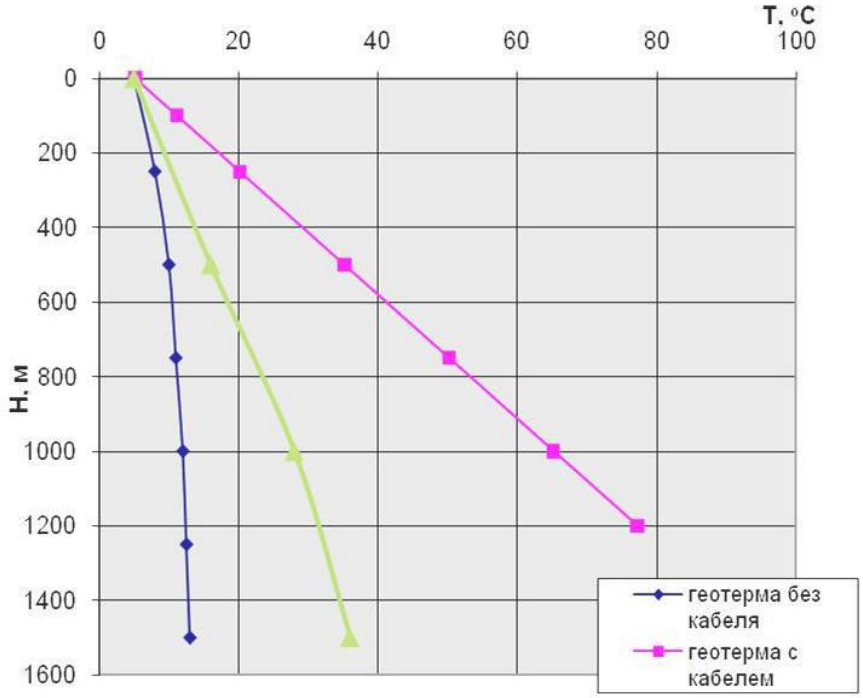

Рисунок 3.2 - Распределение температуры по стволу скважины № Х.

В таблице 3.7 представлены технологические характеристики скважин.

Таблица 3.7 – Технологические характеристики скважин №Х и №Х.

Параметры скважин до и после обработок	Скважины			
	№ Х		№ Х	
	До	После	До	После
Способ эксплуатации	ЭЦН (Р6-194ст)		ЭЦН (Р6-229ст)	
Глубина искусственного забоя, м	2720	2720	2945	2945
Диамтер эксплуатационной колонны, мм	178	178	178	178
Динамический уровень, м	1232	1300	1460	1490
Дебит по нефти, т/сут	53	61	44	50,6
Давление пластовое, МПа	12,9	12,9	13	13
Давление на устье, МПа	3,2	3,3	3,4	3,5
Газовый фактор, м3/т	93	93	100	100
Пластовая температура, °С	12	12	12	12

Применение технологии электрообогрева нефтяных скважин нагревательными кабелями позволяет:

— предотвратить отложение парафинов на стенках НКТ;

— увеличить межремонтный период

— сократить потери нефти, затраченные на тепловые обработки скважины;

— стабилизировать работу ЭЦН;

— исключить капитальный ремонт скважины;

— получить дополнительную добычу нефти.

3.1 Оценка экономической целесообразности применения греющего кабеля на скважинах механизированного фонда.

Исходные данные для расчета представлены в таблицах №3.8, 3.9

Таблица 3.8 – Исходные данные по ГКЛ.

Статья расходов	Величина
Стоимость ГКЛ без НДС, руб.	796 000
Амортизация (срок 25 месяцев) руб.	31 840
Стоимость 1 суток обслуживания ГКЛ на 2013 год без НДС, руб.	647,72
Стоимость 1 кВт э/энергии, руб.	2,59
Потребляемая мощность, кВт	60

Таблица 3.9 – Исходные данные по механической очистке.

Статья расходов	Величина
Стоимость 1 операции по очистке НКТ, руб.	3485

При проведении расчета затрат при использовании ГКЛ, условно примем допущение, что ГКЛ в течение месяца работает без отключений.

Результаты расчетов представлены в таблице 3.10., 3.11

Таблица 3.10 – Затраты на использование ГКЛ.

Статья расходов	Величина
Стоимость 30 суток обслуживания без НДС, руб.	19 431,60
Амортизация (срок 25 месяцев) руб.	31 840

Продолжение таблицы 3.10

Стоимость потребления электроэнергии	111 888
Суммарное количество затрат	163 159,60

Таблица 3.11 – Сравнение затрат.

Тип затрат	Величина
Затраты на электроэнергию, руб.	111 888
Затраты на ГКЛ (амортизация, э/энергию, обслуживание), руб.	163 159,60
Затраты на механическую очистку (30 операций), руб.	104 550

Можно сделать вывод, что суммарная стоимость затрат на ГКЛ на 65 % больше, затрат на ежедневную очистку лифта скребкованием.

Затраты на электроэнергию для работы ГКЛ превышают затраты на проведение 30 операций в месяц на 7%.

На рисунке 3.3 Показана зависимость операций по очистке скважин.

