

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Анализ эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов в осложненных условиях асфальтосмолопарафиновых отложений

УДК 622.276.054.23-048.85:622.276.72

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Цао Яньцзюнь		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пулькина Н.Э.			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В.	к. э. н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к.г-м.н., доцент		

Томск - 2017

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

_____ Чернова О.С.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2БЗД	Цао Яньцзюнь

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов в осложненных условиях асфальтосмолопарафиновых отложений	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	31.03.2017 г., 2189/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2017 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, периодическая литература. Монографии и учебники.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Общая характеристика АСПО 2. Механизм образования АСПО 3. Методы борьбы с АСПО 4. Определение глубины начала кристаллизации парафина 5. Анализ эффективности эксплуатации скважин УЭЦН в осложненных условиях АСПО 6. Расчет и подбор УЭЦН 7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 8. Социальная ответственность

Перечень графического материала**Таблицы:**

1. Таблица 4.1 – Результаты расчета по фонду скважин, оборудованных УЭЦН, Бахиловского месторождения
2. Таблица 5.1 – Динамика наработки на отказ и МРП скважин Казанского месторождения
3. Таблица 5.2 – Содержание АСПВ в нефти Майского месторождения
4. Таблица 5.3 – Состав АСПО и добываемой нефти на Уньвинском месторождении.
5. Таблица 5.4 – Применение ГКЛ
6. Таблица 5.5 – Применение УБПР
7. Таблица 5.6 – содержание асфальтенов, смол и парафинов на Матросовском месторождении
8. Таблица 6.1 – Характеристики насоса типа ЭЦН5 - 130 - 1200
9. Таблица 6.2 – Характеристики электродвигателя типа ПЭД28 - 103
10. Таблица 6.3 – Характеристики электродвигателя типа ПЭД40 - 103:
11. Таблица 6.4 – Выбранные подходящие типы кабелей
12. Таблица 6.5 – Характеристики трансформатора типа ТСБЗ-100
13. Таблица 7.1 – Отношение тарифных ставок относительно разряда
14. Таблица 7.2 – Процесс и результаты расчетов доплаты с учетом премии каждой категории работников
15. Таблица 7.3 – Стоимость материалов
16. Таблица 7.4 – Амортизация производственных
17. фондов
18. Таблица 7.5 – Стоимость используемой техники
19. Таблица 7.6 – Изменение технико-экономических показателей
20. Таблица 8.1 – Оптимальные параметры микроклимата для категории Ia.

Рисунки:

1. Рисунок 2.1 – Выпадение АСПО в НКТ диаметром 159 мм на Средне-Нюрольском месторождении
2. Рисунок 3.1 – Зависимость интенсивности отложений парафина от шероховатости поверхности образцов
3. Рисунок 3.2 – Прогрев НКТ до температуры выше температуры кристаллизации парафинов
4. Рисунок 3.3 – Разновидности нагревательных линий

	<ol style="list-style-type: none">5. Рисунок 3.4 – Подача химического реагента в приемную сетку глубинного электроцентробежного насоса6. Рисунок 3.5 – Схема контейнера «Трил®»7. Рисунок 3.6 – Варианты установки контейнера с ингибитором8. в скважины с УЭЦН9. Рисунок 3.7 – Схема магнитного аппарата10. Рисунок 3.8 – а) Скребок; б) Скребок с ножами переменного сечения.11. Рисунок 3.9 – Принципиальная схема депарафинизации установки АДУ-312. Рисунок 3.10 – Конструкция автоматического “летающего” скребка13. Рисунок 3.11 – Осложненный фонд скважин ЦДНГ-5 Тевлинско-Русскинского месторождения14. Рисунок 3.12 – Интенсивность парафинизации оборудованных УЭЦН скважин ЦДНГ-5 Тевлинско-Русскинского месторождения в зависимости от дебита и обводненности15. Рисунок 3.13 – Интенсивность парафинизации скважин НГДУ «Сулеевнефть» в зависимости от дебита и обводненности (В.П. Тронов, И.А. Гуськова, И.В. Гуськов)17. Рисунок 3.14 – Влияние скорости потока на интенсивность образования АСПО18. Рисунок 4.1 – Отложение АСВ и парафинов по глубине скважины:19. Рисунок 5.1 – Общая схема оборудования скважины УЭЦН20. Рисунок 5.2 – Причины отказов УЭЦН21. Рисунок 5.3 – Доля добычи нефти месторождений в общей нефтедобыче ЦДНГ22. Рисунок 5.4 – Осложненный фонд скважин ЦДНГ № 11 (данные за 2016 г.)23. Рисунок 5.5 – Распределение скважин по типу эксплуатации24. Рисунок 5.6 – Распределение УЭЦН по обводненности25. Рисунок 5.7 – Распределение УЭЦН по дебиту нефти26. Рисунок 5.8 – Распределение УЭЦН по дебиту жидкости27. Рисунок 6.1 – Кривые потерь напора в насосных трубах на длине 100 м28. Рисунок 6.2 – Зависимость коэффициента трения от числа Рейнольдса и относительной гладкости
--	---

	труб 29. Рисунок 6.3 – Рабочие характеристики насоса ЭЦН5-130-1200
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент Пожарницкая Ольга Вячеславовна
Социальная ответственность	Ассистент Немцова Ольга Александровна

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	10.02.2017 г.
---	---------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. Преподаватель каф. ГРHM	Пулькина Наталья Эдуардовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Цао Яньцзюнь		

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего профессионального образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт Природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Кафедра Геологии и разработки нефтяных месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела	Максимальный балл раздела (модуля)
25.02.2017	Общая характеристика АСПО	10
10.03.2017	Механизм образования АСПО	10
28.05.2017	Методы борьбы с АСПО	15
01.04.2017	Определение глубины начала кристаллизации парафина	10
14.06.2017	Анализ эффективности эксплуатации скважин УЭЦН в осложненных условиях АСПО	15
30.05.2017	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.05.2017	Социальная ответственность	10
16.06.2017	Оформление работы	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Пулькина Н.Э.			

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Чернова О.С.	к. г.-м. н.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Д	Цао Яньцзюнь

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	бакалавриат	Направление	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости выполняемых работ согласно применяемой техники и технологии.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций, нормы расхода материалов, инструмента и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20%; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Линейный график выполнения работ.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Организационная структура управления организацией
2. Линейный календарный график выполнения работ

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Пожарницкая О.В.	К. Э. Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б3Д	Цао Яньцзюнь		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б3Д	Цао Яньцзюнь

Институт	Институт природных ресурсов	Кафедра	Геология и разработка нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Рабочее место расположено в закрытом помещении ремонтно-механического цеха. На рабочем месте могут возникать шумы, вибрации, опасность поражения током, а также, травмы механической природы от работы станков. Воздействие химических факторов. Оказывается негативное воздействие в основном на атмосферу. Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Производственная безопасность</p> <p>1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). <p>1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	<p>1.1. Анализ вредных факторов рабочей зоны:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенный уровень шума и вибрации; – Отклонение показателей микроклимата в помещении и на открытом воздухе; – утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу. <p>1.2. Анализ опасных факторов рабочей зоны:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся машины и механизмы; – возможность поражения током; – противопожарный режим в цеховых и общеобъектовых инструкциях.
---	--

<p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Рассмотрены основные источники загрязнения окружающей среды, проведен анализ по загрязнению атмосферного воздуха, литосферы, гидросферы и открытых водоемов. Разработаны мероприятия по их устранению. Рекультивационные работы перед сдачей участка землепользователю.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<ul style="list-style-type: none"> – Природного характера (паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы и тд.) – Техногенного характера (разгерметизация трубопроводов; пожары, взрывы и тд.)
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – Профсоюзный общественный контроль за охраной труда осуществляют общественные инспектора и комиссии по охране труда комитетов профсоюзов. – Спецодежда – одно из основных средств индивидуальной защиты, которая выдается работникам согласно отраслевым нормам. При работе с вредными условиями труда работникам выдаются бесплатно по установленным нормам молоко или другие равноценные пищевые продукты.

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БЗД	Цао Яньцзюнь		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 103 с., 29 рис., 20 табл., 43 источников.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса; осложнения; асфальтосмолопарафиновые отложения; кристаллизация парафинов; методы борьбы с АСПО.

Объектом исследования являются установки электроцентробежных насосов и скважины.

Цель работы – анализ эффективности применения некоторых методов борьбы с АСПО в скважинах, оборудованных установками электроцентробежных насосов на конкретных месторождениях.

В процессе исследования были проанализированы причины образования парафиновых отложений и эффективность применения некоторых методов борьбы с АСПО на определенных месторождениях.

Область применения: для подбора оптимальных методов борьбы с АСПО на месторождениях при добыче скважинной продукции.

Экономическая эффективность/значимость работы: применение оптимальных методов борьбы с АСПО позволяет увеличить дебиты нефтяного потока, стабилизировать работу скважин, повысить эффективность производства и увеличить прибыль.

В будущем планируется исследование новых методов борьбы с АСПО, которые долговременно действуют на скважины и промысловые оборудования и не оказывают отрицательное влияние на скважинную продукцию и окружающую среду.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

- МРП – межремонтный период
- МОП – межочистной период
- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения
- АСПВ – асфальтосмолопарафиновые вещества
- УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
- АСВ – асфальто-смолистые вещества
- ПУ – парафиновые углеводороды
- САВ – смоло-асфальтеновые вещества
- САК – смоло-асфальтеновые компоненты
- НКТ – насосно-компрессорные трубы
- КПД – Коэффициент полезного действия
- ЭЦН – электроцентробежный насос
- НКЛ – нагревательной кабельной линии
- НКЛс – нагревательные кабельные линии силовые
- ПЭД – погружной электрический двигатель
- АДУ – автоматизированная депарафинизационная установка
- ЦДНГ – цех по добыче нефти и газа
- ГНО – глубинно-насосное оборудование
- УБПР – установка блочной подачи реагента
- УШГН – штанговая глубинно-насосная установка
- ППУ – паропромысловые установки
- ПДК – предельно допустимая концентрация
- ОБР – отработанные буровые растворы
- БСВ – буровые сточные воды
- БШ – буровой шлам
- ЧС – чрезвычайные ситуации
- ППД – поддержание пластового давления

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1. Общая характеристика АСПО	15
2. Механизм образования АСПО	17
3. Методы борьбы с АСПО	22
3.1 Применение гладких защитных покрытий	22
3.2 Тепловые методы борьбы с АСПО	24
3.3 Химические методы борьбы с АСПО	28
3.4 Физические методы	34
3.5 Механические методы удаления АСПО	36
3.6 Выбор режима, предотвращающего образование АСПО в скважинах, оборудованных ЭЦН	40
4. Определение глубины начала кристаллизации парафина	45
5. Анализ эффективности эксплуатации скважин УЭЦН в осложненных условиях АСПО	48
5.1 Оборудование скважин, эксплуатирующихся с помощью УЭЦН	48
5.2 Анализ режимов работы УЭЦН в осложненных условиях АСПО на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении ОАО «Томскгазпром»	51
5.3 Анализ методов борьбы с АСПО в нефтедобывающих скважинах Майского месторождения	53
5.4 Анализ режимов работы УЭЦН, осложненных формированием АСПО на Уньвинском нефтяном месторождении	56
5.5 Анализ режимов работы УЭЦН, осложненных формированием АСПО на Матросовском месторождении	59
6. Расчет и подбор УЭЦН	62
6.1 Подбор ЭЦН и электродвигателя в скважину	62
6.2 Расчеты для выбора кабеля, трансформатора и определения эксплуатационных параметров УЭЦН	67

6.3 Особенности подбора УЭЦН	70
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	72
7.1 Организация проведения работ по спуску УЭЦН в качестве примера Казанского нефтегазоконденсатного Месторождения	72
7.2 Расчет параметров экономической эффективности	73
7.3 Расчёт затрат на проведения организационно- технического мероприятия	75
7.4 Расчёт годового экономического эффекта	80
7.5 Расчёт прироста прибыли	81
8. Социальная ответственность	82
8.1 Производственная безопасность	82
8.2 Экологическая безопасность	90
8.3. Безопасность в чрезвычайные ситуации	94
8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	96
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	98
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	99

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России более двух третей нефти добывается установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). На многих месторождениях УЭЦН работают в условиях, когда добыча осложняется асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО), образующимися на поверхности нефтепромыслового оборудования и на приёме насоса, что приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок. При добыче нефти процесс образования парафиновых отложений и технология борьбы с АСПО, по сей день остаются актуальной практической задачей в научно-технической сфере.

Образование парафиновых отложений приводит к снижению добычи нефти и газа, сокращению межремонтного периода скважин, увеличению трудовых и материальных затрат и повышению себестоимости добываемой продукции.

В данное время существует примерно двадцать различных способов борьбы с парафиновыми отложениями в нефтепромысловом оборудовании. Выбор того или иного метода борьбы с отложениями основан на тщательном изучении свойств добываемой продукции, их изменениях при движении по трубопроводу, особенности разработки месторождений и т.д. Подбор эффективных методов предупреждения и удаления АСПО имеет большое значение, что позволяет продлить межремонтный период работы скважин (МРП), повышать нефтегазоотдачу и сокращать материальные затраты.

Данная выпускная квалификационная работа представляет собой анализ состояния проблемы осложнений АСПО и разработку мероприятий для удаления и защиты от образования парафиновых отложений в оборудовании скважин, эксплуатируемых УЭЦН.

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА АСПО

АСПО – это твёрдая или густая мазеобразная углеводородная смесь тёмно-коричневого или чёрного цвета, которая состоит из парафинов (от 20 до 70 % мас.) и асфальто-смолистых веществ (АСВ) (от 20 до 40 % мас.), силикагелевой смолы, нефти, воды и механических примесей [1]. В зависимости от природы нефтяной системы, состава и свойств добываемой продукции и ряда других факторов (геологических, гидродинамических, термодинамических и т.д.), состав АСПО и доли их компонентов могут изменяться в широких пределах.

Парафины — это углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ до $C_{64}H_{130}$. В пластовых условиях парафины растворяются в нефти. В зависимости от содержания парафинов нефти разделяются (ГОСТ 11851-85) на:

- малопарафиновые — менее 1,5 % мас.;
- парафиновые — от 1,5 до 6 % мас.;
- высокопарафиновые — более 6 % мас.

Церезины — это смесь парафиновых углеводородов (ПУ) нормального и изомерного строения с числом атомов углерода от 36 до 55. Имеют молекулярную массу 500—700 и мелкокристаллическую структуру с температурой плавления $57^{\circ}C$ и выше. В отличие от парафинов церезины имеют большую вязкость и способны загущать нефть за счет их мелкокристаллической структурой.

Смоло-асфальтеновые вещества (САВ) составляют самую большую группу, которая называют неуглеводородными компонентами нефти. Кроме углерода и водорода, в САВ включаются сера, азот, кислород и металлы, такие как железо, никель и т.д. Они концентрируются в тяжелых нефтяных остатках, таких как мазутах, битумах, гудронах и др. Выделение САВ из нефтей и тяжелых нефтяных остатков достаточно сложно.

Смолы представляют собой высокомолекулярные гетероатомные компоненты нефти черного или бурого цвета, растворимые в низкокипящих

насыщенных углеводородах. Они в основном состоят из таких соединений, которые содержат конденсированные нафтеновые, ароматические и гетероциклические фрагменты. Самые характерные заместители в циклах есть алкильные, алкенильные (C_7-C_{12}), гидроксильные, сульфидные, карбоксильные, карбонильные, меркаптановые и аминогруппы. При низких температурах на воздухе смолы легко окисляются, а при $260-300\text{ }^\circ\text{C}$ в инертной атмосфере теряют способность растворяться в алканах.

Асфальтены являются наиболее высокомолекулярными компонентами нефти бурого или коричневого цвета. Их содержание в нефти достигает $5,0\%$ по массе. В асфальтенах содержится углерод (от $80,0$ до $86,0\%$ мас.), водорода (от $7,0$ до $9,0\%$ мас.), серы (до $9,0\%$ мас.), кислорода (от $1,0$ до $9,0\%$ мас.) и азота (до $1,5\%$ мас.). Асфальтены могут растворяться в бензоле, сероуглерод (CS_2), трихлорметане ($CHCl_3$) и тетрахлорметане (CCl_4), не растворяются в парафиновых углеводородах, спирте, эфире, ацетоне. Они служат наиболее тугоплавкой и малорастворимой частью отложений тяжелых компонентов нефти.

Физико-химические и технологические свойства нефти во многом зависят от межмолекулярных взаимодействия в системах «асфальтены-смолы» и «мальтены-смолы-асфальтены» [2].

2 МЕХАНИЗМ ОБРАЗОВАНИЯ АСПО

Образование парафиновых отложений происходит в результате сцепления с поверхностью уже образовавшихся в потоке частиц или возникновения и роста кристаллов на поверхности оборудования [3].

Практически важным является отложение АСПО на поверхности труб или оборудования. При этом их формирование соблюдает ряд условий [4]:

- существование высокомолекулярных соединений в нефти, в основном, метановых углеводородов (парафинов);
- уменьшение температуры потока до начала выделения твердой фазы из нефти;
- уменьшение пластового давления до значения давления насыщения;
- существование подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизующие высокомолекулярные вещества весьма прочно сцепляются с поверхностью оборудования.

Образование АСПО может выделить на две стадии [5]:

- 1) Зародыши парафиновых кристаллов зарождаются и растут на контактирующей с нефтью поверхности;
- 2) Более крупные кристаллы осаждаются на покрытую парафином поверхность.

В то время асфальтены осаждаются плотным и стойким осадком, и смолы помогают усиливать их действие. Смолы являются поверхностно-активными веществами и могут адсорбироваться на поверхности парафиновых кристаллов и ингибировать процесс их кристаллизации. Асфальтены в виде мелких частиц диспергируют кристаллы парафинов. За счет наличия смолисто-асфальтеновых компонентов, парафины более равномерно диспергируются в нефти и трудно осаждаются. Однако при наличии смоло-асфальтеновых компонентов (САК) в парафиновых осадках, на стенках трубопровода будут образоваться твердые жёсткие парафины, которые тяжело выносятся потоком нефти.

Существуют следующие факторы, влияющие на образование АСПО:

1) Давление на забое и в стволе скважины.

При извлечении нефти, от забоя скважины до устья давление снижается, что приводит к нарушению гидродинамического равновесного состояния системы. При этом объем газовой фазы повышается и жидкая фаза становится нестабильной, что приводит к кристаллизации и выделению из нее парафинов. Этот процесс происходит как в пласте, так и в скважине.