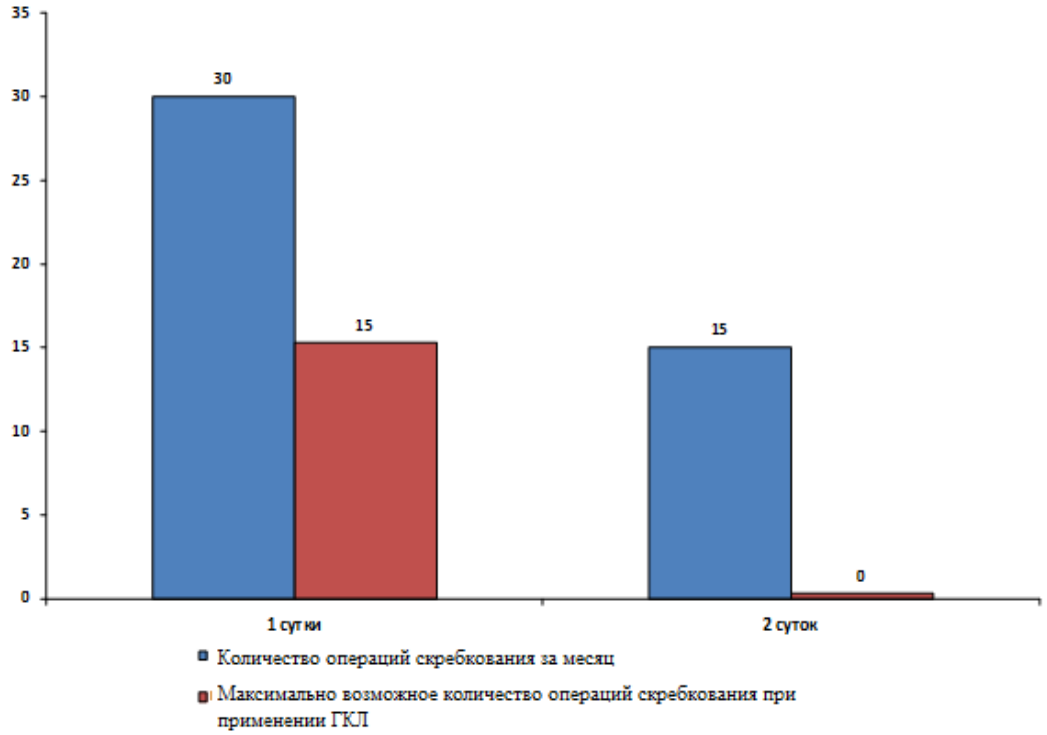

Рисунок 3.3 – Зависимость операций по очистке скважин.

Диаграмма показывает необходимое уменьшение количества операций по проведению скребкования при начале применения греющего кабеля, при условии не превышения уровня затрат на профилактику АСПО методом скребкования. При этом не учитывались затраты на электроэнергию. Синим

цветом обозначено количество операций по очистке НКТ скребкованием, при условии не применения греющего кабеля.

Красным цветом обозначено максимальное количество возможных операций по очистке НКТ скребкованием на скважине, при условии начала использования на скважине греющего кабеля.

Вывод по разделу “Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность, ресурсосбережение”:

1)применение греющего кабеля оправдано при следующих условиях:

- снижение количества операций скребкования с 30 до 15 в месяц,
- снижение количества операций скребкования с 15 до 0 в месяц.
- при МОП от 3 суток и более затраты на обслуживание ГКЛ и амортизацию превысят затраты на скребкование.

2)Уровень затрат только на электроэнергию при применении ГКЛ превышает на 7%, стоимость ежедневного проведения работ по скребкованию, а суммарные затраты на ГКЛ на 65%.

3) Затраты на обслуживание и амортизацию ГКЛ сопоставимы со стоимостью 15 дополнительных операций по скребкованию.

4) Применение ГКЛ эффективно, но экономически затратное мероприятие в связи с высокой стоимостью эксплуатационных расходов.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б53Т	Комисаров Данила Валерьевич

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования).	Объектом исследования данной работы является кустовая площадка С. месторождения, на которой работает оператор добычи нефти и газа.
2. Отбор законодательных и нормативных документов по теме.	ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация»; Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ; Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды	Вредные факторы: отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, высокий уровень шума и вибрации, загазованность рабочей зоны, недостаточная освещенность рабочей зоны, воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека, повреждения в результате контакта с насекомыми, необходимые средства защиты от вредных факторов.
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды	Опасные факторы: движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, электрический ток, пожароопасность, необходимые средства защиты от опасных факторов.
3. Охрана окружающей среды:	Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов), анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород).
4. Защита в чрезвычайных ситуациях:	Возможных ЧС на объекте: Техногенного характера (прекращение подачи электроэнергии; пожары и взрывы на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов).
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности и социальной защиты работников на предприятии	Нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда), организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Дашковский Анатолий Григорьевич	кандидат технических наук		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б53Т	Комисаров Данила Валерьевич		

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одним из национальных приоритетов для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности, что требует постоянного улучшения и соблюдения условий и охраны труда, промышленной и экологической безопасности. Объектом исследования данной работы является С. месторождение. Одна из проблем добычи нефти и газа на месторождении является парафинообразования. Данные отложения негативно влияют на объемы добычи из-за того, что они откладываются на стенках труб, сужая тем самым проходной диаметр трубы. Все эти работы по борьбе выполняются непосредственно на месторождении в условиях, приравненных к условиям Крайнего Севера.

4.1 Анализ вредных и опасных факторов

При работе оператора добычи нефти и газа может возникать большое количество опасных и вредных факторов, способные нанести большей вред человеческому здоровью. Вредные и опасные факторы приведены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Вредные и опасные факторы

Источник фактора, наименование видов работ	**Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)**		**Нормативные документы**
	Вредные	**Опасные**	
1. Обслуживание технологических установок; 2. Обслуживание фонда скважин; 3. Контроль за трубопроводами и различными коллекторами; 4. Работа с электроустановками и трансформаторами.	1.Повышенный уровень шума и вибрации 2. Отклонение Показателей климата на открытом воздухе; 3.Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны	1.Механическая опасность 2.Электробезопасность	1. СанПиН 2.2.4-548-96 2. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ и ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. 3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. 4. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. 5. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ.

4.2 Повышенный уровень шума и вибрации

В непосредственной близости от рабочего места оператора находятся компрессорные установки, которые создают уровень звукового давления в децибелах (дБ), не превышающий допустимый уровень шума, согласно требованиям. Требование по уровню шума в помещениях - согласно СН 2.2.4/2.1.8-562-96 «Шум на рабочих местах, в помещениях 3 жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки». Нормативное значение по уровню звукового давления составляет 80 дБА.[14].

Источниками интенсивного шума и вибрации являются машины и механизмы с не уравновешенными вращающимися массами, отдельных кинематических парах которых возникают трение и соударения, а также аппараты, в которых движение газов и жидкостей происходит с большими скоростями и сопровождается пульсацией. Установлены предельно допустимые величины параметров вибрации на постоянных рабочих местах в производственных помещениях в зависимости от среднегеометрических и граничных частот октавных полос и амплитуды (пикового значения) перемещений при гармонических колебаниях. Согласно СН 2.2.4/2.1.8.566–96 «Производственная вибрация. Вибрация в помещениях жилых и общественных зданий» предельно допустимые среднеквадратичные значения колебательной скорости лежат в интервале 92–107 дБ относительно 5·10-5 мм/с.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума: наушники, противошумные вкладыши (бируши), перерывы на отдых от данного помещения. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей [14].

Генераторы, обеспечивающие бесперебойную работу, и сами компрессорные установки создают определенный уровень вибрации. Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0÷28 мм. В связи с

длительной работой данного оборудования, происходит его износ, поэтому в будущем может произойти превышение уровня вибрации [15].

Комплекс мероприятий для устранения уровня вибрации: установка прокладок между напольным покрытием и работающим оборудованием. Так же можно увеличить количество крепежей. При соприкосновении с вибрирующими предметами такие материалы — резина, войлок, асбест, пробка — противодействуют колебаниям и ослабляют вибрацию.

В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы [15].

4.3 Расчет звукоизолирующего кожуха

Определить снижение шума при применении звукоизолирующего кожуха для компрессора. Эффективность звукоизоляции кожуха определяется графическим методом. Для этого необходимо построить графическую зависимость звукоизолирующей способности кожуха R от частоты f. Для изготовления кожуха используем сталь толщиной h =3 мм. Эффективность звукоизоляции стали приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Координаты точек и эффективность звукоизоляции стали

Материалы	Плотность кг/м^3	$f_в$, Гц	$f_с$, Гц	$R_в$, дБ	$R_с$, дБ
1. Сталь	7800	6000/h	12000/h	40	32

Расчет звукоизоляции стенок кожуха производим в следующей последовательности:

1. Определяем координаты точек В и С по формуле:

$f_в$=6000/h; $f_с$=12000/h, (7)

$f_в$ = 6000/2=3000 Гц;

$f_с$ = 12000/2=6000 Гц.

2. На графике отмечаем полученные частоты и соответствующие им величины звукоизоляции согласно табл. 2.

$f_в$ = 3000 Гц R =40 дБ;

$f_с$ = 6000 Гц R =32 дБ.

Соединяем полученные точки прямой.

3. Определяем звукоизоляцию стенок кожуха в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц:

а) проводим перпендикуляр от частоты 4000 Гц до пересечения с отрезком ВС и определяем звукоизоляцию стенок кожуха на частоте 4000 Гц:

R_{4000}= 36 дБ;

б) определяем звукоизолирующую способность кожуха на частоте 2000 Гц (R_{2000}).

Поскольку частота точки В $f_в$ не совпадает со стандартной октавной полосой, определяется доля октавы, наиболее близкой к расчетной:

Для $f_в$ = 3000 Гц для расчета принимаем $f_{сг}$ = 2000 с разницей 3000-2000=1000 Гц (1/2 октавы). Т.к. наклон отрезка АВ составляет 4,5 дБ/окт, (материал стенок кожуха - сталь), получаем:

40 - 4,5/2=37,5 дБ.

в) определяем звукоизолирующую способность кожуха на частоте 8000 Гц (R8000).

По аналогии с предыдущим расчетом 8000-6000=2000 Гц (1/2 октавы).

Т.к. наклон отрезка CD составляет 7,5 дБ/окт., получим:

32+7,5/2=35,5 дБ.

г) построение графика по остальным октавным полосам частот:

R_{1000}= R_{2000} - 4,5; R_{1000}= 37,5-4,5=33 дБ;

R_{500}= R_{1000}-4,5; R_{500}= 33-4,5=28,5 дБ;

R_{250}= R_{500}-4,5; R_{250}= 28,5-4,5=24 дБ;

R_{125}= R_{250}-4,5; R_{125}= 24-4,5=19,5 дБ;

R_{63}= R_{125}-4,5; R_{63}= 19,5-4,5=15 дБ;

4. Определяем требуемую эффективность звукоизоляции кожухом по формуле:

$$\Delta L_{кож.тр.} = L - L_{доп} + 5 \quad (8)$$

$\Delta L_{кож.тр.63} = 101 - 95 + 5 = 11$ дБ,

$\Delta L_{кож.тр.125} = 102 - 87 + 5 = 20$ дБ,

$\Delta L_{кож.тр.250} = 102 - 82 + 5 + 25$ дБ,

$\Delta L_{кож.тр.500} = 101 - 78 + 5 = 28$ дБ,

$\Delta L_{кож.тр.1000} = 100 - 76 + 5 = 29$ дБ,

$\Delta L_{кож.тр.2000} = 96 - 73 + 5 = 28$ дБ,

$\Delta L_{кож.тр.4000} = 91 - 71 + 5 = 25$ дБ,

$\Delta L_{кож.тр.8000} = 91 - 69 + 5 = 27$ дБ.