Когда эксплуатируют скважины насосным способом, давление на приеме насоса может быть меньше давления насыщения нефти газом. Это может вызывать выпадение парафина в приемной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В колонне насосно-компрессорных трубх (НКТ), выше насоса, можно выделить две зоны. Первая — непосредственно над насосом, где давление резко увеличивается и становится больше давления насыщения. В этой зоне вероятность отложения минимальна. Вторая — это зона снижения давления до давления насыщения или ниже, где начинается интенсивное выделение парафина.

2) Температура в пласте и стволе скважины.

Нефть представляет собой сложную химическую смесь компонентов, которые могут находиться в разных агрегатных состояниях в зависимости от строения и условий окружающей среды. С изменением температуры происходит изменение агрегатного состояния компонентов, что вызывает образование центров кристаллизации и рост кристаллов парафина. Особенность распределения температуры по стволу скважины серьезно влияет на образование парафинов и зависит от:

- интенсивности теплопередачи от движущейся по стволу скважины жидкости к окружающим породам. Теплопередача зависит от градиента температур жидкости и окружающих пород и теплопроводности кольцевого пространства между эксплуатационной колонной и подъемными трубами;
- расширения газожидкостной смеси и ее охлаждения.

3) Скорость движения нефтяного потока.

Во время движения нефтяного потока с низкой скорости, т.е. в ламинарном состоянии, АСПО формируется медленно. В процессе возрастания скорости (турбулизации) потока интенсивность образования АСПО сначала повышается за счет увеличения массопереноса, а потом через максимум начинает уменьшаться. Причина кроется в том, что при высокой скорости мелкие кристаллы парафиновых углеводородов находятся во взвешенном состоянии, причем, часть образовавшихся отложений на стенках могут срываться нефтяным потоком в случае, когда сила касательных напряжений больше, чем сила сцепления между отложениями и поверхностью трубы. Это объясняет резкое уменьшение осадков на 50 м от устья скважины [6]. При больших скоростях движения нефтяной поток охлаждается медленнее, чем при малых, что также замедляет процесс образования АСПО.

4) Материал и шероховатость внутренней поверхности оборудования.

Чем больше полярность (гидрофильность) поверхность стенки, тем меньше интенсивность образования АСПО. Такое свойство влияет только в начале до образования первого слоя осадок. Микронеровность внутренней поверхности труб вызывает вихреобразование и замедление движения жидкости у стенок трубы, что приводит к образованию новых центров кристаллов парафиновых углеводородов на поверхностях труб, увеличению их адгезия и блокированию движения образовавшихся кристаллов на неровной части поверхности. Но если значение шероховатости поверхности труб примерно равно размеру кристаллов парафина или меньше их, то процесс образования отложений затрудняется [4].

Таким образом, при прочих равных условиях, чем выше гидрофобность и шероховатость поверхности оборудования, тем выше интенсивность образования АСПО.

5) Компонентный состав нефти.

Компонентный состав оказывает влияние на растворяющую способность нефти по отношению к парафинам. Растворяющая способность

легких нефтей выше, чем тяжелых, но интенсивность образования АСПО больше. Это объясняется тем, что растворяющая способность влияет, в основном, на температуру спонтанной кристаллизации ПУ, а содержание смол и асфальтенов в нефти влияет на процесс образования АСПО, их структуру и устойчивость парафинов [4]. Адсорбируясь на поверхности кристаллов ПУ, САК ингибируют процесс образования АСПО. В результате уменьшения поверхностного натяжения, происходят десольватация кристаллов и изменение характера кристаллизации. Между образовавшимися кристаллами силы коагуляционного сцепления сильно уменьшаются и кристаллы ПУ остаются в подвижном состоянии в объеме нефти. Нефтяные системы с повышенным содержанием нафтеновых и ароматических углеводородов стремятся к формированию менее прочных осадков, чем нефти преимущественно с соединениями метанового ряда нормального строения [8]. Содержащиеся в нефти пески, глины и другие механические примеси способствуют соединению кристаллов ПУ и САК, и в дальнейшем они осаждаются на стенках нефтепромыслового оборудования.

б) Обводненность нефти.

До сих пор нет единого мнения о механизме влияния высокой обводненности нефти на образования АСПО. Встречаются достаточно противоречивые данные. В работе Е.В. Кирбижековой [9] было исследовано влияние обводненности нефти на процесс образования АСПО высокопарафинистой смолистой нефти. Выявлено, что при условии образования устойчивых эмульсий типа в/н обводненность не влияет на образование отложений. Но при этом с повышением обводненности нефти увеличивается скорость образования АСПО и их количество [9, 10].

Образование АСПО на стенках НКТ [11] в скважинах механизированной добычи уменьшают проходное сечение и создают дополнительное сопротивление движению нефтяной продукции скважины (рисунок 2.1), что повышает противодавление на насос. Снижается

производительность насоса, повышаются энергетические затраты, уменьшается коэффициент полезного действия (КПД) установки в целом, что приводит в конечном счете к перегреву электродвигателя электроцентробежный насос (ЭЦН) и выходу его из строя. Кроме того, подъём динамического уровня в затрубной полости скважины вызывает повышение противодавления на призабойную зону пласта и, в результате этого, происходит уменьшение притока продукции из пласта.



Рисунок 2.1 – Выпадение АСПО в НКТ диаметром 159 мм на Средне-Нюрольском месторождении

3 МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСПО

Для борьбы с АСПО предусматривается проведение работ по направлению предупреждения образования АСПО и их удаления [12].

Для предотвращения АСПО используются следующие методы: применение гладких покрытий; химические (модификаторы, депрессаторы, ингибиторы); физические (вибрационные, электромагнитные воздействия, термообработка) и др.

Для удаления отложений применяются различные способы, такие как: тепловые (промывка скважин горячей нефтью или водой, воздействие паром, использование индукционных нагревателей); химические (применение растворителей); механические (скребки) [7].

Некоторые методы одновременно относятся к обоим направлениям. В нефтедобывающей промышленности применяют некоторые из известных методов борьбы с АСПО. Но в связи с различными условиями разработки месторождений и особенностями добываемой продукции подбирают индивидуальный метод, а также разрабатывают новые технологии по необходимости.

3.1 Применение гладких защитных покрытий

Обусловлено тем, что шероховатость внутренней поверхности НКТ является одним из факторов, которые влияют на формирование отложений АСПО. Чем выше шероховатость поверхности, тем интенсивнее образование отложений парафинов (рисунок 3.1).

Исследования показали, что отложения незначительны на гладкой поверхности с лаком, стеклом, эмалью.

В скважинах и при спуско-подъемных операциях НКТ подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Результаты испытаний показали, что в этих условиях

трубы с эпоксидными и эмалевыми покрытиями лучше работают [13].

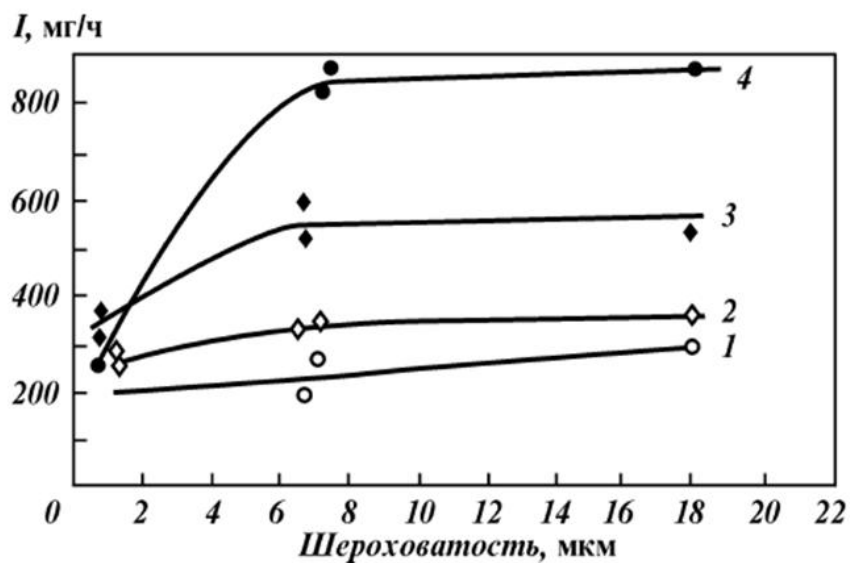


Рисунок 3.1 – Зависимость интенсивности отложений парафина от шероховатости поверхности образцов при дебитах скважин, т/сут:
1-23, 2- 42, 3-61, 4-76.

Стеклянное покрытие не надежно из-за его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлическими трубами, что может вызывать образование стеклянных пробок в колонне труб и заклинивание насосов. Кроме того, технология нанесения стеклянных и эмалевых покрытий обуславливается нагревом труб до 700-800 °С, что приводит к необратимым процессам в структуре металла, расплавлению вершин резьб, в результате происходит уменьшение прочности резьбового соединения труб и их обрывание.

Опыт НГДУ "Бузулукнефть" и ОАО "Оренбургнефть" показал, что в промышленных условиях применение труб с эпоксидным и стеклоэмалевым покрытиями дает хорошие результаты. Применение футерованных лифтов увеличивает межремонтный период работы скважин на 30-40%.

Следует обратить внимание, что на стыковых соединениях труб, без защищенных специальных футерованных колец, откладывается парафин. Поэтому обязательна установка колец в таких лифтах.

Покрытие с эпоксидными смолами дает хорошие результаты на

нефтепромыслах Оренбуржья, но из-за недостаточной термо- и морозостойкости ограничивается его широкое применение.

Таким образом НКТ, футерованные стеклоэмалью могут считаться лучшими. Эмали имеют высокие прочность и адгезию, причем при спускоподъемных операциях и транспортировке сколы не наблюдаются.

Благодаря большому сопротивлению истиранию, низкой тепло- и электропроводности внедрения трубы с эмалевым покрытием имеют большую перспективу.

3.2 Тепловые методы борьбы с АСПО

3.2.1 Применение нагревательной кабельной линии

Сущность данных методов предотвращения выпадения АСПО состоит в нагреве внутреннего скважинного пространства НКТ и поддержания температуры в колонне НКТ выше температуры кристаллизации парафина.

При использовании нагревательной кабельной линии (НКЛ) нагрев осуществляется специальным изолированным нагревательным кабелем, расположенным внутри НКТ. Контроль нагрева осуществляется станцией управления, монтируемой в непосредственной близости. Процесс применения нагревательного кабеля может сводиться к следующим операциям: спуск кабеля в НКТ, подключение к станции управления и подача требуемой электро мощности с целью поддержания температуры по стволу скважины выше температуры кристаллизации парафинов.

В зависимости от способа эксплуатации УЭЦН существуют технические схемы использования НКЛс (рисунок 3.2).



Рисунок 3.2 – Прогрев НКТ до температуры выше температуры кристаллизации парафинов

Для снижения энергозатрат и повышения эффективности применения кабельной установки при использовании УЭЦН, вводятся специальные технические схемы (рисунок 3.3):

- 1) НКЛ₊ – расположенные внутри НКТ;
- 2) НКЛ – расположенные на поверхности НКТ;
- 3) НКЛс – нагревательные кабельные линии силовые, совмещающие функцию питания погружного электрического двигателя (ПЭД) с нагревом НКТ;
- 4) Два кабеля, проложенные по НКТ.

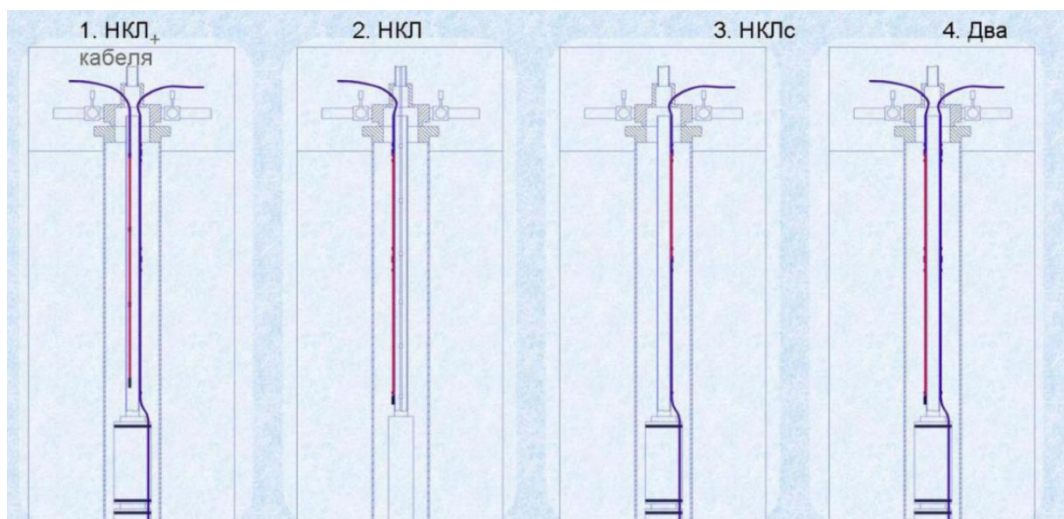


Рисунок 3.3 – Разновидности нагревательных линий

Использование установки нагревательного кабеля является довольно эффективным методом по предотвращению выпадения АСПО на промыслах Западной Сибири и активно решает следующие задачи:

- предотвращение выпадения АСПО при добыче нефти;
- снижение вязкости добываемой нефти в условиях образования стойких эмульсий при подъеме жидкости из скважины
- повышение межочистного (МОП) и межремонтного (МРП) периодов;
- для электропогружных установок: обеспечивает питание ПЭД и нагрев одним кабелем;
- имеет достаточно простую схему установки и обслуживания.

Данный способ позволяет обеспечить 100% предотвращение образования АСПО в скважине, но к сдерживающим факторам можно отнести дороговизну установки, высокие энергозатраты. Если нефтедобывающее предприятие приобретает электроэнергию у сторонних поставщиков по рыночным ценам, то при реализации данного метода предотвращения АСПО, предприятие может быть не рентабельным.

При наличии образовавшихся отложений, этот метод, как правило, также применяется для их удаления.

3.2.2 Тепловые методы удаления АСПО

Сущность этого вида методов заключается в стекании парафина с нагретой поверхности при температурах выше 50 °С. При этом требуется специальный источник тепла, расположенный непосредственно в зоне отложений или расположить теплосодержащий агент на устье скважины.

Одним из видов данного способа является применение горячих теплоносителей, который считается наиболее распространенным и наименее технологичным методом тепловой обработки скважин, трубопроводов и технологического оборудования. В качестве теплоносителей обычно используют добываемый флюид, то есть нефть, воду и газовый конденсат. Сущность метода заключается в нагреве жидкости в передвижных котельных установках и подаче ее в скважину с помощью прямой или обратной промывки. Для этого выпускаются депарафинизационные передвижные установки, которые оснащаются котлами-подогревателями жидкости до 150 °С и насосами до 16 МПа. Нагретый агент циркулирует в скважине определенный промежуток времени для обеспечения расплавления и удаления отложений.

В этом процессе лучшим методом считается обратная промывка, которая позволяет исключать образование парафиновых пробок, часто возникающих при прямой промывке. А для промывки, например, одной скважины требуется нагреть до 100 °С и прокачать не менее 30 м³ нефти, которая затем сливается в шламовый резервуар и выпадает из объемов добычи. Потери прибыли нефтегазодобывающих предприятий при данном способе очистки скважин составляют порядка 10 млн. руб. в год с каждой скважины осложненной парафинизацией.

Применение горячего пара, вырабатываемого передвижными параобразующими установками для скважинной борьбы с отложениями не надежно. Так как из-за потерь тепла в окружающую среду эти методы не эффективны на поздней стадии разработки месторождения. При подаче в

скважину пара он интенсивно конденсирует и на глубине 300–400 м от устья скважины температура пара снижается до температуры скважины.

3.3 Химические методы борьбы с АСПО

3.3.1 Химические методы предотвращения образования АСПО

Одним из самых перспективных способов для предотвращения образования АСПО является химический метод. Применение такого метода несложно и имеет высокую эффективность и долгосрочное действие [14].

Химический метод основан на дозировании различных химических реагентов в добываемую продукцию. Их действия основываются на адсорбционных процессах, которые происходят на границе раздела фаз: нефть – дисперсная фаза, нефть – поверхность металлической трубы. Такие химические реагенты называются ингибиторами образования АСПО [15]. По механизму действия методы разделяются на 4 группы [16].

1) Реагенты депрессорного действия

Они представляют собой органические неионогенные ПАВ (полиолефины, высшие спирты, сложные эфиры). Механизм действия депрессоров заключается в том, что молекулы депрессора в нефтяной системе сцепляются своими полярными концами и адсорбируются на поверхностях кристаллов парафина, что затрудняет способность к агрегации и накоплению парафинов и предотвращает их дальнейший рост [17, 18].

2) Реагенты модифицирующего действия

Они действуют на молекулярном уровне, изменяя форму и поверхностную энергию кристаллов парафина, в результате образуются недоразвитые дендритные кристалла, которые не могут соединяться друг с другом [14]. Причем размеры их не большие, так что кристаллы остановились в среде во взвешенном состоянии при движении жидкости.

Реагенты депрессорного и модифицирующего действия могут объединиться и снижать температуру застывания нефтяных систем. В

результате различного механизма действия, депрессоры снижают температуру кристаллизации парафинов, а модификаторы снижают, прежде всего, температуру помутнения нефтяных фракций [19].

3) Реагенты диспергирующего действия

Они действуют на кристаллизацию нефтяных компонентов на макромолекулярном уровне. Адсорбционный слой образуется из молекул реагентов на зародышевых кристаллах углеводородов, что препятствует их слипанию. Если в нефтяных системах существуют уже образовавшиеся АСПО, то диспергаторы разрушают их, а потом образуется мелкодисперсная система. Эти реагенты, как показано, применяются не только в качестве ингибиторов образования АСПО, но и в качестве их удалителей [20].

4) Реагенты смачивающего действия

Они влияют на природу поверхности металлов и здесь образуется гидрофильная пленка, которая представляет собой полимерный полярный адсорбент, препятствующий адгезии малополярных парафиновых углеводородов и играет роль замазки для парафиновой составляющей нефти. Недостатком этого метода является то, что при применении ингибиторов как адсорбентов необходима периодическая обработка нефтепромыслового оборудования раствором с последующим осаждением, из-за этого происходят периодическая остановка скважин и загрязнение оборудования реагентом.