5. Выбираем облицовку внутренней поверхности кожуха. Т.к. превышение шума максимальное в низких частотах, толщину материала выбираем 300 мм (маты из супертонкого базальтового волокна (РСТ УССР 5013-76), оболочка из стеклоткани типа ЭЗ-100 (ГОСТ 19907-83*).

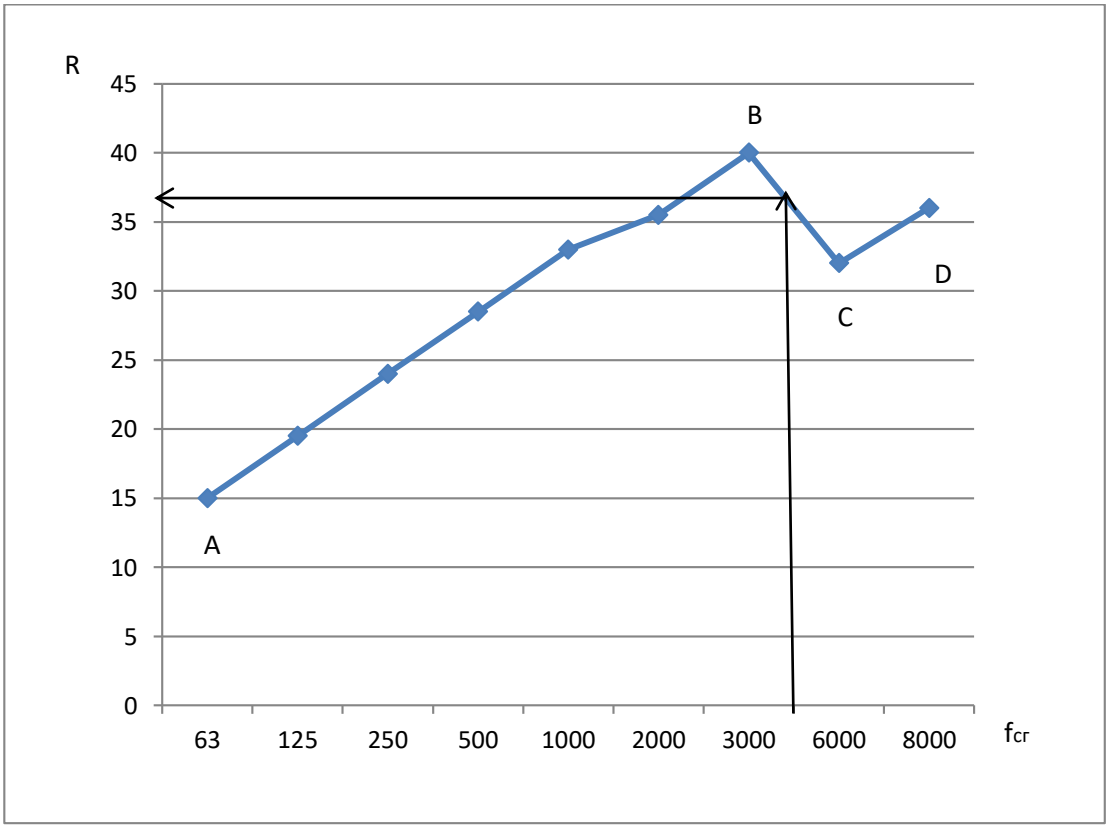

Рисунок 4.1. Определение звукоизолирующей способности кожуха

6. Фактическое снижение шума звукоизолирующим кожухом производится по формуле:

$\Delta L_{кож} = R+10lg\alpha$, дБ (9)

где α - коэффициент звукоизоляции облицовки стенок кожуха (Приложение 1. Табл. 1).

$\Delta L_{кож.63} = 15+10lg0,28 = 9,5$ дБ,

$\Delta L_{кож.125} = 19,5+10lg1,1= 19,5$ дБ,

$\Delta L_{кож.250} = 24+10lg1,0= 24$ дБ,

$\Delta L_{кож .500}= 28,5+10lg1,0= 28,5$ дБ,

$\Delta L_{кож.1000} = 33+10lg0,9 = 32,5$ дБ,

$\Delta L_{кож .2000}= 37,5+10lg0,81 = 36,6$ дБ,

$\Delta L_{кож .4000}= 36+10lg0,97 = 35,9$ дБ,

$\Delta L_{кож.8000} = 37,5+10lg0,96 = 9,5$ дБ,

7. Результаты расчетов сводим в таблицу 4.2

Таблица 4.2 - Результаты расчета звукоизолирующего кожуха

Параметр	Уровень звукового давления L, дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{ист}$	101	102	102	101	100	96	91	91
L_N	95	87	82	78	76	73	71	69
R	15	19,5	24	28,5	33	37,5	36	37,5
α	0,28	1,1	1,0	1,0	0,9	0,81	0,97	0,96
$\Delta L_{кож}$	9,5	19,5	24	28,5	32,5	36,6	35,9	37,4
$\Delta L_{кож.тр.}$	11	20	25	28	29	28	25	27

Вывод: Рассчитанный кожух не удовлетворяет требованиям по защите от шума в октавных полосах частот 63, 125 и 250 Гц, необходимо произвести перерасчет, увеличив толщину стенок кожуха.

Примем h=3 мм.

1. Определяем координаты точек В и С.

$f_в = 6000/3=2000$ Гц;

$f_c = 12000/3=4000$ Гц.

2. На графике отмечаем соответствующие частоты и величины УЗД.
3. По методике, изложенной ранее, графически определяем звукоизоляцию стенок кожуха. (Примечание: координаты точек В и С совпали со стандартными октавными полосами частот).
4. Результаты расчетов сводим в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Результаты расчета звукоизолирующего кожуха

Параметр	Уровень звукового давления L, дБ, в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{ист}$	101	102	102	101	100	96	91	91
L_N	95	87	82	78	75	73	71	69
R	17,5	22	26,5	31	35,5	40	32	39,5
α	0,28	1,1	1,0	1,0	0,9	0,81	0,97	0,96
$\Delta L_{кож}$	12	22	26,5	31	35	39,1	31,9	39,4
$\Delta L_{кож.тр.}$	11	20	25	28	29	28	25	27

Вывод. Рассчитанный кожух, выполненный из листовой стали толщиной 3 мм, внутренняя поверхность которого облицована матами из супертонкого базальтового волокна (РСТ УССР 5013-76), оболочка из стеклоткани типа ЭЗ-100 (ГОСТ 19907-83*) толщиной 200 мм без воздушной прослойки, обеспечивает защиту от шума компрессора во всех октавных полосах частот.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

При проведении работ на открытых площадках Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения указываются [16]:

— период времени года выполняемых работ;
— метеорологические параметры воздуха территории района;
— (минимальные и максимальные температуры;
— скорость движения, относительная влажность, давление).

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ [16].

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

— запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;

— в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща;

4.4 Повышенная загазованность и запыленность рабочей зоны

В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов [17].

Предельно допустимые концентрации вещества: диоксид азота – 2 мг/м3, бензол – 10 мг/м3, углерода оксид – 20 мг/м3.

Коллективные средства защиты - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Индивидуальной защиты: очки, защитные маски, противогазы [17].

Недостаточная освещенность рабочей зоны.

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (ДНС, цеха, АГЗУ и т.д.).

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. На территории кустов скважин искусственное освещение не установлено, что создается трудности в темное время суток. В АГЗУ применяются искусственное освещение. Освещение производится лампами

обеспечивающими взрыво - и пожаробезопасность. Минимальная освещенность в АГЗУ составляет 75 лк.

4.5 Анализ выявленных опасных факторов

4.5.1 Электробезопасность

Поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т. е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. При этом повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека, является опасным фактором [18].

В зависимости от условий производственной среды и нормативным документам, рассматриваются следующие вопросы: требования к электрооборудованию, анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям, выбор и обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током, мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий, обоснование мероприятий и средств защиты работающих от поражения электрическим током [18].

Основные коллективные способы и средства электрозащиты:

— изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль;

— установка оградительных устройств;

— предупредительная сигнализация и блокировки;

— использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;

— применение малых напряжений;

— защитное заземление;

— зануление;

— защитное отключение [18].

—

4.5.2 Механическая опасность

Превышение максимального допустимого давления, отказы или выхода из строя регулирующих и предохранительных клапанов. Высокий уровень давления в технологическом и оборудовании, и трубопроводах могут привести к разрушению оборудования и как следствие нанести травмы работникам в том числе не совместимые с жизнью. Аппараты под давление, например компрессорная установка, регулируются нормативным документом [19].

Что бы обеспечить максимальную защиту аппараты под высоким давлением должны оснащаться системами взрывозащиты, которые предполагают наличие различных гидрозатворов и огнепреградителей. Также используются устройства аварийного сброса давления (обратные и предохранительные клапаны, клапаны отсекатели), на аппаратах под давлением должны находиться датчики давления, датчики температуры, уровнемеры, запорная арматура и система звуковой и световой сигнализации [19].

Оператор должен использовать следующие средства индивидуальной защиты: костюм (халат) хлопчатобумажный, рукавицы комбинированные, сапоги резиновые [19].

4.6 Экологическая безопасность

При штатном режиме работы объект исследования никак не влияет на атмосферу (при условии герметичности труб и задвижек), на гидросферу и литосферу оказывается незначительное влияние, так как нарушается естественное распределение давления на забое скважины, создается депрессия при вскрытии скважины и естественный природный режим изменяется. Но все это происходит в пределах допустимых значений, поэтому никакого значительного и опасного влияния не оказывается [20].

Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха.

При обработке скважин, осложненных асфальтосмолопарафиновыми отложениями, происходит вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Чтобы максимально минимизировать отрицательное воздействие, необходимо соблюдать все установленные правила для такого рода работ. При выполнении работ по борьбе с АСПО методом закачки ингибитора влияния на окружающую сферу не замечено. На гидросферу и атмосферу влияния также нет.

При использовании метода скребкования влияние оказывается только на литосферу при утилизации отходов (асфальтосмолопарафиновых отложений, которые были добыты скребком со стенок скважины). На атмосферу и гидросферу влияния нет. Основные нарушения правил охраны окружающей среды — это розливы нефтепродуктов и попадание попутного газа в атмосферу при некатегоричных отказах трубопроводного транспорта, проведении работ по ремонту скважин (смены погружного оборудования), проведении комплекса ГДИС, осуществлении контрольно-измерительных мероприятий [20].

Пары и продукты горения ингибиторов коррозии опасны для атмосферного воздуха. Сбросы в водоемы негативно сказываются на санитарном состоянии водных объектов, тормозят биологическую очистку сточных вод, отрицательно влияют на жизненные процессы. Не допускается поступление ингибитора АСПО в водоводы, канализационные коллекторы, дренажные системы и водоемы. Так, из отрицательного воздействия на литосферу мы можем выделить разливы ингибиторов с попаданием в почву, а также неправильную утилизацию шлама, в котором содержится АСПО.

Аналогичное воздействие будет оказано и на гидросферу при такого рода загрязнениях. На атмосферу будет оказано негативное влияние, если ингибиторы будут гореть, тогда продукты горения попадут в атмосферу, либо ингибитор будет летучим. Подробнее о защите окружающей среды рассказано ниже:

На участках, где предусматривается закачка ингибиторов АСПО, проводят следующие мероприятия:

- обеспечение герметичности системы по закачке ингибитора;

- обваловка площадки, где установлена емкость с ингибитором, для локализации очага в случае его разлива.