Наибольшее применение ингибирующих присадок для предотвращения образования АСПО совмещается с защитой промышленного оборудования от коррозии, разрушением устойчивых водонефтяных эмульсий и формированием оптимальных структур нефтяного потока, чтобы существенно сокращать дозировку реагентов и повышать их эффективность [21].

Разработано достаточно много ассортиментов химреагентов для борьбы с АСПО. В качестве примеров можно привести следующие реагенты:

– бутилбензольная фракция: бутилбензол, изопропилбензол,

полиалкилбензолы (СевКав-НИПИнефть);

– СНПХ-7р-1 — смесь парафиновых углеводородов нормального и изостроения, а также ароматических углеводородов (ОАО "НИИнефтехим", г. Казань);

– СНПХ-7р-2 — углеводородная композиция, состоящая из легкой пиролизной смолы и гексановой фракции (ОАО "НИИнефтехим", г. Казань);

– реагент ИКБ-4, оказывающий комплексное воздействие на АСПО и коррозию металла труб (ГУП "Институт нефтехим-переработки", г. Уфа);

– реагенты типа СНПХ-7200, 7400 — сложные смеси оксипалированных ПАВ и ароматических углеводородов (ОАО "НИИнефтехим", г. Казань);

– СЭВА-28 — сополимер этилена с винилацетатом (ВНИИНП и ВНИИТнефть, г. Москва) [11].

3.3.2 Удалители и растворители АСПО

В настоящее время для удаления того или иного типа АСПО еще нет универсального удалителя. Это связано с различием в составах АСПО по месторождениям, изменением их состава и свойств при добыче нефти, а также отсутствием теоретических разработок по взаимодействию реагентов и твердых углеводородов. Теперь поиск удалителей и растворителей АСПО проводится опытным путем.

При исследовании, проведенном на базе АНК "Башнефть" [22], для максимального удаления АСПО на Ключевом месторождении растворитель ПАЛР-0 наиболее соответствует реальным условиям и может рекомендоваться для экспериментального применения.

К преимуществам применения растворителей относятся:

– высокая эффективность при удачном подборе;

– наименьшая затрата времени на обработку;

– универсальность (возможность борьбы с АСПО нескольких видов).

Существуют следующие недостатки:

- дороговизна реагента;
- сложность подбора реагентов при разных условиях.

3.3.3 Подача химического реагента на прием глубинного электроцентробежного насоса

По скважинному капиллярному трубопроводу (5), закрепленному на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает в клапан-распылитель (7), перед которым установлен протектолайзер (6) для защиты питающего кабеля и капиллярного трубопровода. При выбранном способе дозирования химический реагент поступает на приемную сетку УЭЦН (рисунок 3.4). Расход реагента может быть значительно снижен, по сравнению с традиционной подачей в затрубное пространство скважины.

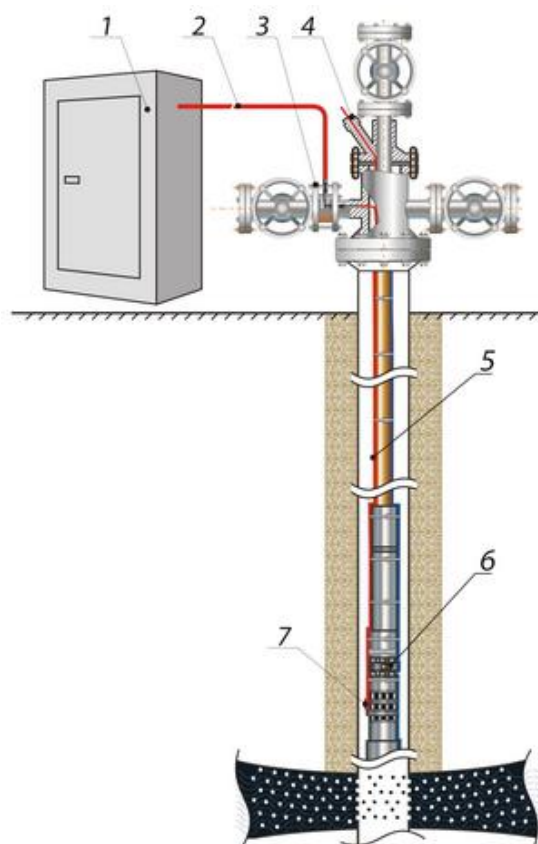


Рисунок 3.4 – Подача химического реагента в приемную сетку глубинного электроцентробежного насоса

Наземное оборудование представлено дозировочной установкой (1), наземным трубопроводом (2), и устройством ввода капиллярного трубопровода в устьевую арматуру (3 или 4).

3.3.4 Контейнер Трил-П-См (отложения АСПВ)

Контейнер является универсальным и может работать на скважинах с любыми параметрами их работы (дебит, обводненность, температура и пр.). Контейнер «Трил®» с ингибитором применяется для предотвращения отложения различного рода асфальтосмолопарафиновых веществ (АСПВ) на глубинно-насосном оборудовании нефтедобывающих скважин (Рисунок 3.5).



Рисунок 3.5 – Схема контейнера «Трил®»

Контейнер «Трил®» с ингибитором отложения АСПВ устанавливается под насосное оборудование непосредственно перед его спуском в скважину во время очередного ПРС, КРС. Добываемая жидкость, омывая контейнер с размещённым в нем ингибитором, подвергается необходимой обработке. Ингибитор «Трил®» не вступает в химические реакции с добываемой жидкостью. Действие ингибитора отложения АСПВ сводится к обволакиванию частиц АСПВ, находящихся в добываемой жидкости, и созданию защитной пленки на поверхности глубинно-насосного оборудования. Обволакивающая (защитная) пленка препятствует отложению, слипанию и образованию крупных конгломератов частиц выпадающих в

осадок. Таким образом, частицы АСПВ выносятся добываемой жидкостью во взвешенном состоянии. Ингибитор «Трил[®]» работает по всей технологической цепочке добычи нефти.

Отличительной особенностью его конструкции является то, что секции контейнера оснащены регулировкой, которая позволяет настраивать его индивидуально под параметры работы скважины, вышедшей в ремонт, в течение 5–10 минут непосредственно перед спуском.

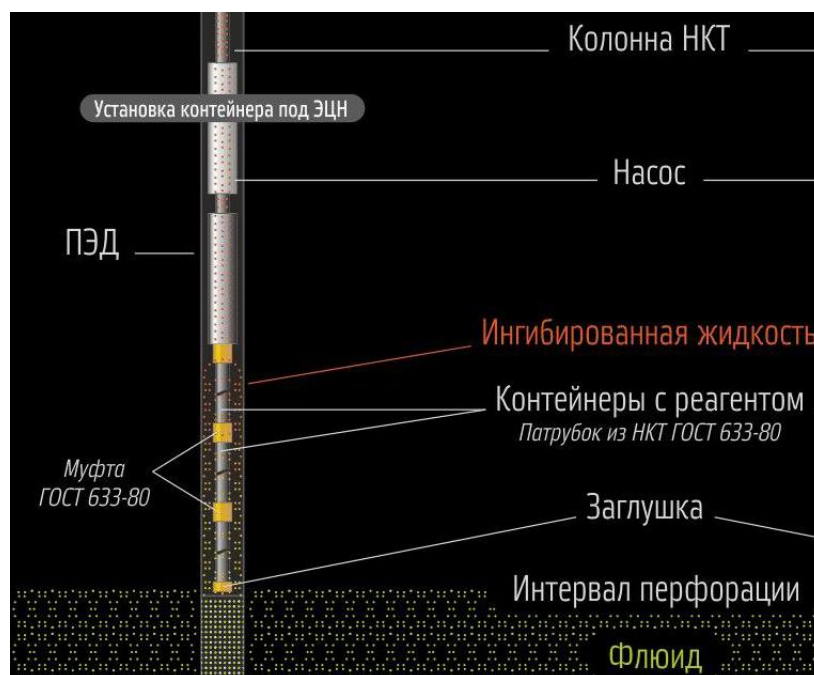


Рисунок 3.6 – Варианты установки контейнера с ингибитором в скважины с УЭЦН

Использование контейнеров в промысловых условиях позволяет:

- Эффективно дозировать ингибитор без специальных дозирующих устройств;
- Дозировать ингибитор в эффективных минимальных концентрациях, что обеспечивает его совместимость с попутно добываемыми водами любого типа в условиях их меняющейся минерализации и предотвращает образование побочных вторичных осадков;
- Применять ингибиторы при добыче нефти из коллекторов с любой степенью проницаемости и любым пластовым давлением.

3.4 Физические методы

Данные методы основаны на воздействии механических и ультразвуковых колебаний (вибрационные методы), а также электрических, магнитных и электромагнитных полей на скважинную продукцию.

При применении вибрационных методов создаются ультразвуковые колебания в зоне парафинообразования, что вызывают перемещение кристаллов парафина и препятствует осаждению АСПО на стенках НКТ [3]. На практике используют гидравлический вибратор, который генерирует колебания частотой до 1,8 Гц. Этот метод не широко применяется, так как предполагают, что вибрация оказывает отрицательное влияние на прочность резьбовых соединений НКТ и вызывает их разрушение или самоотвинчивание. Также при совместной работе с внутрискважинным насосным оборудованием могут возникать резонансные колебания системы (труба и насос), что приведет к аварии.

Применение магнитных полей считается перспективным физическим методом предотвращения АСПО и оно началось в 50-е годы прошлого века, но не широко распространяется из-за малой эффективности. А в настоящее время около 30 организаций предлагают магнитные депарафинизаторы.

Установлено [23], что в движущейся жидкости магнитное поле разрушает агрегаты, которые состоят из субмикронных ферромагнитных микрочастиц соединений железа и находятся в нефти и попутной воде. В каждом агрегате имеет несколько сотен, даже несколько тысяч микрочастиц, поэтому из-за разрушения агрегатов в 100-1000 раз увеличивается концентрация центров кристаллизации парафинов и формируются пузырьки газа с микронными размерами на поверхности ферромагнитных частиц. В дальнейшем кристаллы парафина выпадают как тонкодисперсная, объемная, устойчивая взвесь, и скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению размеров кристаллов парафина, выпавших совместно с асфальтенами и смолами в твердую фазу.

Магнитные устройства «Магнифло» (США) представляют собой НКТ с внешним кожухом, в котором находятся магниты. Конструкция устройства обеспечивает универсальность этих изделий, но за счет крупных размеров (от 2 до 5 м) и массы (от 30 до 100 кг) порой появляются проблемы с установкой и монтажом (рисунок 3.7).

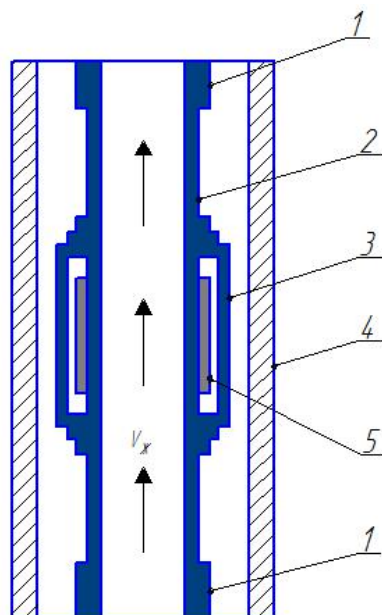


Рисунок 3.7 – Схема магнитного аппарата

- 1 – муфта НКТ; 2 – корпус аппарата; 3 – защитный кожух;
- 4 – эксплуатационная колонна; 5 – магнитная система

Отечественные устройства имеют цилиндры диаметрами 60 и 42 мм, длиной 450 и 350 мм и массой 5 и 3 кг, которые выполняются из коррозионно-стойкой стали и снабжаются элементами крепления внутри трубы и элементами, позволяющими подвешивать их в НКТ на проволоке вместе с механическим скребком или утяжелителем.

Конструкция магнитов, находящихся внутри корпуса, проводит обработку скважинной продукции таким образом, что после прохождения жидкости через зазор между стенкой трубы и поверхностью магнитного устройства в нефтяном потоке образуется большое количество дополнительных центров кристаллизации и флотационного выноса [24]. Они представляют собой газовые электрически заряженные микропузырьки,

которые сформировали на коллоидных микропримесях. Защита от отложения осуществляется так, что при формировании АСПО происходит флотационный их вынос на устье скважины.

При сравнении магнитного аппарата М238 фирмы "Магнифло" и магнитного аппарата отечественного производства типа МАС-2-7, по исследованию ОАО "ПермНИПИнефть" были получены следующие результаты: относительная эффективность магнитной обработки в аппаратах МАС-2-7 разработки 1996 г. в 1,5-2 раза больше, чем в аппаратах фирмы "Магнифло", а в магнитных аппаратах разработки 1997 г. в 3-4 раза выше. МОП в скважинах, оборудованных МАС-2-7 разработки 1996 г., возрос в 1,5-2 раза, а в скважинах, оборудованных теми же аппаратами разработки 1997 г., возрос в 3-6 раз [25].

На месторождениях Пермской области результаты применения магнитных устройств свидетельствовали об эффективности данной технологии борьбы с парафиноотложениями при работе ЭЦН:

- длительный срок работы (5-10 лет и более);
- экологичность;
- не нужны электроэнергия и закачка химреагентов;
- депарафинизаторы на постоянных магнитах являются оптимальным средством предотвращения образования АСПО для месторождений с незаконченным обустройством;

- срок окупаемости магнитных депарафинизаторов в скважинах с небольшим межочистным сроком (не более нескольких суток) составляет не более одного месяца.

Массовое применение сдерживается тем, что долговременно не было надежной конструкции установки для реализации данного метода.

3.5 Механические методы удаления АСПО

Данные методы применяются для удаления уже образовавшихся АСПО

на НКТ.

Ручные лебёдки со скребками (рисунок 3.8) широко используются на Майском нефтяном месторождении.

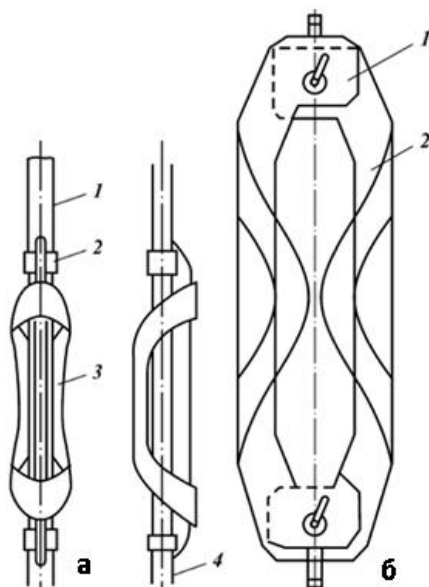


Рисунок 3.8 – а) Скребок: 1 - стержень, 2 - хомут, 3 - нож, 4 - утяжелитель;
б) Скребок с ножами переменного сечения: 1 - пластина, 2 - скребок.

Скребок спускается на проволоке или тонком стальном тросе. Скребки соскабливают со стенок НКТ отложившийся парафин. Под действием их веса и подвешиваемых грузов (до 10 кг) скребки двигаются вниз. Их поднимают лебёдкой вверх. Частота применения скребков для очистки НКТ скважин от АСПО зависит от дебита скважины и варьируется от 1 раза в 7 суток до 1 раза в месяц [26].

Следует отметить, что при применении ручных лебедок со скребками качественная очистка внутренней поверхности НКТ от АСПО не получится если для проведения операции требуется остановка скважины (отсутствие буферной задвижки), потому что удалённые отложения АСПО не выносятся со стенок НКТ на поверхность, а осаждаются, и потом становятся дополнительными центрами парафинизации. По этой причине на ряде скважин низок межремонтный период работы скважины. Также данный метод на самом деле нарушает установившийся температурный режим

работы сборных коллекторов нефти и выкидных линий скважин, что может приводить к большому количеству осложнений по сравнению с остановкой одной скважины.

Существуют несколько проблем, связанных с применением скребка:

- заклинивание скребка в НКТ;
- обрыв проволоки;
- не качественная очистка внутренней поверхности НКТ от АСПО.

К положительным эффектам применения скребков относятся:

- увеличение дебита скважин;
- меньшие затраты по сравнению с другими методами.

Для механизации и автоматизации спуска и подъема скребков изготавливается автоматизированная депарафинизационная установка АДУ-3 (рисунок 3.9).

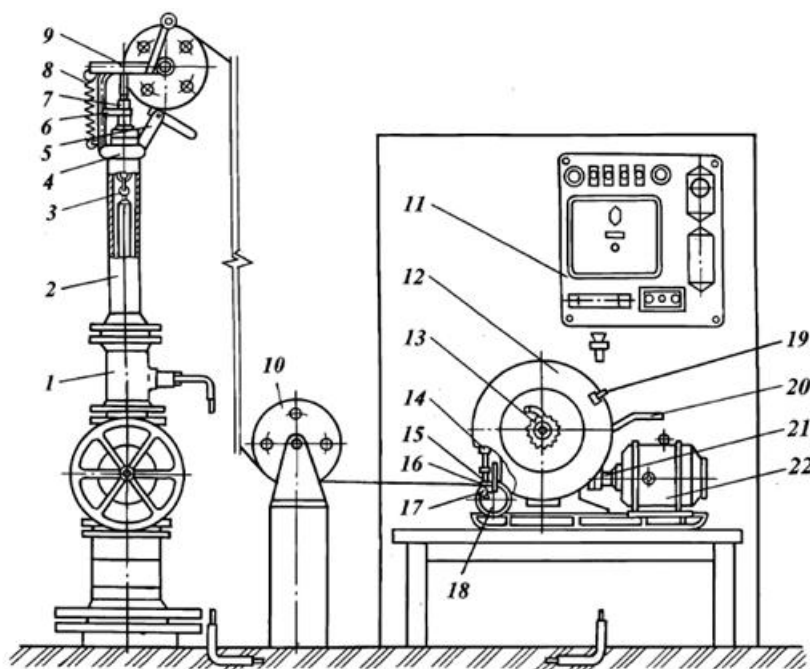


Рисунок 3.9 – Принципиальная схема депарафинизационной установки АДУ-3

- 1 - индуктивный датчик ДИ-3; 2 - лубрикатор; 3 - скребок; 4 - хомут;
- 5 - кронштейн; 6 - грундбукса; 7 - уплотнитель; 8 - пружина; 9 - рычаг ролика;
- 10 - оттяжной ролик; 11 - блок управления; 12 – барабан лебедки; 13 – храповик;
- 14 – укладчик; 15 – кольца; 16 – пружина; 17 – головка; 18 – червяк;
- 19 – узел счетчика; 20 – рукоятка тормоза; 21 – муфта; 22 – электродвигатель

Испытание данной установки проводили на Фаинском месторождении ОАО «Юганскнефтегаз». Недостатком является несовершенство АДУ. При её обслуживании часто бывают затяжки, жучки на проволоке, проволока слетала с ролика на головке лубрикатора.