При аварийном разливе ингибитора участок обваловывается, верхний слой грунта снимается и вывозится в места уничтожения, согласованные с местными органами санитарного надзора [21].

Не допускается попадание ингибитора в подземные водоносные горизонты, в подземные водоемы, канализацию, почву.

Анализ содержания реагента в воде осуществляется согласно ТУ. Оценка состояния почвы производится путем отбора проб почвы и приготовления водной вытяжки, где и определяется содержание ингибитора. Контрольные анализы проводятся по стандартной методике зональных агрохимических лабораторий. Отбор проб обеспечивается землепользователем в соответствии с "Временными методическими рекомендациями по контролю за загрязненностью почв" [21].

4.7 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Аварии могут произойти из-за технических причин, или с участием человеческого фактора, они могут быть объективными и субъективными, а также быть следствием экологических и стихийных факторов.

Для С. месторождения характерны следующие
чрезвычайные ситуации [22]:

— природные (большая продолжительность периода с устойчивыми морозами (до –45 оС) составляет 164 дня, сильные метели и снежные заносы, лето короткое (50–60 дней), умеренно теплое (+23 оС) и пасмурное, с частыми заморозками);

— технические: сильные взрывы газовоздушных смесей (образуются в результате утечки газа или легких фракций нефти), крупномасштабные пожары

на нефтепроводах и территории резервуарного парка, разливы на больших площадях ядовитых сильнодействующих веществ;

— военно – политические (захват заложников, военные действия, действие экстремистских группировок и т.д.) [22].

4.7.1 Пожаровзрывобезопасность

Для обеспечения пожаробезопасности применяются активные и пассивные способы пожаротушения. При активном способе процесс горения подавляют при помощи огнегасительных средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, разбавлением реагирующих веществ. Химическое торможение введением в зону горения антикатализаторов – (ингибиторов) и т.д. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя или инертизации среды, в которой находится очаг горения. [23]

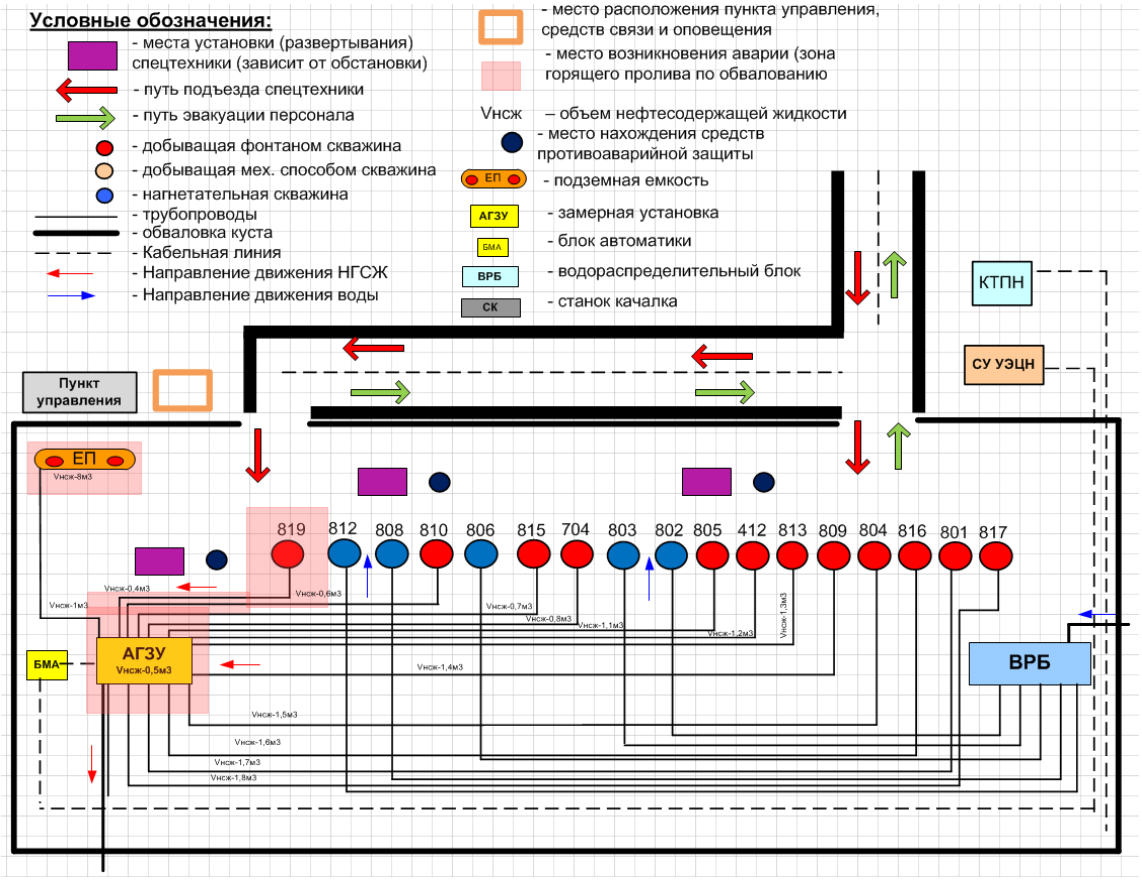

Рисунок 4.2 План эвакуации при пожаре

Объекты нефтяной промышленности должны быть укомплектованы следующими средствами пожаротушения:

1. Химическими пенными ОХП-10 (ОП-5), углекислотными огнетушителями ОУ-8, порошковыми огнетушителями ОП-10.