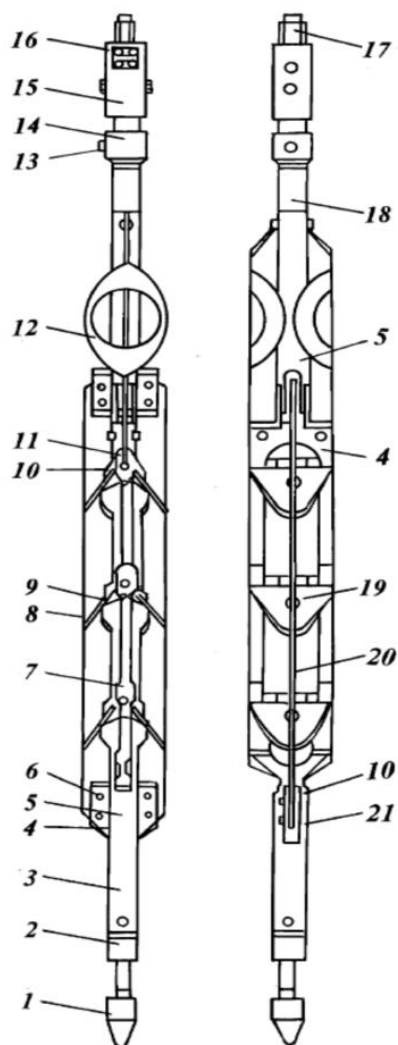


Рисунок 3.10 – Конструкция автоматического “летающего” скребка

- 1-головка, 2-возвратная пружина,
- 3,18-нижний и верхний штоки,
- 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, 19-пружина,
- 20-планки, 21-шарниры.

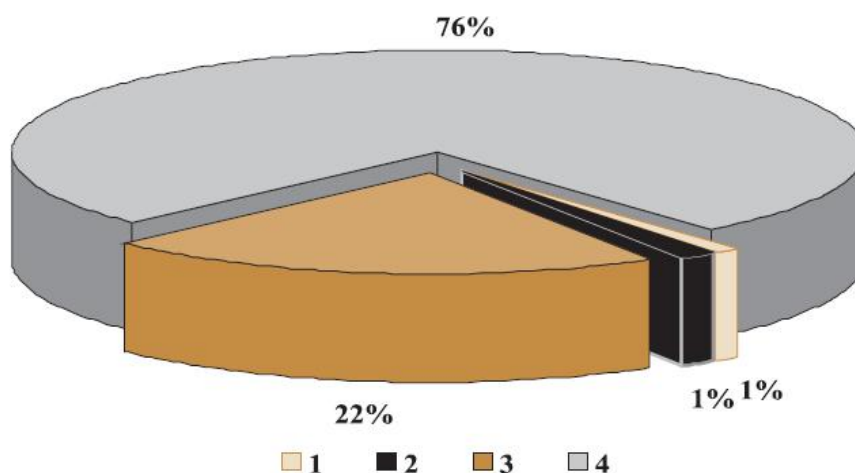
БашНИПНефть разработала конструкцию автоматического "летающего" скребка (рисунок 3.10), который оснащается ножами-крыльями, складывающимися при движении вниз и раскрывающимися при движении вверх. Этим и обеспечивается подъемная сила скребка. Переключение скребка на спуск и подъем обеспечивается концевыми верхним и нижним переключателями, установленными соответственно в устье арматуре и колонне НКТ. Для нормальной работы такого скребка надобится тщательная подготовка внутренней поверхности НКТ, устранение выступов, заусенцев,

овальности труб, что приводит к заклиниванию. Это ограничивает широкое применение "летающих" скребков.

3.6 Выбор режима, предотвращающего образование АСПО в скважинах, оборудованных ЭЦН

Одним из существующих способов борьбы с АСПО является выбор подходящего режима работы скважины, эксплуатируемой УЭЦН. Данный метод заключается в подборе оптимальной скорости потока, при которой процесс образования АСПО замедляется, а в некоторых благоприятных случаях даже прекращается. В определенных условиях такой способ может считаться значительно полезным, так как не нужно значительных капитальных затрат на свое осуществление.

На Тевлинско-Русскинском месторождении был исследован фонд скважин ЦДНГ-5, который осложнен АСПО и оборудован УЭЦН. Распределение осложненного фонда ЦДНГ-5, составляющего 60 скважин на 01.07.2005, показано на рисунке 3.11.



Осложнение: 1 – гидратообразование; 2 – солеобразование;
3 – парафиноотложения; 4 – нормальные условия эксплуатации

Рисунок 3.11 – Осложненный фонд скважин ЦДНГ-5 Тевлинско-Русскинского месторождения

Поскольку для борьбы с АСПО в скважинах, оборудованных УЭЦН, в ЦДНГ-5 применялись в основном скребки, можно было приблизительно определить интенсивность парафинизации (полагая, что обработка проходит при уменьшении проходного сечения НКТ примерно в 2 раза и отложения накапливаются равномерно во времени):

$$I = \left(\frac{d_6}{2} - \frac{d_6}{2\sqrt{2}} \right) \cdot \frac{1}{\text{МОП}}, \quad (3.1)$$

где I – интенсивность парафинизации, мм/сут;

МОП – средний межоперационный период, сут,

d_6 – внутренний диаметр НКТ, мм.

Скважины, оборудованные УЭЦН и осложненные АСПО, были разделены на 4 группы в зависимости от обводненности: от 0 до 25%, от 25 до 50%, от 50 до 75 % и от 75 до 100%. Дебиты скважин каждой группы также разделили на интервалы шагом 10 т/сут. МОП внутри интервала дебита определяли как среднеарифметическое МОП скважин, попавших в данный интервал. В результате получили 4 кривых $I = f(Q)$ (рисунок 3.12). Характер построенных кривых совпал с кривыми, полученными В.П. Троновым, И.А. Гуськовой, И.В. Гуськовым для условий НГДУ «Сулеевнефть» (рисунок 3.13) [27].

Как представлено в рисунке 3.12, что при минимальных значениях обводненности ($B = 0-25\%$) график зависимости $I = f(Q, B)$ имеет форму параболы (кривая 1). При значительной обводненности ($B = 50-75\%$) форма кривой принципиально меняется и представляет собой подобие гиперболы (кривая 3). Подобное поведение зависимости $I = f(Q, B)$ объясняется тем, что увеличение обводненности приводит к изменениям в составе и свойствах отложений, которые становятся более пластичными и трудно смываемыми. Поэтому при небольших значениях дебита минимальная интенсивность парафинизации соответствует безводной продукции (кривая 1). С увеличением дебита для безводных скважин (кривая 1) происходит резкое увеличение интенсивности парафинизации, что связано с интенсификацией

массообмена. Для соответствующего интервала дебита при движении обводненной продукции (кривая 3) интенсивность парафинизации уменьшается за счет влияния скорости и обводненности на темп охлаждения потока (температура охлаждения замедляется — интенсивность образования уменьшается) и реологических свойств потока (при образовании эмульсионной структуры интенсивность образования отложений уменьшается). Дальнейшее нарастание скорости увеличивает роль смывающего фактора, а также эффект замедления охлаждения (как для кривой 1, так и для кривой 3) — интенсивность процесса парафинизации снижается вплоть до полного разрушения АСПО. Примечательно поведение зависимости $I = f(Q, B)$ при обводненности (кривая 2) и дебитах более 35 т/сут. Явно просматривается повышение интенсивности парафинизации в интервале 45-55 т/сут. К сожалению, нет данных, подтверждающих или опровергающих полученную закономерность.

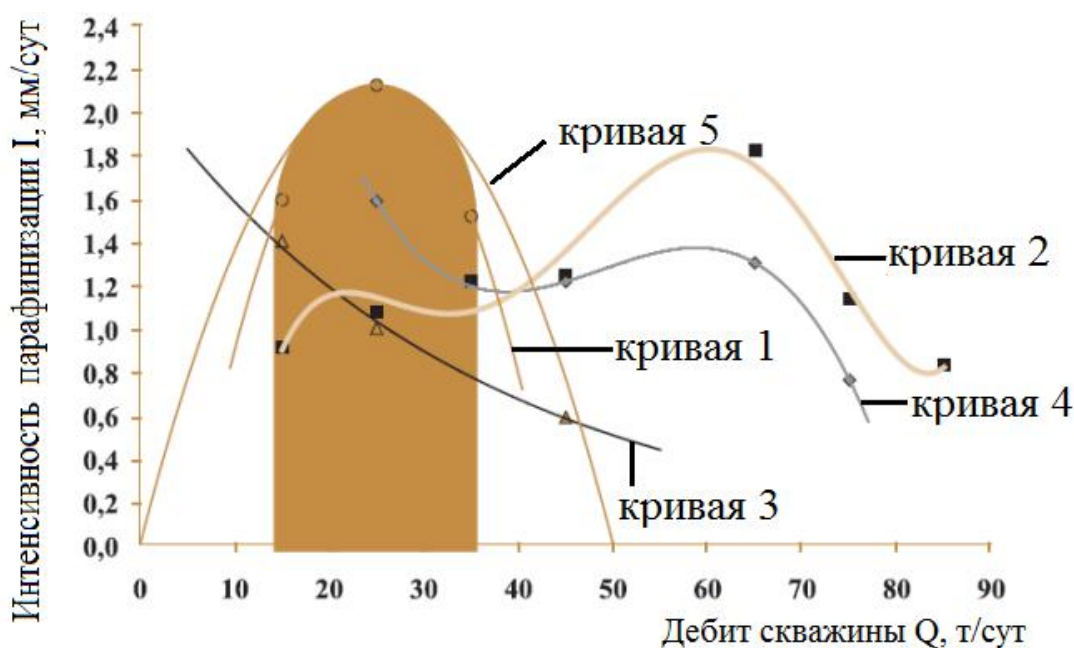


Рисунок 3.12 – Интенсивность парафинизации оборудованных УЭЦН скважин ЦДНГ-5 Тевлинско-Русскинского месторождения в зависимости от дебита и обводненности

Обводненность В: кривая 1 – 0-25%; кривая 2 – 25-50%; кривая 3 – 50-75%; кривая 4 – 75-100%; кривая 5 – Теоретическая кривая С.Ф. Люшина и Н.Н. Репина для обводненности от 0 до 25 %.

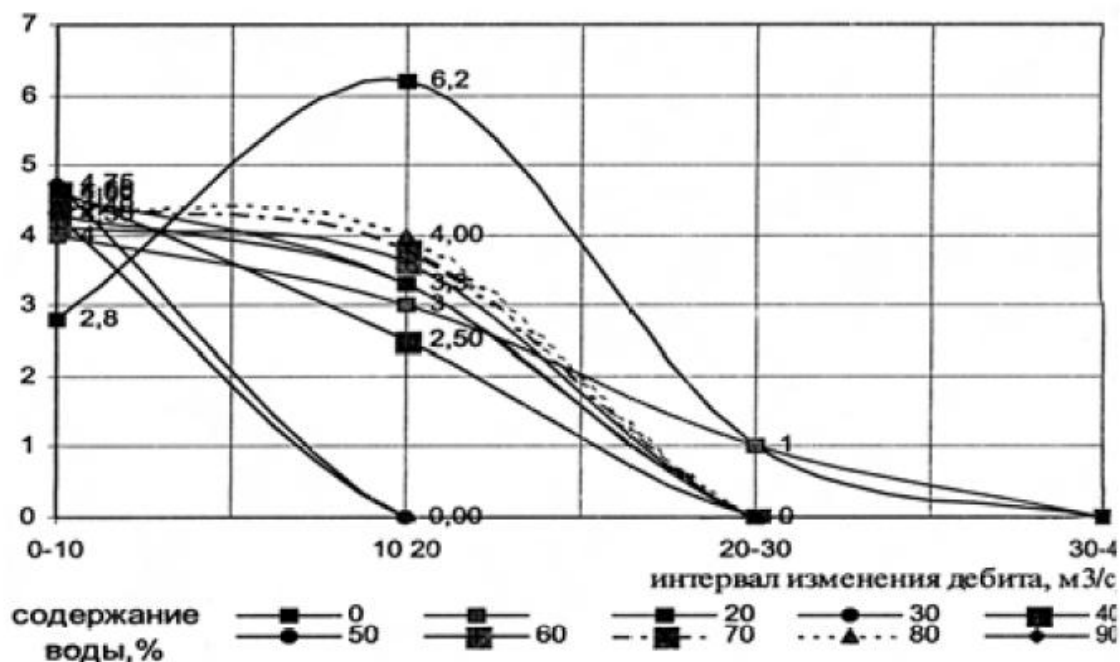


Рисунок 3.13 – Интенсивность парафинизации скважин НГДУ «Сулеевнефть» в зависимости от дебита и обводненности (В.П. Тронов, И.А. Гуськова, И.В. Гуськов)

Влияние скорости потока или дебита скважины на интенсивность отложения парафина в подъемных трубах и оборудовании можно объяснить следующим образом. Поскольку в процессе формирования отложений парафина решающую роль играют кристаллы, возникающие непосредственно на поверхности, и потом на образовавшейся смолопарафиновой подкладке. Отсюда видно, что влияние скорости потока на интенсивность формирования отложений будет проявляться в том, насколько изменения скорости могут замедлить рост кристаллов [28]. Во-первых, скорость потока влияет на рост кристаллов за счет контакта с частью нефти с повышенной концентрацией твердых углеводородов (массообмен). Во-вторых, определяет темп охлаждения нефти (охлаждение). Наконец, скорость потока обуславливает разрушение отложений потоком жидкости (сдвигающее усилие). Иными словами, скорость потока воздействует на интенсивность образования АСПО через массообмен, сдвигающее усилие и охлаждение. Помимо скорости, структура потока, обводненность и характер

поверхности труб тоже сильно влияют на сдвигающее усилие. Обводненность также влияет на охлаждение потока (рисунок 3.14).

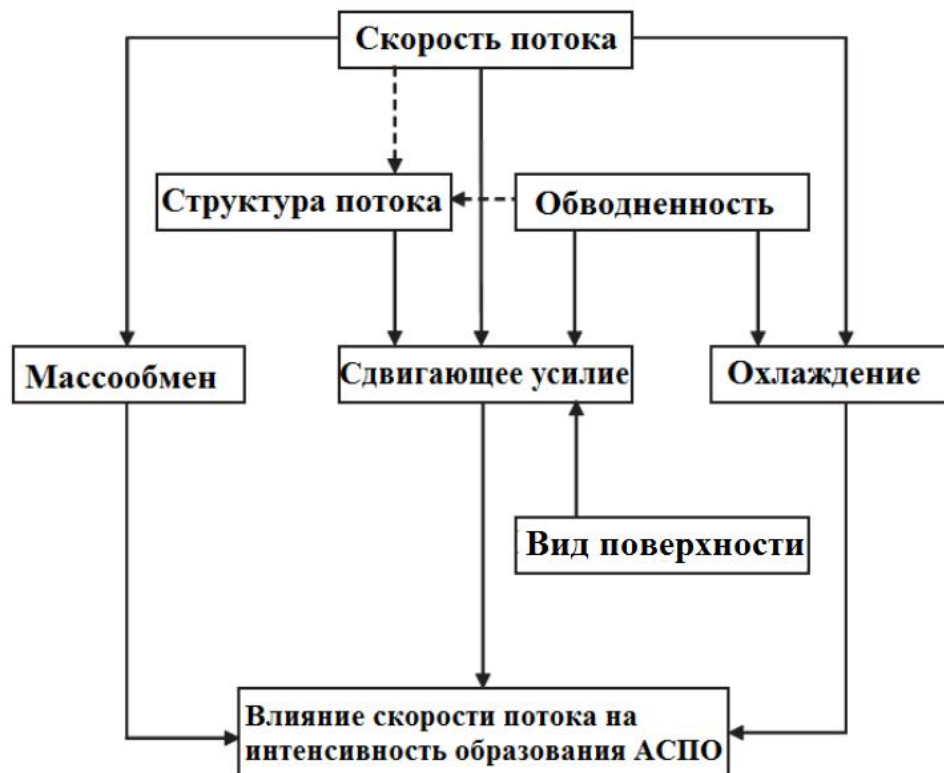


Рисунок 3.14 – Влияние скорости потока на интенсивность образования АСПО

4 ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ НАЧАЛА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ПАРАФИНА

В настоящее время на большинстве месторождений России имеет повышенное содержание парафина в нефти. При добыче такой нефти в подземном оборудовании происходит кристаллизация и выпадение АСПО, которые частично или полностью перекрывают проходное сечение НКТ на глубинах до 600...800 м. Это служит причиной снижения подачи погружных насосов и повышения нагрузок на оборудование скважин [13].

Для того, чтобы эффективно предотвращать отложения АСПО или правильно выбрать методы их удаления необходимо прогнозировать глубины начала образования отложений по стволу скважины.

С целью прогнозирования глубины начала кристаллизации парафина в добывающей скважине, оборудованной УЭЦН, можно использовать формулу распределения температуры по стволу [29]:

$$t(h) = t_{nl} \left(1 - St \frac{h}{d} \cos \alpha\right) \quad (4.1)$$

Глубина h соответствует точке начала кристаллизации парафина $h_{кр}$. Глубина начала кристаллизации парафина в скважине $H_{кр}$ определяется по уравнению:

$$H_{кр} = t_{nl} - \frac{d \left(1 - \frac{t_{кр}}{t_{nl}}\right)}{St \cdot \cos \alpha}, \quad (4.2)$$

где $t(h)$ – температура в скважине на глубине h , °С;

$t_{кр}$ – температура кристаллизации парафина, °С, (для Бахилковского месторождения $t_{кр} = 44$ °С);

$H_{кр}$ – точка начала кристаллизации парафина от устья, м;

$h_{кр}$ – точка начала кристаллизации парафина (от забоя), м;

d – внутренний диаметр НКТ, м;

St – критерий Стантона;

α – угол отклонения скважины от вертикали, град.

С целью оптимизации глубины спуска скребка были произведены расчеты по 40 скважинам Бахиловского месторождения, оборудованных ЭЦН, по данному методу определения глубины начала кристаллизации парафина. Результаты расчетов по некоторым скважинам представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Результаты расчета по фонду скважин, оборудованных УЭЦН, Бахиловского месторождения

№ скв.	$H_{кр}$ от устья, м	Глубина спуска скребка, м	$H_{кр} - H_{скр}$, м	Запас спуска скребка, м	Рекомендуемая глубина спуска скребка, м
1067	1057	1000	57	1399	1100
3051	877	1000	-123	1292.5	900
3052	318	1000	-682	1102.76	350
3053	1155	1000	155	1510	1200
3054	759	1000	-241	614.5	800
591	1116	1000	116	1514.55	1200
621	387	1000	-613	820	400
642	982	1000	-18	1324.3	1000
695	689	1000	-311	1601.2	700
699	1041	1000	41	1540.45	1150
715	1029	1000	29	1420	1100
717	1074	1000	74	1728.52	1150
732	932	1000	-68	1505.02	1000
769	988	1000	-12	1450.84	1000
777	968	1000	-32	1119.23	1000

Результаты расчетов показывают то, что по отношению к некоторым скважинам разница между глубиной начала кристаллизации парафина и фактической глубиной спуска скребка получается отрицательной, что свидетельствует о возможности спуска скребка на меньшую глубину, чем фактическая. Присутствуют скважины, по которым желательно спускать скребки глубже. Рекомендуемые глубины спуска скребка представлены в таблице 4.1.

При эксплуатации различных нефтяных месторождений глубина начала

образования АСПО меняется в широких пределах. Например, в Пермской области глубина образования АСПО достигает 1000 м, в ОАО "Татнефть" — 1200-1250 м, в АНК "Башнефть" — 400-1700 м, на месторождениях Южного Мангышлака — 1000-1100 м, на месторождениях Западной Сибири — 300-1400 м [30].

Анализ состава АСПО, отобранных на различных глубинах скважин, в условиях ОАО "Оренбургнефть" показал, что на глубине более 1000 м содержится больше АСВ, чем парафинов [31].

Механические примеси (содержание не превышает 4-5 % масс.) на таких глубинах практически не участвуют в формировании отложений.

С уменьшением глубины наблюдаются снижение содержания АСВ в АСПО, а также увеличение количества механических примесей и твердых парафинов (рисунок 4.1).

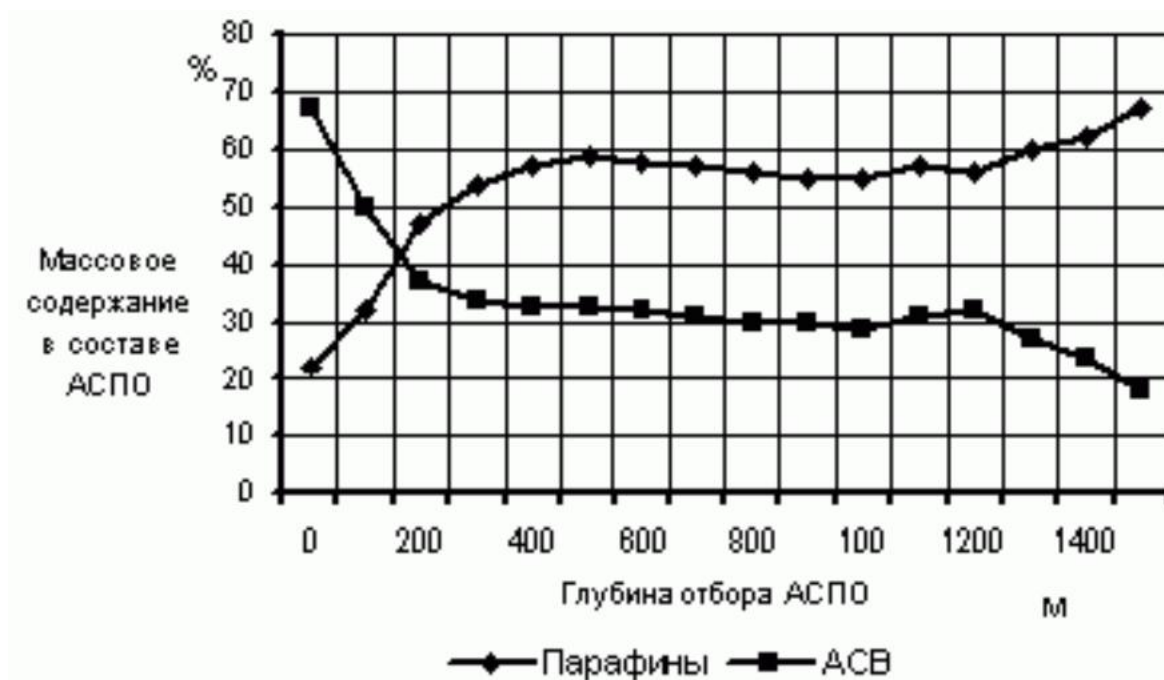


Рисунок 4.1 – Отложение АСВ и парафинов по глубине скважины:

Чем ближе к устью скважины, тем в составе АСПО больше церезинов и, соответственно, тем выше структурная прочность отложений.

5 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УЭЦН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ АСПО

5.1 Оборудование скважин, эксплуатирующихся с помощью УЭЦН

Установка электроцентробежного насоса - это комплекс оборудования, предназначенный для добычи скважинной жидкости с помощью центробежного насоса, который непосредственно соединяется с ПЭД.

Показатели перекачиваемой среды следующие: среда - пластовая жидкостная смесь (нефть, попутная вода и газ); содержание попутной воды не выше 99 %; содержание попутного газа без газосепаратора не выше 25 %; температура перекачиваемой жидкости не выше 120°C; темп набора кривизны ствола скважины не превышать 2° на 10 м.

УЭЦН для нефтяных скважин включает:

- погружной электродвигатель;
- гидрозащита, защищающий полость погружного электродвигателя от проникновения пластовой среды;
- центробежный насос с 50-600 ступенями;
- трансформатор и станцию управления;
- кабельную линию.

На рисунке 5.1 представлена схема УЭЦН.

Длина ЭЦН 25-30 м. Для удобства сборки и монтажа электродвигатель и ЭЦН обычно состоят из отдельных секций.

Насос состоит из нижней секции с приёмной сеткой, средней и верхней секций. Допустимо иметь несколько средних секций. Широко применяются насосы средней секцией с дополнительным входным модулем. Если необходимо проведение устранения вредного влияния свободного газа на режим работы насоса, применяют газосепаратор в приемном модуле.

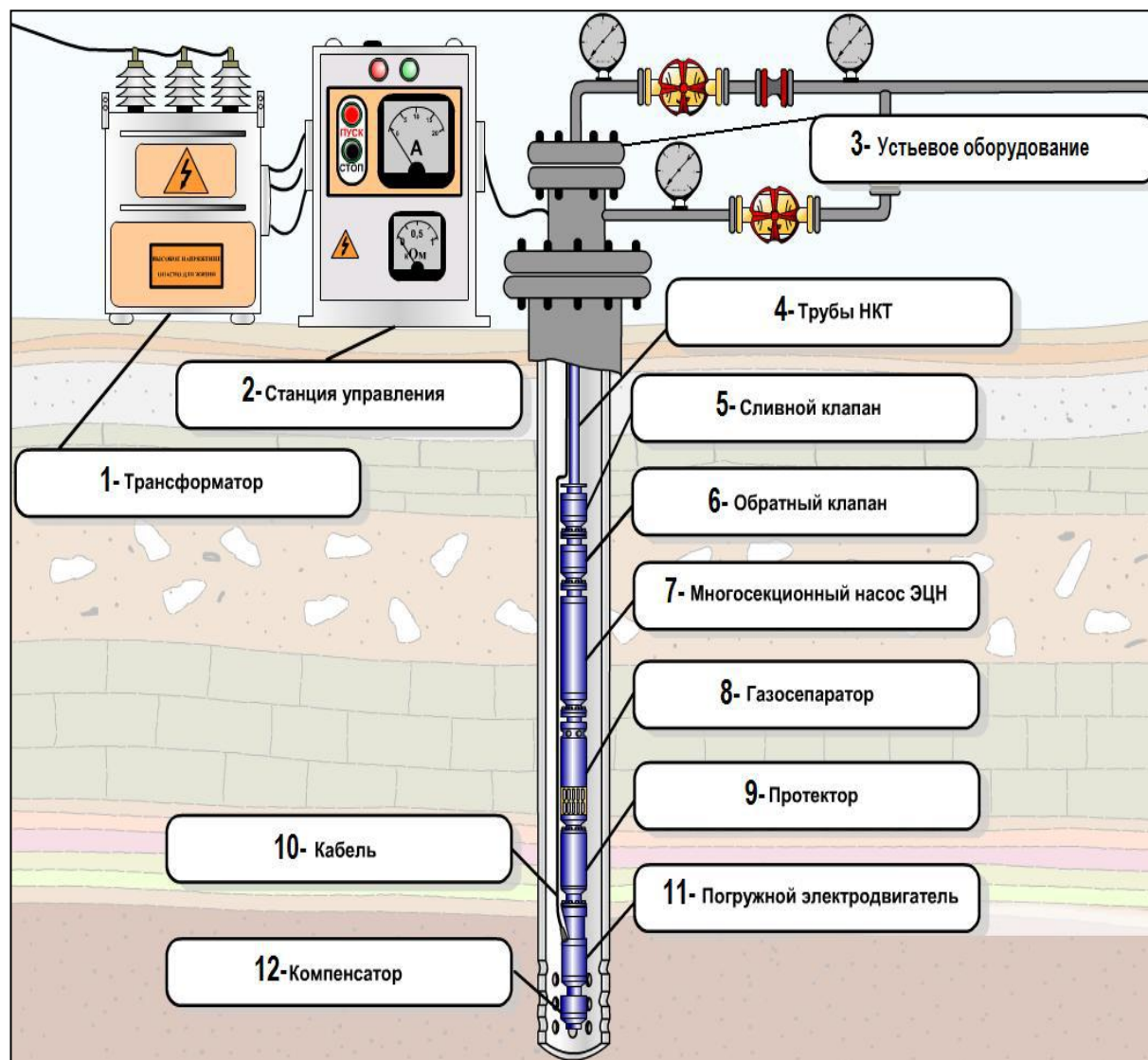


Рисунок 5.1 –Общая схема оборудования скважины УЭЦН

Жидкость проходит через направляющие аппараты, разгоняется и направляется к следующей ступени под действием центробежных сил. При этом напор жидкости повышается от ступени к ступени.

Входной модуль предназначен для грубой очистки перекачиваемой продукции от мехпримесей, а газосепаратор, установленный во входном модуле используется с целью разгазирования добываемой продукции и отвода газа в затрубное пространство. Входной модуль состоит из вала, приёмной сетки, основания с отверстиями с целью прохода продукции скважин. В основании установятся шпильки и подшипники скольжения вала, с помощью которых модуль крепится к секции насоса и гидрозащите.

Обратный клапан используется при опрессовке колонны НКТ после спуска установки в скважину, а также при остановке насоса и облегчения повторного запуска насоса, так чтобы в колонне НКТ обратного вращения рабочих колес насоса не случилось.

Спускной клапан применяется для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насоса из скважины.

Погружной электродвигатель (ПЭД) представляет собой трёхфазное, асинхронное с короткозамкнутым ротором, маслозаполненное и герметичное оборудование. С помощью шпилек и гаек гидрозащита соединена с электродвигателем. Валы электродвигателя и гидрозащиты соединяются через шлицевую муфту. Внутренняя полость ПЭД заполнена диэлектрическим маслом и герметична. В головке электродвигателя имеется разъем механического и электрического соединения с питающим кабелем. Во время подачи по кабелю напряжения вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Верхний конец гидрозащиты приспособлен для стыковки с насосом.

Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора и выполняет следующие функции:

- уравнивание давления пластовой жидкости в скважине и давления во внутренней полости двигателя;
- компенсирование теплового изменения масла во внутренней полости двигателя;
- защита двигателя от попадания пластовой жидкости и предотвращение утечки диэлектрического масла при передаче вращения к насосу.

Кабельная линия служит для подачи переменного тока к ПЭД и состоит из основного питающего кабеля и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. По сравнению с основным кабелем кабель-удлинитель обладает уменьшенными наружными размерами. Соединение их обеспечивается неразъёмной соединительной сработкой.

Трансформатор и станция управления являются наиболее важными элементами наземного электрооборудования УЭЦН. Трансформатор применяется для достижения рабочего напряжения ПЭД с учетом потерь кабелей. Станция управления служит для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов.

5.2 Анализ режимов работы УЭЦН в осложненных условиях АСПО на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении ОАО «Томскгазпром»

Казанское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в южной части Томской области, где открыт целый ряд, в основном, мелких и средних месторождений нефти и газа. Административно месторождение находится в Парабельском районе. Участок работ относится к Казанскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области, которая выделяется на востоке центральной части Западно-Сибирской низменности.

На данном месторождении в общем фонде находятся 115 добывающих скважин. Используется фонтанный способ добычи нефти, около 30 % от общего числа скважин. Также используется механизированный способ добычи нефти, а именно при помощи ЭЦН (70 %). На долю механизированного фонда приходится около 227 т/сут, общая суточная добыча нефти составляет около 2384 т/сут.

Глубина спуска УЭЦН колеблется от 2155 м до 2874 м. Основные данные по добыче нефти скважинами, оборудованными УЭЦН на 01.01.2015 года:

- добыча нефти за месяц – 60000 тонн, что составляет 71,4 % от общей добычи нефти;
- средний газовый фактор УЭЦН – 380 м³/т;
- средний дебит по нефти – 28,16 т/сут;
- средняя обводненность – 20%.

Рассмотрим причины отказов УЭЦН. Как видно из рисунка 5.2, наибольший процент составляют отказы по причине механических примесей 39-44 %. От 22 до 25% наработка на отказ составляет по причине АСПО.

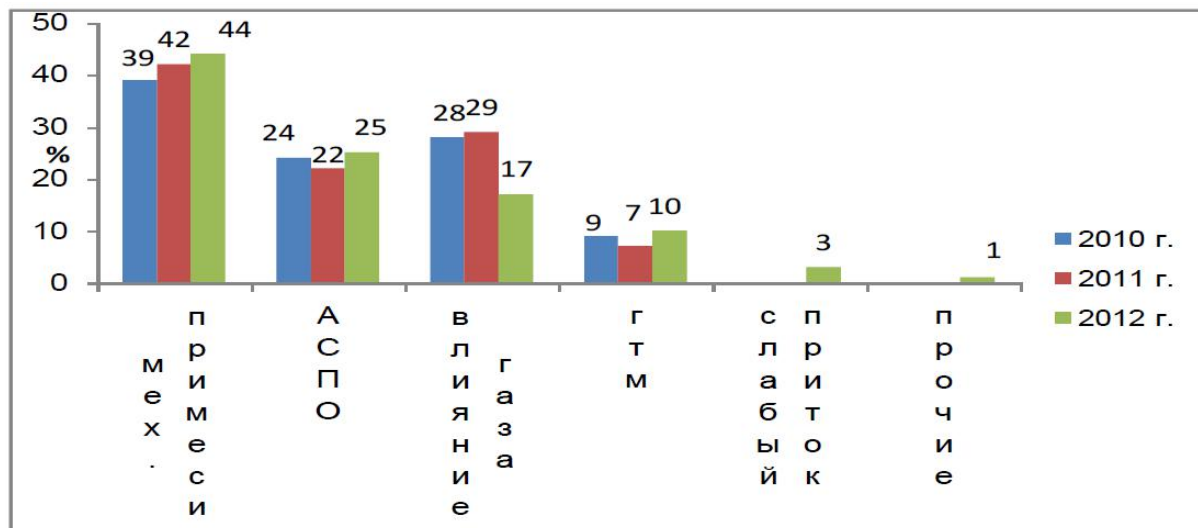


Рисунок 5.2 – Причины отказов УЭЦН

Как известно, наличие свободного газа на приёме погружной насосной системы существенно снижает её эффективность работы так как:

- свободный газ снижает объем жидкости в ступени ЭЦН;
- газ стремится застрять в ступени (скапливаясь у центра) и заблокировать поток жидкости;
- из-за низкой теплоемкости газа снижение дебита может привести к перегреву или сгоранию двигателя и др.

Эти причины более или менее способствуют образованию АСПО.

Для борьбы с отложениями АСПО на Казанском нефтегазоконденсатном месторождении применяют следующие методы:

- Механический, при котором парафин со стенок труб периодически удаляется специальными скребками и выносится струей на поверхность.
- Тепловой, при котором скважина промывается теплоносителем (паром, горячей водой или нефтепродуктами).
- Использование подъемных труб с гладкой внутренней поверхностью

(остеклованных или покрытых специальным лаком или эмалями).

Рассмотрим средние показатели наработки на отказ и межремонтного периода Казанского месторождения за период 2012-2014 г. (таблица 5.1). Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой ремонт подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть. К отказам также относятся: первые отказы после бурения, ремонты по устранению аварий со скважинным оборудованием, отказы по причине отложения в насосах или НКТ солей, парафина, гидратов, засорения насосов механическими примесями. В отличие от показателя наработки на отказ МРП учитывает не только отказавшие установки, но и установки ЭЦН, безотказно работающие на конец отчетного периода, поэтому показатель МРП корректнее.

Таблица 5.1 – Динамика наработки на отказ и МРП скважин Казанского месторождения

Год	2012	2013	2014
Наработка на отказ, сут	273	260	268
МРП, сут	600	620	570

Межремонтный период скважин Казанского месторождения на конец 2014 года в среднем составляет 570 суток. Подобные показатели являются достаточно высокими для отдельного цеха, так как гарантийный срок составляет для оборудования отечественного производства 365 суток.

5.3 Анализ методов борьбы с АСПО в нефтедобывающих скважинах Майского месторождения

Промышленная нефтеносность Майского месторождения связана с песчаными отложениями пласта Ю₁₄₋₁₆ (аллен) тюменской свиты и Ю₁³⁻⁴ (келловей-оксфорд) васюганской свиты.

Содержание АСПВ в пластовой нефти Майского месторождения

достаточно высоко и составляет в среднем для объекта Ю₁³⁻⁴ 14,07%, для Ю₁₄₋₁₆ 21,08% (таблица 5.2).