2. Песком в ящиках ёмкостью 0,5; 1,0; 3,0 м2;

3. Водой в бочках ≥ 200 литров;

4. Войлок (кошма) 2 × 1,5 м;

5. Вёдрами, топорами, лопатами, ломами, баграми.

Пожарные щиты должны быть укомплектованы пожарным инвентарём в следующем количестве: лопаты - 2 шт., топоры - 2шт., бочки с водой ≥ 200 литров - 2 шт., ящик с песком – 1 ≥, войлок (кошма) 2 × 1,5 м.

Пожарный инвентарь и ящик с песком окрашивают в красный цвет. Пожарный щит в красный или белый с красной окантовкой по периметру, шириной 10см. На пожарном щите должен быть перечень пожарного инветаря с указанием его количества и указан ответсвенный за противопожарное состояние объекта. Огнетушители должны быть всегда в исправном состоянии и подвешиваться не выше 1,5 м до верхней ручки, на видном месте со свободным доступом к ним и в отдалении от отопительных приборов. Мероприятия по предотвращению ЧС и разработка порядка действий в случае возникновения ЧС.

Для снижения последствий и недопущения ЧС необходим анализ и выявление чрезвычайных потенциальных ситуаций. Для этого на предприятии принимают следующие меры [24]:

— контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;

— оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;

— планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;

— обучение работников к действиям в ЧС и поддержание в готовности средств защиты [24].

4.7.2 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Подготовка рабочего участка и допуск бригады к работе осуществляется только после получения разрешения от оперативного персонала, в управлении и ведении которого находится оборудование ТГВ.

Подготовка рабочего места – выполнение до начала работ технических мероприятий для предотвращения воздействия на работающих опасных производственных факторов на рабочем месте. Допускающий перед допуском к работе должен убедиться в выполнении технических мероприятий по подготовке рабочего места – личным осмотром, по записям в оперативном журнале, по оперативной схеме и по сообщениям персонала оперативного и оперативно–ремонтного других задействованных организаций. Началу работ по наряду (распоряжению) должен предшествовать целевой инструктаж. При включении в состав бригады нового члена бригады инструктаж, как правило, проводит производитель работ (наблюдающий) Выдающий наряд (распоряжение), ответственный руководитель работ, производитель работ в проводимых или целевых инструктажах, помимо вопросов электробезопасности, должны дать четкие указания по технологии безопасного проведения работ, безопасному использованию грузоподъемных машин и механизмов, инструмента и приспособлений. Допуск к работе оформляется в обоих экземплярах наряда, из которых один остается у производителя работ (наблюдающего), а второй у допускающего. После полного окончания работы производитель работ (наблюдающий) должен удалить бригаду с рабочего места, снять установленные бригадой временные ограждения, плакаты и заземления, закрыть двери электроустановки на замок и оформить в наряде полное окончание работ. Ответственный руководитель после проверки рабочего места также оформляет в наряде полное окончание работ. Окончание работы по наряду (распоряжению)

также оформляется оперативным персоналом в «Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям» и в оперативном журнале [25].

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

Работнику в течение рабочего дня должен предоставляться, перерыв не более двух часов и не менее 30 минут, который в рабочее время не включается. Всем работникам предоставляются выходные дни, работа в выходные дни производится только с посменного согласия работника. Законодательством РФ запрещены дискриминация по любым признакам, а также принудительный труд [26].

4.7.3 Социальное страхование

Страховщик – Фонд социального страхования РФ.

Страхователь – Юридические лица любой организационно-правовой формы (в том числе иностранные организации, осуществляющие свою деятельность на территории РФ и нанимающие граждан РФ) либо физические лица, нанимающие лиц, подлежащих обязательному социальному страхованию.

Федеральным законом от 24 июля 1998 года № 125-ФЗ "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" произведена замена должника в обязательствах по возмещению вреда, причиненного работнику при исполнении им трудовых обязанностей.

Сам пострадавший или лица, имеющие право на получение возмещения, должны предъявлять соответствующие требования не к работодателю, а к органам Фонда социального страхования РФ. Если гражданин выполняет работу по гражданско-правовому договору, условия которого не предусматривают обязанность уплаты работодателем страховых взносов, то возмещение работнику утраченного заработка, в части оплаты труда, осуществляется причинителем вреда.

Возмещение застрахованным лицам морального вреда, причиненного, в связи с несчастным случаем на производстве или профессиональным заболеванием, осуществляется причинителем вреда.

Виды обеспечения по страхованию:

- Пособие по временной нетрудоспособности;
- Единовременные страховые выплаты;
- Лечение застрахованного, осуществляемое на территории РФ;
- Уход за застрахованным, в том числе осуществляемый членами его семьи;
- Проезд застрахованного и сопровождающего его лица для получения отдельных видов медицинской и социальной реабилитации;
- Медицинская реабилитация;
- Профессиональное обучение и получение дополнительного профессионального образования. Пособие по временной нетрудоспособности

Пособие по временной нетрудоспособности в связи с несчастным случаем на производстве или профессиональным заболеванием подлежит выплате застрахованному работнику за весь период временной нетрудоспособности до его выздоровления или установления стойкой утраты трудоспособности, в размере 100 % среднего заработка, исчисленного в соответствии с действующим законодательством РФ о пособиях по временной нетрудоспособности.

Единовременные и ежемесячные выплаты

Размер единовременной страховой выплаты определяется в соответствии со степенью утраты застрахованным профессиональной трудоспособности

исходя из максимальной суммы, установленной федеральным законом о бюджете Фонда социального страхования Российской Федерации на очередной финансовый год.

Если при расследовании страхового случая комиссией по расследованию страхового случая установлено, что содействовала возникновению или увеличению вреда, причиненного его здоровью, размер ежемесячных страховых выплат уменьшается соответственно степени вины застрахованного, но не более чем на 25 процентов. Степень вины застрахованного устанавливается комиссией по расследованию страхового случая в процентах и указывается в акте о несчастном случае на производстве или в акте о профессиональном заболевании.