Таблица 5.2 – Содержание АСПВ в нефти Майского месторождения

Пласт	Парафины, массовая доля, %	Асфальтены, массовая доля, %	Смолы, массовая доля, %	Температура плавления парафинов, °С
Ю ₁ ³⁻⁴	3,17	3,35	7,55	53,4
Ю ₁₄₋₁₆	17,78	1,58	1,72	-

В будущем, с увеличением обводненности продукции скважин, проблема осаждения АСПВ перестанет стоять так остро. Однако, ее следует рассматривать, по крайней мере, для малодобитных скважин. Учитывая это, следует заранее планировать методы предотвращения и удаления АСПО.

На Майском месторождении применяются следующие основные методы удаления АСПО в скважинах, оборудованных УЭЦН:

1) использование погружных электронагревателей, постоянно находящихся в скважине и включаемых на период очистки.

2) применение химических растворителей при обработке добывающих скважин. Это связано с тем, что при воздействии растворителем происходит не только очистка от АСПО НКТ, но и призабойной зоны пласта. Технология доставки растворителя в НКТ и реагирования его с АСПО предполагает использование различных вариантов. В качестве растворителей АСПВ могут быть рекомендованы растворители типа нефрас, либо смеси ароматических нефрасов, нефрас с гексановой или толуоловой фракциями. В качестве ингибиторов парафиноотложения с деэмульгирующими свойствами используются такие как: ингибиторы типа СНПХ, ингибиторы X-TOL, ХТ-48, Инпар, Сонпар, композиционные реагенты ИП-1, ИП-2, ИП-3, ДН-5, стабильный газовый конденсат. Очень эффективным ингибитором является ТХ-1907, выпускаемый ЗАО «ЛУК-Травис кемикалс» (г. Когалым, Тюменская область).

3) из механических способов самым распространенным является

применение механического скребка.

Для предупреждения осаждения АСПВ с помощью ингибиторов необходима дозированная подача их в добываемую нефть в необходимом количестве. Для этого используются следующие технологии:

- 1) ежедневная подача в затрубное пространство с помощью дозаторов типа "метанольницы";
- 2) подача ударной дозы в течение 1 - 5 суток;
- 3) периодическая закачка ингибитора в ПЗП каждые 1 - 3 месяца;
- 4) непрерывная подача ингибиторов при помощи наземного дозирующего насоса в затрубное пространство;
- 5) непрерывная подача при помощи глубинного забойного дозатора, например, из контейнера, заполненного ингибитором и оборудованного струйным насосом, приводимым в действие нефтяным потоком, втягиваемым ЭЦН;
- 6) задавливание в пласт нефтью и др.

Опыт ингибирования АСПВ на отечественных нефтепромыслах говорит о том, что наиболее эффективной является технология непрерывной подачи ингибитора с помощью наземного дозирующего насоса через затрубное пространство в нефть.

Из физических воздействий широкое распространение получил метод обработки скважинных флюидов постоянным магнитным полем высокой напряженности. Магнитоактиваторы (МАС) конструкции «ТомскНИПИнефть» изготавливаются на химическом комбинате в г. Северске.

Весьма эффективными для борьбы с отложениями АСПВ являются покрытия труб лакокрасочными материалами: бакелитовые лаки, стекло, стеклоэмали, эпоксидные смолы, полимерные покрытия и т.д.

5.4 Анализ режимов работы УЭЦН, осложненных формированием АСПО на Уньвинском нефтяном месторождении

Цех по добыче нефти и газа (ЦДНГ) № 11 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» является ведущим цехом по добыче углеводородов в Пермском крае. В состав ЦДНГ № 11 входят пять нефтяных месторождений: Уньвинское, Сибирское, Шершневецкое, им. Архангельского и им. Сухарева. Годовой объем нефтедобычи данного цеха составляет 3216 тыс. т. На рисунке 5.3 представлен вклад месторождений в общую добычу нефти ЦДНГ № 11.

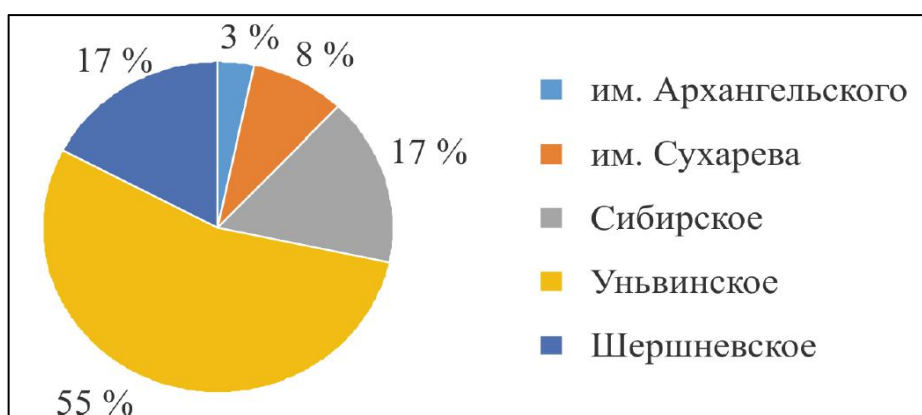


Рисунок 5.3 – Доля добычи нефти месторождений в общей нефтедобыче ЦДНГ

При эксплуатации нефтедобывающих скважин нефтяных месторождений ЦДНГ № 11 возникает большое количество осложнений, связанных с постоянно ухудшающимися условиями процесса добычи нефти (снижением забойных и пластовых давлений ниже давления насыщения, разрушением продуктивного коллектора), преждевременным отказом глубинно-насосного оборудования (ГНО), повышением линейных давлений в системе сбора скважинной продукции. Отнесение добывающих скважин к осложненному фонду осуществляется по причине, которая стала основой отказа глубинно-насосного оборудования. На рисунке 5.8 представлены данные об осложненном фонде скважин ЦДНГ № 11 за 2016 г.

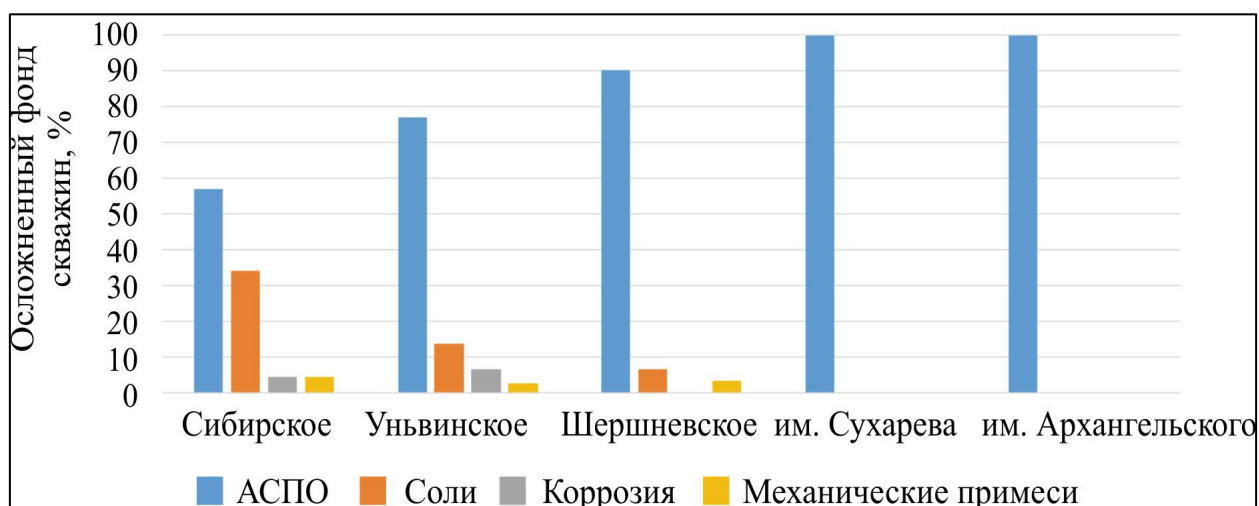


Рисунок 5.4 – Осложненный фонд скважин ЦДНГ № 11 (данные за 2016 г.)

Анализируя диаграмму, представленную на рисунке 5.4, можно сделать вывод, что на всех месторождениях ЦДНГ № 11 самым распространенным осложнением является образование АСПО. На Сибирском нефтяном месторождении 57 % скважин осложнены АСПО, на Уньвинском – 77,1 %, на Шершневецком – 90,2 %, а на месторождениях им. Сухарева и им. Архангельского абсолютно все скважины отнесены к осложненному фонду скважин по причине наличия АСПО.

Для изучения и анализа особенностей АСПО при добыче нефти на Уньвинском месторождении исследованы 12 скважин. Эксплуатация этих скважин осложняется АСПВ в подземном и устьевом оборудовании. Для выявления связи между составом отложений и составом добываемой нефти собраны и проанализированы данные по скважинам Уньвинского месторождения (таблица 5.3).

Таблица 5.3 – Состав АСПО и добываемой нефти на Уньвинском месторождении.

№ п/п	Номер скважины	Содержание, %			
		асфальтенов	смола	парафинов	мех.примесь
1	82	31,41	13,09	34,71	0,13
2	49	24,1	6,23	8,39	12,55
3	310	50,35	7,1	16,62	5,16
4	279	46,97	6,55	11,01	23,71

5	266	41,31	12,26	26,27	6,77
6	291	47,55	6,44	13,85	3,92
7	305	40,52	9,12	14,4	3,19
8	352	39,4	9,59	31,66	4,08
9	217	37,9	12,7	33,5	2,3
10	333	10,9	17,66	46,1	3,8
11	341	44,3	7,89	9,91	4,76
12	91	26,31	8,77	27,28	-

Из таблицы 5.3 видно, что состав органических отложений значительно различается на разных скважинах.

На Уньвинском месторождении греющие кабельные линии (ГКЛ) успешно применяются и уже показали свою эффективность (таблица 5.4).

Таблица 5.4 – Применение ГКЛ

№ п/п	Место-рождение	Скважина	Способ эксплуатации	Изготовитель	Тип ГКЛ	Длина кабеля, м	Дата начала внедрения	Дата демонтажа	МОП до внедрения	МОП после внедрения
1	Уньвинское	101	ЭЦН	ООО «ПАРСАМ»	УПС «Фонтан»	1500	21.11.2008	05.2012	225	–
2	Уньвинское	319	ЭДН	ПермНИПИ-нефть	АСЛН-1	1600	08.01.2010	22.08.2010	108	108

Межочистой период на скважине № 101 до внедрения ГКЛ составляет 225 сут, на скважине № 319 – 108 сут. На скважине № 319 греющая кабельная линия простояла чуть больше полугода, поэтому нельзя оценить эффект от ее воздействия. Во время работы ГКЛ на скважине № 101 аварий и осложнений не было. После демонтажа неоднократно производились аварийные промывки.

На Уньвинском месторождении еще нашла применение установка блочной подачи реагента (УБПР), при помощи которой ведется дозированная закачка реагента в скважину через затрубное пространство. В таблице 5.5 приведены скважины, на которых внедрены УБПР, дата начала эксплуатации, вид закачиваемого реагента и его расход за месяц.

Таблица 5.5 – Применение УБПР

№ п/п	Месторождение	Скважина	Способ эксплуатации	Завод-изготовитель	Дата начала внедрения	Расход в месяц, т	Вид реагента	МОП до внедрения	МОП после внедрения
1	Уньвинское	291	ЭЦН	Синергия-Лидер	24.02.2010	0,318	СНПХ ИПГ-11	136	–
2	Уньвинское	655	ЭЦН	Синергия-Лидер	12.01.2012	0,32	СНПХ ИПГ-11	91	–

Межочистой период на скважине 291 до внедрения УБПР составляет 136 сут, на скважине № 655 — 91 сут. Расчет МОП проводится исходя из количества операций (обработок) на скважине. После внедрения УБПР промывки на данных скважинах не проводились (аварий и осложнений не было). Таким образом, УБПР является эффективным способом профилактики АСПО.

5.5 Анализ режимов работы УЭЦН, осложненных формированием АСПО на Матросовском месторождении

Матросовское месторождение расположено на юго-восточном склоне Южно-Татарского свода и объединяет три локальных брахиантиклинальных поднятия 3 порядка, довольно отчётливо выраженных по всем маркирующим горизонтам осадочной толщи. Данное месторождение имеет блоковое строение: поднятия, к которым приурочены залежи, разделены серией прогибов северо-восточного простирания и ступенчато погружаются на юго-восток.

Ниже в таблице 5.6 приведено содержание асфальтенов, смол и парафинов на Матросовском месторождении.

Таблица 5.6 – содержание асфальтенов, смол и парафинов на Матросовском месторождении

Эксплуатационный объект	Асфальтены, %	Смолы, %	Парафины, %
Воробьевский горизонт	1,8	6,2	54,0

Были изучены 130 скважин на Матросовском месторождении.

Результаты показали (Рисунок 5.5), что почти половина скважин (45,5% от общего фонда) осложнена образованием АСПО, в том числе 27% скважин, оборудованных штанговой глубинно-насосной установкой (УШГН) и 18,5% скважин, оборудованных УЭЦН.

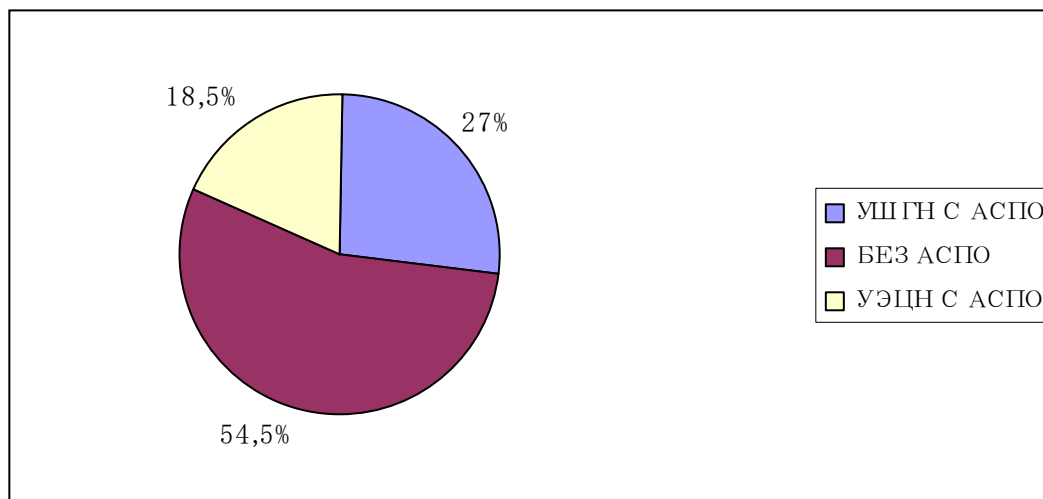


Рисунок 5.5 – Распределение скважин по типу эксплуатации

В дальнейшем мы изучаем только скважины, которые оборудованы УЭЦН и осложнены формированием АСПО.

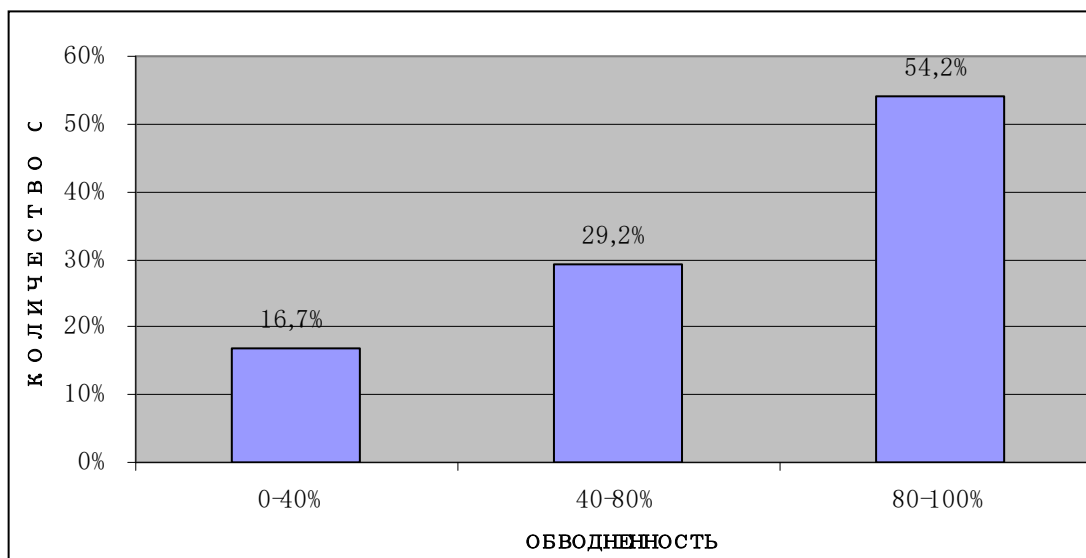


Рисунок 5.6 – Распределение УЭЦН по обводненности

Рисунок 5.6 показал, что в большинстве скважин (54,2%), осложненных АСПО, добывают высокообводненную продукцию, обводненность которой

составляет 80-100 %.

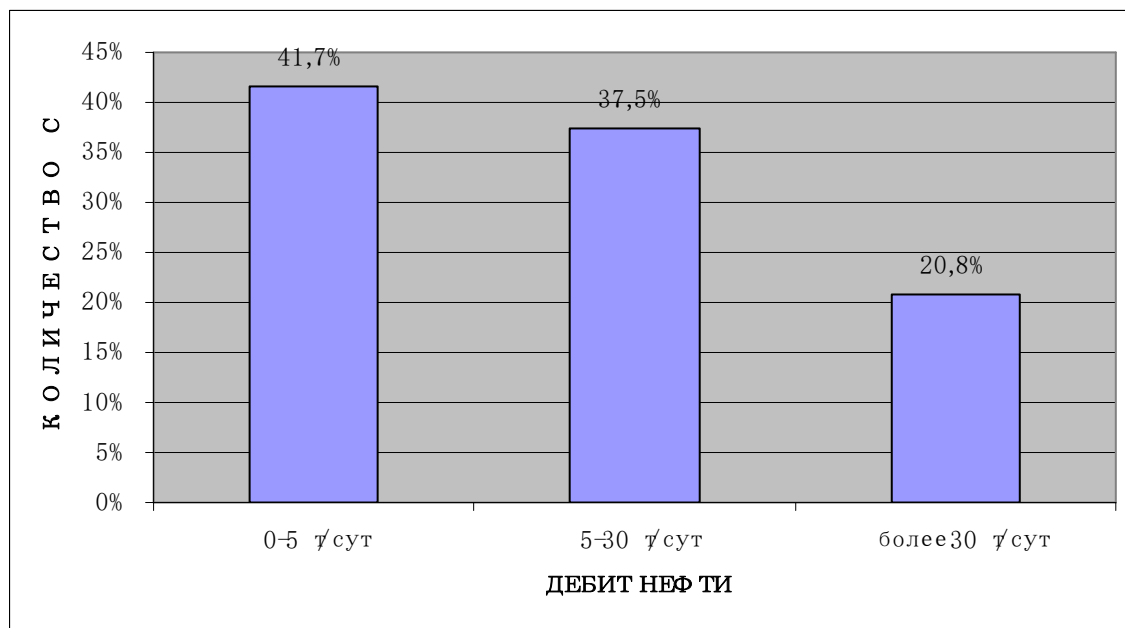


Рисунок 5.7 – Распределение УЭЦН по дебиту нефти

Рисунок 5.7 показал, что 41,7% скважин, осложненных АСПО, имеют малый дебит нефти (0-5 т/сут). 37,5% скважин имеют средний дебит нефти (5-30 т/сут) и 20,8% имеют высокий дебит (более 30 т/сут).

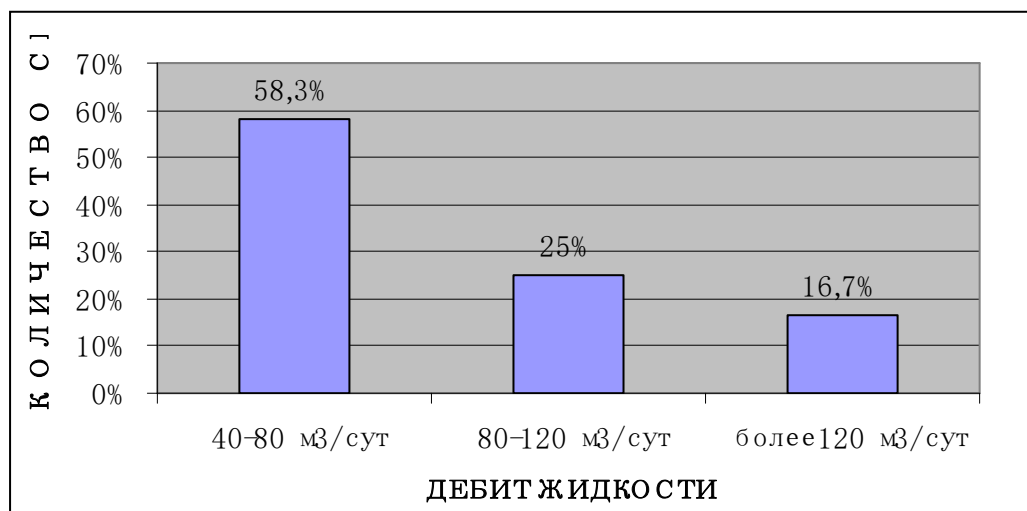


Рисунок 5.8 – Распределение УЭЦН по дебиту жидкости

Рисунок 5.8 показал, что 58,3% скважин, осложненных образованием АСПО, являются малодебитными по жидкости (40-80 м³/сут). 25% скважин имеют средний дебит (80-120 м³/сут) и 16,7% имеют высокий дебит жидкости (более 120 м³/сут).

6 РАСЧЕТ И ПОДБОР УЭЦН

Дальнейшее повышение эффективности УЭЦН возможно при расширении комплекса работ по корректному подбору оборудования в соответствии с характеристиками скважин и физико-химическими свойствами флюидов в результате выполнения плановых мероприятий по борьбе с осложнениями.

Подбираем такие типоразмеры установок для эксплуатации скважины, чтобы обеспечить необходимую норму отбора жидкости в установившемся режиме работы системы при наименьших затратах. Подбираем установки для месторождений НГДУ «Федоровскнефть».

6.1 Подбор ЭЦН и электродвигателя в скважину

Исходные данные: диаметр эксплуатационной колонны $D = 140$ мм; глубина скважины - 2000 м; дебит нефти $Q = 120$ м³/сут; коэффициент продуктивности $K = 60$ м³/(сут · МПа); кинематическая вязкость нефти $\nu = 2 \cdot 10^{-6}$ м²/с; плотность нефти $\rho_{ж} = 880$ кг/м³; избыточное давление в сепараторе $P_c = 0,2$ МПа; расстояние между устьем и сепаратором $l = 60$ м; статический уровень $h_{ст} = 850$ м; глубина погружения под динамический уровень $h = 40$ м; превышение жидкости в сепараторе над устьем скважины $h_r = 15$ м.

Решение:

– Расчет площади внутреннего канала НКТ:

$$F_{вн} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{cp}} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 130} = 10,68 \text{ см}^2, \quad (6.1)$$

где V_{cp} - средняя скорость потока в трубах, выберем 1,3 м/с.

– Расчет внутреннего диаметра:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{F_{\text{вн}} \cdot 10^{-4}}{0,785}} = \sqrt{\frac{10,68 \cdot 10^{-4}}{0,785}} = 0,037 \text{ м} = 37 \text{ мм.} \quad (6.2)$$

Ближайший больший диаметр НКТ имеет 48 мм.

Скорректируем значение $V_{\text{ср}}$:

$$V_{\text{ср}} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 0,785 \cdot 4^2} = 110,6 \text{ см/с.} \quad (6.3)$$

Диаметр НКТ еще может определяться по кривым потерь в насосных трубах в зависимости от заданного дебита и КПД труб (как правило, КПД берём не ниже 0,94) [32], также получим НКТ диаметром 48 мм.

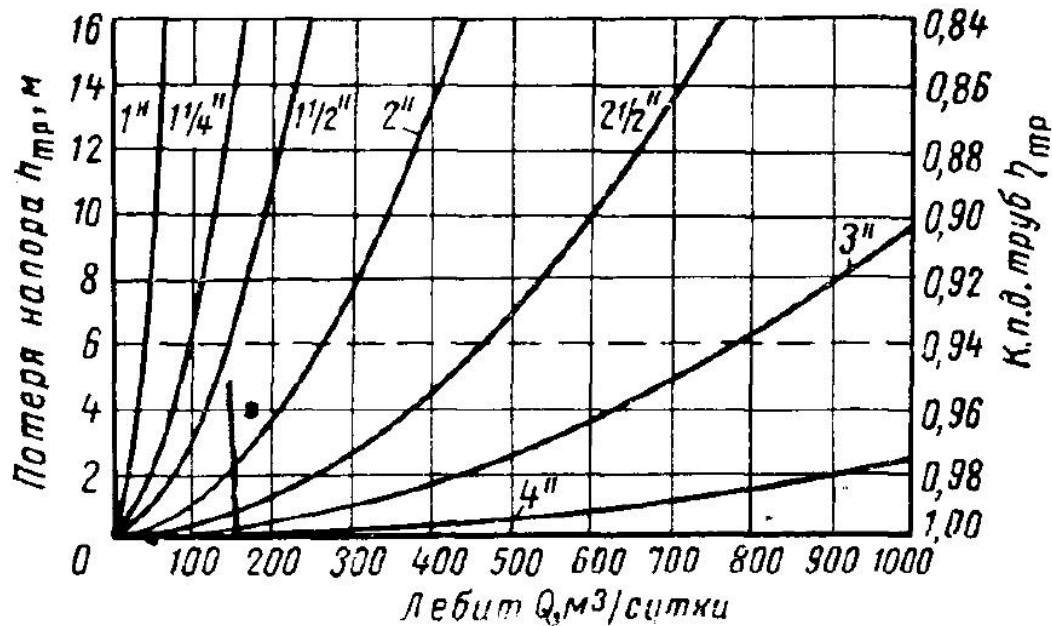


Рисунок 6.1 – Кривые потерь напора в насосных трубах на длине 100 м

– Расчет депрессии:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{\text{жс}} \cdot g} = \frac{120 \cdot 10^6}{60 \cdot 880 \cdot 9,81} = 232 \text{ м} \quad (6.4)$$

– Расчет числа Рейнольдса:

$$\text{Re} = \frac{V_{\text{ср}} \cdot d_{\text{вн}}}{\nu} = \frac{1,106 \cdot 0,04}{2 \cdot 10^{-6}} = 22120 \quad (6.5)$$

– Относительная гладкость труб

$$K_s = \frac{d_{\text{вн}}}{2 \cdot \Delta} = \frac{0,04}{2 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3}} = 200 \quad (6.6)$$

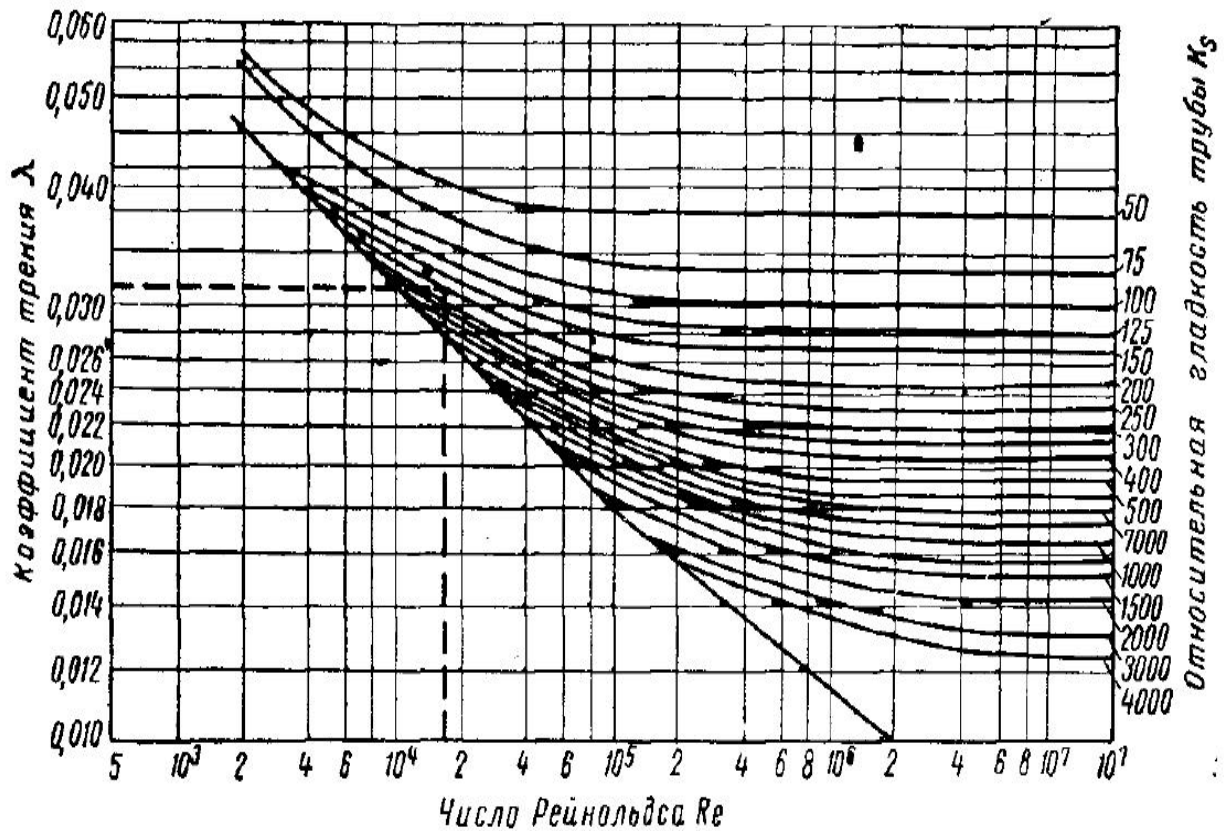


Рисунок 6.2 – Зависимость коэффициента трения от числа Рейнольдса и относительной гладкости труб

По графику, находим $\lambda = 0,03$.

– Расчет глубины спуска насоса в скважину:

$$L = h_{\text{см}} + \Delta h + h = 850 + 232 + 40 = 1112 \text{ м} \quad (6.7)$$

– Расчет потери по длине в трубах:

$$h_{\text{мп}} = \lambda \cdot \frac{(L+l) \cdot V_{\text{ср}}^2}{d_{\text{вн}} \cdot 2 \cdot g} = 0,03 \cdot \frac{(1122 + 60) \cdot 1,106^2}{0,04 \cdot 2 \cdot 9,81} = 55,3 \text{ м} \quad (6.8)$$

– Расчет потери напора в сепараторе:

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} = \frac{0,2 \cdot 10^6}{880 \cdot 9,81} = 23,2 \text{ м} \quad (6.9)$$

– Расчет необходимого напора:

$$H_c = h_{cm} + \Delta h + h_{mp} + h_z + h_c =$$

$$= 850 + 232 + 55,3 + 15 + 23,2 = 1175,5 \text{ м} \quad (6.10)$$

По значениям дебита 120 м³/сут, диаметра эксплуатационной колонны 140 мм и напора 1176 м мы берём насос типа ЭЦН5-130-1200 с 282 ступеней [33].

Таблица 6.1 – Характеристики насоса типа ЭЦН5 - 130 - 1200

Тип насоса	Номинальные		Рабочие		КПД	Число ступеней	Масса
	подача	напор	подача	напор			
ЭЦН5 - 130 - 1200	130 м ³ /сут	1160 м	85 - 160 м ³ /сут	1320 - 860 м	0,57	282	318 кг

Построим участок рабочей области характеристики Q - H.

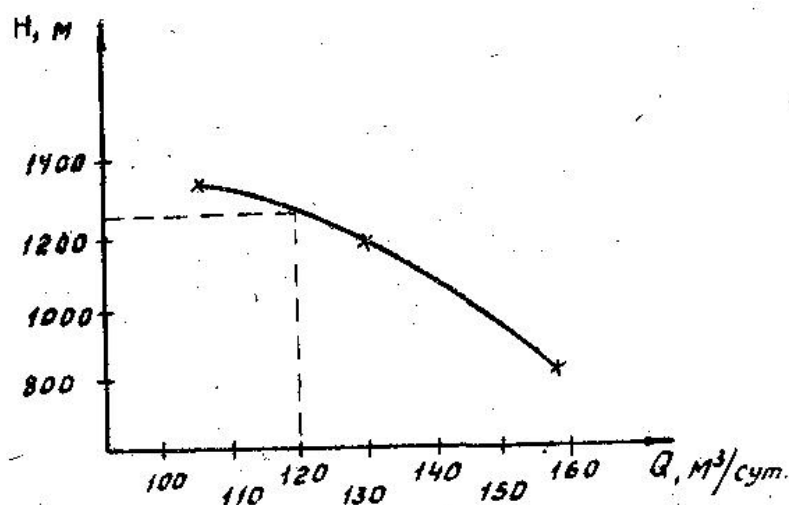


Рисунок 6.3 – Рабочие характеристики насоса ЭЦН5-130-1200

По рабочим характеристикам видно, что напор ЭЦН на воде равен 1250 м при Q = 120 м³/сут.

– Расчет напора насоса на реальной жидкости, у которой плотность равна 880 кг/м³ по исходным данным:

$$H_{жс} = H_в \cdot \frac{\rho_в}{\rho_{жс}} = 1250 \cdot \frac{1000}{880} = 1420 \text{ м} \quad (6.11)$$

Вязкость жидкости не более 3 спз, поэтому не надо пересчитать вязкость жидкости.

– Расчет числа необходимо снятых ступеней с насоса [32]:

$$\Delta z = \left[1 - \frac{H_c}{H_{жс}} \right] \cdot z = \left(1 - \frac{1176}{1420} \right) \cdot 282 = 48,0 \quad (6.12)$$

Таким образом, насос должен иметь 234 ступени и напор одной ступени равен $1176/234 = 5,03$ м. Напоры ЭЦН и скважины совмещаются на выкидной линии скважины при установке штуцера.

– Расчет полезной мощности электродвигателя:

$$N_n = \frac{Q \cdot \rho_{жс} \cdot g \cdot H_c}{86400 \cdot 1000 \cdot \eta_n} = \frac{120 \cdot 880 \cdot 9,81 \cdot 1176}{86400 \cdot 1000 \cdot 0,57} = 24,7 \text{ кВт}, \quad (6.13)$$

где η_n - КПД насоса по рабочей характеристике.

– Расчет необходимой мощности двигателя, учитывая, что от двигателя до насоса КПД берём 0,92 - 0,95:

$$N_n = \frac{N_n}{0,94} = \frac{24,7}{0,94} = 26,3 \text{ кВт} \quad (6.14)$$

Ближайший больший типоразмер берём ПЭД 28 - 103.

Таблица 6.2 – Характеристики электродвигателя типа ПЭД28 - 103

Тип электродвигателя	Номинальные			КПД	cos α	Температура окружающей среды	Скорость охлаждения жидкости	Длина	Масса
	Напряжения	Ток	Мощность						
ПЭД28 - 103	850 В	34,7 А	28 кВт	0,73	0,75	70 °С	0,085 м/с	5,5 м	295 кг

Этому двигателю соответствует гидрозащита П92, ПК92, П92Д.

6.2 Расчеты для выбора кабеля, трансформатора и определения эксплуатационных параметров УЭЦН

Исходные данные:

диаметр эксплуатационной колонны $D = 140$ мм;

дебит скважины $Q = 120$ м³/сут;

размер НКТ - 48 x 4 мм;

тип электродвигателя ПЭД-40-103;

тип насоса ЭЦН5-130-1200;

температура на приеме насоса - 50°С;

глубина спуска насоса в скважину - 1400 м;

динамический уровень $h_d = 1100$ м;

расстояние до станции управления - 100 м.

Таблица 6.3 – Характеристики электродвигателя типа ПЭД40 - 103:

Электро- двигатель	Номинальные			КПД	cos α	Температура окружаю- щей среды	Скорость охлаждения жидкости	Длина	Масса
	Напря- жения	Ток	Мощ- ность						
ПЭД40 - 103	1000 В	40 А	40 кВт	0,72	0,80	55 °С	0,12 м/с	6,2 м	335 кг

Решение:

– Расчет сечения жилы:

$$S = \frac{I}{i} = \frac{40}{5} = 8 \text{ мм}^2 \quad (6.15)$$

где I - номинальное значение тока двигателя, А;

i - допустимая плотность тока, А/мм² ($i = 5$ А/мм² для кабелей с полиэтиленовой изоляцией) [33].

Так как в жидкости растворяется газ, то выберем следующие типы кабелей с полиэтиленовой изоляцией.