При определении степени вины застрахованного рассматривается заключение профсоюзного комитета.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

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

В результате проведенного анализа было выявлено, что причинами образования АСПО являются: состав отложений, который содержит большое количества парафина (17%масс) и смолистых соединений (3%масс) и фазовые переходы при изменении термобарических условий. Рассмотрены существующие методы предупреждения и борьбы, предложены технологические решения, позволяющие решить задачу оптимизации эксплуатации скважин с АСПО. Из результатов анализа существующих методов борьбы с АСПО на скважинах С. месторождения, можно сделать следующие выводы:

- на сегодняшний день невозможно полностью отказаться от механизированных способов борьбы с парафинами, так как прочие методы не исключают, а лишь увеличивают межочистной период;

- технологический эффект от применения установок греющего кабеля в основном выражается в изменении интервалов посадок фрезы при очистке колонны НКТ, при этом к уменьшение межоперационного периода не увеличивается.

- промывки скважин по затрубному пространству не всегда эффективны. Прямые промывки обладают достаточной успешностью, но есть риск потери циркуляции через ЭЦН с последующим уходом в клин, что ставит под сомнение использования горячей обработки на постоянной основе (регулярно по графику проведения технологических работ).

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

Опыт применения на С. месторождении защитных покрытий НКТ серии ТС3000 показал их высокую эффективность в борьбе, как с коррозией, так и с асфальтосмолопарафиновыми отложениями. После применения труб с полимерным покрытием ТС300 наработка НКТ с 200суток межремонтного периода составила 1200суток. Применение трубной продукции с покрытиями серии ТС3000 приводит к многократному росту наработок колонн НКТ и увеличению межочистных периодов, что, в свою очередь, обеспечивает снижение удельных затрат на добычу нефти.

Список использованных источников

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. — М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. - 653 с,

2. Горбаченко В.С., Демяненко Н.А. Рассмотрение процесса образования и исследование свойств асфальтосмолопарафиновых отложений //Вестник Гомельского государственного технического университета им. П.О. Сухого. 2016. Т. 1. № 3 (66). С. 17-21.

3. Макаревич А.В. , Банный В.А. Методы борьбы с АСПО в нефтедобывающей промышленности (обзор в двух частях) часть I// Экология промышленного производства. 2012. № 4. С. 9-14.

4. Что может лебедка Сулейманова? [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://parafinanet.ru/o-nas-pishut/chto-mozhet-lebedka-sulejmanova.html (дата обращения: 23.03.2018).

5. Порядок проведения обработки горячей нефтью [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://studopedia.info/2-77434.html (дата обращения: 23.03.2018).

6. Марков А.В., Липаев А.А. Проблемы борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями на современном этапе на примере нефтяных месторождений Татарстана и Удмуртии// Нефтяная провинция. 2016. № 2. С. 98-105.

7. Защитные покрытия НКТ Серии ТС-3000. Опыт применения и экономический эффект [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://glavteh.ru/защитные-покрытия-нкт-серии-тс-3000/ (дата обращения: 24.03.2018).

8. Сисенбаева М.Р. Исследование ингибиторов солеотложений и АСПО в условиях месторождения «Узень»// Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. 2013 . Т. 3. № 3. С. 65-68.

9. Велиев М.М., Ле В.З. Определение физико – Химических характеристик асфальтосмолопарафиновых отложений в насосно-

компрессорных трубах// Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2014. № 2 (96). С. 88-96.

10. Борьба с солеотложениями, ингибиторная защита трубопроводов, ингибирование трубопроводов [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://nhpp.su/index.php?id=35 (дата обращения 01.04.2018).

11. Швецов М.В., Калачев И.Ф. Совершенствование технологии покрытия стальных труб// Экспозиция Нефть Газ. 2014. № 5 (37). С. 48-52.

12. Защита от коррозии. Способы защиты металлов [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://fin-servis.ru/stati/tech/zashhita-ot-korrozii-sposoby-zashhity-metallov.html (дата обращения 01.04.2018).

13. Насосно – компрессорные трубы с диффузионным цинковым покрытием для осложненных условий нефтедобычи - опыт промышленной эксплуатации [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://docplayer.ru/34771042-Nasosno-kompressornye-truby-s-diffuzionnym-cinkovym-pokrytiem-dlya-oslozhnyonnyh-usloviy-neftedobychi-opyt-promyshlennoy-ekspluatacii.html (дата обращения 01.04.2018).

14. Э.М. Альмухаметова, Н.Х. Габдрахманов Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях ванкорского газонефтяного месторождения//

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

16. ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

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

18. ГН 2.2.5.1313-03. Предельно допустимые концентрации(ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.

19. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

20. ГОСТ 25215-82 Сосуды и аппараты высокого давления.

21. Третьяков А. Н., Перегудина Е. В., Азарова С. В. Воздействие на окружающую среду продуктов нефтегазодобывающей отрасли // Молодой ученый. — 2015. — №11. — С. 560-562.

22. Временными методическими рекомендациями по контролю за загрязненностью почв" М., Гидрометоиздат, 1983, ч. 1, п.12

23. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

24. ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

25. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

26. ГОСТ 12.2.063-81 Система стандартов безопасности труда. Арматура промышленная трубопроводная. Общие требования безопасности.

27. Российская Федерация. Законы. Трудовой кодекс Российской Федерации: от 30.12. 2001 г. № 197-ФЗ, ввод в действие с 01.02.2002 / Российская Федерация. Законы. — Волгоград ; М. : Изд-во ВолГУ : Либрис, 2002. — 225 с.