Таблица 6.4 – Выбранные подходящие типы кабелей

Тип кабелей	Число * Площадь сечения жил, мм ²		Рабочее напряжение, В	Наибольшие наружные размеры, мм	Номинальная строительная длина, м	Расчетная масса, кг/км
	Основное	Контроль				
КПБК	3 * 10	-	2500	29	1200 - 1700	898
КПБП	3 * 10	-	2500	13,6 * 33,8	1200 - 1700	950

– Расчет длины кабеля:

$$L_k = L + l + l_p = 1400 + 100 + 100 = 1600 \text{ м} \quad (6.16)$$

– Расчет сопротивления кабеля:

$$\begin{aligned} R &= \rho \cdot [1 + \alpha \cdot (t_3 - t_{20})] \cdot \frac{1}{S} = \\ &= 0,0175 \cdot [1 + 0,004 \cdot (50 - 20)] \cdot \frac{1}{10} = 1,96 \cdot 10^{-3} \text{ Ом/м} \end{aligned} \quad (6.17)$$

– Расчет потери мощности в кабеле:

$$\begin{aligned} \Delta P_k &= 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L_k \cdot 10^{-3} = \\ &= 3 \cdot 40^2 \cdot 1,96 \cdot 10^{-3} \cdot 1600 \cdot 10^{-3} = 15,05 \text{ кВт}, \end{aligned} \quad (6.18)$$

где I - рабочий ток в двигателе, А;

L_к - длина кабеля, м;

R - сопротивление кабеля, Ом/м.

– Расчет мощности трансформатора:

$$P_{тр} \geq \frac{P_{эд}}{\eta_{эд}} + \Delta P_k = \frac{40}{0,72} + 15,05 = 70,6 \text{ кВт}, \quad (6.19)$$

где P_{эд} - полезная мощность двигателя;

ΔP_к - потеря мощности в кабеле.

– Расчет падения напряжения в кабеле:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sqrt{3}(R_k \cdot \cos \varphi + X_0 \cdot \sin \varphi) \cdot I \cdot L_k = \\ &= \sqrt{3}(1,96 \cdot 0,8 + 0,1 \cdot 0,6) \cdot 40 \cdot 1,6 = 180,5 \text{ В}, \end{aligned} \quad (6.20)$$

где $\cos\varphi$ - коэффициент мощности электродвигателя;

R_k - активное удельное сопротивление на 1 км кабеля, Ом/км;

X_o - индуктивное удельное сопротивление кабеля, равное 0,1 Ом/км;

L_k - длина кабеля, км.

– Расчет напряжения на вторичной обмотке трансформатора:

$$U_{mp} = U_{эд} + \Delta U = 1000 + 180,5 = 1180,5 \text{ В} \quad (6.21)$$

С этими условиями выберём трансформатор ТСБЗ-100.

Таблица 6.5 – Характеристики трансформатора типа ТСБЗ-100

Тип трансформатора	Мощность	Напряжение холостого хода вторичной обмотки	Вторичный линейный ток	Регулируемое вторичное напряжение
ТСБЗ - 100	62 - 90 кВт	900 - 1300 В	40 А	80 В

– Расчет габаритного размера:

$$D_{\max} = \frac{D_{эд}}{2} + \frac{D_n}{2} + h_k + S_x = \frac{103}{2} + \frac{92}{2} + 13,6 + 1,0 = 112,1 \text{ мм} \quad (6.22)$$

где S_x - толщина хомута, крепящего кабель к насосу;

$D_{эд}$ - наружный диаметр электродвигателя;

D_n - наружный диаметр насоса;

h_k - толщина плоского кабеля.

– Расчет габаритного размера с учетом НКТ:

$$A_{\max} = \frac{D_{эд}}{2} + \frac{D_n}{2} + d_k = \frac{103}{2} + \frac{56}{2} + 29 = 108,5 \text{ мм} \quad (6.23)$$

Внутренний диаметр эксплуатационной колонны составляет 122 мм, поэтому допустимо, что минимальный зазор составит $122 - 112,1 = 10$ мм.

– Расчет скорости движения охлаждающей жидкости в двигателе:

$$V = \frac{Q}{86400 \cdot 0,785 \cdot (D_{вн}^2 - D_{эд}^2)} = \frac{120}{86400 \cdot 0,785 \cdot (0,122^2 - 0,1032^2)} = 0,41 \text{ м/с}, \quad (6.24)$$

где Q - дебит скважины, м³/сут;

D_{вн} - внутренний диаметр эксплуатационной колонны.

Полученная скорость больше необходимой скорости охлаждения (0,12 м/с).

– Расчет КПД кабеля:

$$\eta_k = \frac{P_{эд}}{P_{эд} + \Delta P_k} = \frac{40}{40 + 15} = 0,727 \quad (6.25)$$

По исходным данным оборудования найдем:

$$\eta_{мп} = 0,94; \eta_n = 0,57; \eta_{ов} = 0,72; \eta_{авт} = 0,96.$$

$$\eta_{об} = 0,94 \cdot 0,57 \cdot 0,72 \cdot 0,727 \cdot 0,96 = 0,269$$

– Расчет расхода электроэнергии на 1 т добываемой жидкости [34] :

$$\mathcal{E} = 2,73 \cdot H \cdot 10^{-3} \cdot \frac{1}{\eta_{об}} = 2,73 \cdot 1100 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{1}{0,269} = 11,2 \text{ (кВт} \cdot \text{ч)/т} \quad (6.26)$$

6.3 Особенности подбора УЭЦН

В процессе эксплуатации скважин погружными насосами огромную роль занимает процесс подбора насосов к скважине. При ручном подборе, как известно, имеется много ограничений и сложности. Существует огромное количество методик для ручного подбора УЭЦН, и затем на основе этих методов были разработаны алгоритмы для подбора оборудования на ЭВМ.

Использование ЭВМ для подбора установок имеет много очевидных преимуществ: сокращение времени на обработку информации и подбор оборудования, увеличение точности подбора, уменьшение человеческих

ошибок до наименьшей вероятности.

Программы подбора УЭЦН в общем аналогичны, в качестве примера рассмотрим программу NovometSel-Pro от компании НОВОМЕТ. С учетом всех особенностей условий эксплуатации и геологических параметров [35] она позволяет построить индикаторную кривую, рассчитать периодическую эксплуатацию, ориентировать на максимальный КПД насоса, анализировать работу ЭЦН в скважине, рассчитать прогиб установки при спуске в скважину, необходимую длину кабельного удлинителя и конический насос и т.д.

Еще следует обратить внимание на ограничения данного метода. Программа ориентируется на подбор оборудования для скважин, в которые уже были спущены установки. Это упрощает и делает процесс подбора оборудования более точным для планируемой скважины. Однако в результате может случиться, что подобранные установки не выходят на запланированный режим.

В итоге, хотя современные компьютерные программы для подбора установок к скважине имеют еще много ограничений, которые возникают при добыче нефти, но в настоящее время они применяются везде и хорошо справляются.

7 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

7.1 Организация проведения работ по спуску УЭЦН в качестве примера Казанского нефтегазоконденсатного месторождения

Работу выполняет бригада подземного ремонта скважин, в которую входят оператор 5 разряда и оператор 4 разряда с помощью подъемника АПРС-40.

Данная работа может условно делиться на 4 этапа:

1) Подготовительные работы

К месту работы обязательно доставляется требуемое оборудование. До начала работы по подъему НКТ надо произвести глушение скважин раствором, плотность которого равна $1,03 \text{ г/см}^3$. Глушение производится специализированным оператором 5 разряда и машинистом ЦА-320. Для глушения понадобится около 30 т раствора, для доставки которого используется цистерна ЦР-10. 10 часов рабочего времени затрачено на подготовительные работы.

2) Подъем оборудования из скважины

Подъемные работы включают в себя монтаж АПРС-4, демонтаж устьевого сальника и фонтанной арматуры, подъем НКТ, замер ее длины, укладка на мостки. Все эти работы производятся бригадой ПРС, которая включает в себе двух человек 5 и 4 разрядов и подъемника АПРС-40. Работа ведется в 2 смены по 12 часов и продолжается 30 часов.

3) Монтаж нового оборудования

Данную работу выполняет монтажная бригада. Работа продолжается 5 часов.

4) Спуск нового оборудования

Спуск установки производится бригадой ПРС. Работа длится 36 часов.

Заключительные работы: после вышесказанных работ необходимы

уборка территории, увоз излишки НКТ, пропаривание устьевой арматуры, инструментов паропромысловой установки (ППУ), рабочей площадки, опрессовка скважинного оборудования и др.

До применения мероприятия дебит скважин $q_d = 44,1$ т/сут. После принятия мероприятия по оптимизации УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-60-1800 дебит q_n равен 60,3 т/сут.

7.2 Расчет параметров экономической эффективности

7.2.1 Расчёт прироста добытой нефти

Объём добытой нефти по скважинам за год:

$$Q = q * T_K * K_{\text{Э}} * K_{\text{И}},$$

где q – средний суточный дебит скважины, т/сут;

T_K – календарные дни данного месяца, суток;

$K_{\text{Э}}$ – коэффициент эксплуатации скважины;

$K_{\text{И}}$ – коэффициент изменения дебита.

Объём добытой нефти до проведения мероприятия в каждом месяце:

$$Q_1 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,995 = 1156,2 \text{ т}$$

$$Q_2 = 44,1 * 28 * 0,85 * 0,99 = 1039,2 \text{ т}$$

$$Q_3 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,985 = 1144,5 \text{ т}$$

$$Q_4 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,98 = 1102,2 \text{ т}$$

$$Q_5 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,975 = 1133,1 \text{ т}$$

$$Q_6 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,97 = 1090,8 \text{ т}$$

$$Q_7 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,965 = 1121,4 \text{ т}$$

$$Q_8 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,96 = 1115,7 \text{ т}$$

$$Q_9 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,955 = 1073,7 \text{ т}$$

$$Q_{10} = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,95 = 1103,7 \text{ т}$$

$$Q_{11} = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,945 = 1062,6 \text{ т}$$

$$Q_{12} = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,94 = 1092,3 \text{ т}$$

Сумма добытой нефти за год до проведения мероприятия:

$$Q_{Г.д} = \sum Q_{Ni} = 1156,2 + 1039,2 + 1144,5 + 1102,2 + 1133,1 + 1090,8 + \\ + 1121,4 + 1115,7 + 1073,7 + 1103,7 + 1062,6 + 1092,3 = 13235,4 \text{ т}$$

Объём добытой нефти после применения мероприятия в каждом месяце:

$$Q_1 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ т}$$

$$Q_2 = 60,3 * 28 * 0,9 * 0,995 = 1511,9 \text{ т}$$

$$Q_3 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ т}$$

$$Q_4 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,99 = 1611,8 \text{ т}$$

$$Q_5 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,985 = 1657,1 \text{ т}$$

$$Q_6 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,98 = 1595,5 \text{ т}$$

$$Q_7 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,975 = 1640,3 \text{ т}$$

$$Q_8 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,97 = 1631,9 \text{ т}$$

$$Q_9 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,965 = 1571,1 \text{ т}$$

$$Q_{10} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,96 = 1615,1 \text{ т}$$

$$Q_{11} = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,955 = 1554,8 \text{ т}$$

$$Q_{12} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,95 = 1598,3 \text{ т}$$

Сумма добытой нефти после применения мероприятия:

$$Q_{Г.п} = \sum Q_{Ni} = 1673,9 + 1511,9 + 1673,9 + 1611,8 + 1657,1 + 1595,5 + \\ + 1640,3 + 1631,9 + 1571,1 + 1615,1 + 1554,8 + 1598,3 = 19335,6 \text{ т}$$

Прирост добытой нефти после применения мероприятия:

$$\Delta Q = Q_{Г.п} - Q_{Г.д} = 19335,6 - 13235,4 = 6100,2 \text{ т}$$

7.3 Расчёт затрат на проведения организационно-технического мероприятия

7.3.1 Расчёт основной заработной платы

Основная заработная плата определяется по формуле:

$$Зр = Ч * Т * С_2,$$

где Ч – количество рабочих, чел;

Т – затраченное рабочее времени на проведение мероприятия;

С₂ – тарифная ставка на час, руб. (Таблица 7.1)

Таблица 7.1 – Отношение тарифных ставок относительно разряда

Профессия	Разряд	Продолжительность проведения мероприятия, час	Тарифная ставка, руб.	Зарплата, руб.
Мастер подземного ремонта скважин .	10	22	117.95	2594.9
Оператор подземного ремонта скважин	8	81	103.18	8357.58
	6	81	84.56	6849.36
Оператор глушения скважин	6	8	84.56	676.48
Мастер по добыче нефти и газа	10	2	117.95	235.9
Оператор по добыче нефти	6	2	84.56	169.12
Стропальщик	6	8	84.56	388.48
	5	8	68.6	548.8
Слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике	7	4	94.92	379.68
Электромонтажник	7	6	94.92	569.52
Сумма				20769.82

Сумма доплат с учетом премию каждой категории работников:

$$Др = \frac{Зр * Нпр}{100},$$

где Нпр – премия от прямой заработной платы.

Процесс и результаты расчетов доплаты с учетом премию каждой

категории работников представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Процесс и результаты расчетов доплаты с учетом премии каждой категории работников

Профессия	Разряд	Доплаты с учетом премии
Мастер подземного ремонта скважин	10	$Др = \frac{2594,9 * 50}{100} = 1297,45 \text{ руб.}$
Оператор подземного ремонта скважин	8	$Др = \frac{8357,58 * 50}{100} = 1297,45 \text{ руб.}$
	6	$Др = \frac{6849,36 * 50}{100} = 3424,68 \text{ руб.}$
Оператор глушения скважин	6	$Др = \frac{676,48 * 30}{100} = 202,94 \text{ руб.}$
Мастер по добыче нефти и газа	10	$Др = \frac{235,9 * 50}{100} = 117,95 \text{ руб.}$
Оператор по добыче нефти	6	$Др = \frac{169,12 * 30}{100} = 50,73 \text{ руб.}$
Стропальщик	6	$Др = \frac{388,48 * 30}{100} = 116,54 \text{ руб.}$
	5	$Др = \frac{548,8 * 30}{100} = 164,64 \text{ руб.}$
Слесарь по контрольно-измерительным приборам и автоматике	7	$Др = \frac{379,68 * 30}{100} = 113,90 \text{ руб.}$
Электромонтажник	7	$Др = \frac{569,52 * 30}{100} = 170,85 \text{ руб.}$
Сумма		$\sum Др = 9838,47 \text{ руб.}$

Расчётная заработная плата:

$$Зрас. = \sum Зр + \sum Др = 20769,82 + 9838,47 = 30608,29 \text{ руб.}$$

Заработная плата с учетом доплаты по районному коэффициенту к зарплате:

$$Зр.к. = Зрас. * Кр = 30608,29 * 1,5 = 45912,44 \text{ руб.},$$

где Кр – районный коэффициент к зарплате.

Доплата за работу в районах Крайнего Севера:

$$Д_{сев.} = З_{рас.} * q = 30608,29 * 50\% = 15304,15 \text{ руб.},$$

где q – оплата от расчетной зарплаты за работу в данном районе.

Общая сумма основной заработной платы рабочих:

$$З_{общ.осн.} = (З_{к.р.} + Д_{сев.}) * N = (45912,44 + 15304,15) * 1 = 61216,59 \text{ руб.}$$

7.3.2 Расчёт дополнительной заработной платы

$$З_{доп.} = З_{общ.осн.} * Д = 61216,8 * 11\% = 6733,82 \text{ руб.},$$

где $Д$ – дополнительная зарплата к основной зарплате (11% для данного региона).

7.3.3 Расчёт отчислений на социальные нужды

$$О_{сн.} = (З_{общ.осн.} + З_{доп.}) * O = (61216,59 + 6733,82) * 30\% = 20385,12 \text{ руб.},$$

где O – отчисления на социальные нужды от основной и дополнительной зарплат, % (30%).

7.3.4 Расчёт стоимости материалов

В таблице 7.3 приведены данные о стоимости материалов.

Таблица 7.3 – Стоимость материалов

Материал	Размерность	Число скважин	Число материала	Цена	Стоимость материала
Раствор глушения	т	1	30	100 руб.	3000 руб.

Стоимость материалов, расходуемых в процессе проведения мероприятия:

$$C_M = C_M * M * N = 100 * 30 * 1 = 3000 \text{ руб.},$$

где C_m – цена материала, руб.;

M – количество материала, использованного при проведении мероприятия;

N – количество скважин.

7.3.5 Расчёт стоимости электроэнергии

$$C_э = H_э * T_p * N = 4,9 * 81 * 1 = 396,9 \text{ руб.},$$

где $H_э$ – нормативный расход электрической энергии на единицу рабочего времени, руб./ч;

T_p – продолжительность проведения мероприятия, ч.

7.3.6 Расчёт амортизации основных производственных фондов

Годовой размер амортизационных отчислений:

$$A_r = \frac{C_{п} * N * H_a}{100},$$

где $C_{п}$ – первоначальная стоимость на единицу оборудования, руб.;

N – число оборудования данного вида, шт.;

H_a – годовая нормативная амортизация оборудования, %.

Таблица 7.4 – Амортизация производственных фондов

Оборудование	Кол-во, шт.	Стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
ЭЦНУ	1	117450	18.3	21493.35
Резервуар	1	10200	11.2	1142.4
Кедр-4	1	110000	14.3	15730
Электроплита	1	4500	11	495
Приемный мост	1	95460	20	19092
Инструменты	1	19560	14.3	2797.08
Сумма				60749.83

Амортизационные отчисления на проведение мероприятия:

$$A_m = \frac{\sum A_r * T_p}{T_k} = \frac{60749,83 * 81}{365 * 24} = 561,72 \text{ руб.},$$

где T_p – продолжительность проведения мероприятия;

T_k – календарный фонд рабочего времени оборудования за год, час.

7.3.7 Расчёт стоимости услуг

$$C_{\text{усл.}} = C^2_{\text{усл.}} * T_p * N,$$

где $C^2_{\text{усл.}}$ – стоимость 1 ч. работы на единицу транспорта или спецтехники;

T_p – продолжительность работы на единицу транспорта или специальной техники во время проведения мероприятия, час.

Таблица 7.5 – Стоимость используемой техники

Техника	Продолжительность работы	Стоимость на 1 час. работы	Стоимость услуг, руб.
АПРС-40	81	62.81	5087.61
ЦА-320	22	47.38	1042.36
Трактор К-700	10	77.55	775.5
УРАЛ «ВАХТА»	30	38.77	1163.1
УРАЛ-357. Трубовоз.	16	38.32	613.12
АЦН-12	18	32.53	585.54
КРАЗ-255	10	58.45	584.5
АК-8	8	71.35	570.8
Сумма			10422.53

7.3.8 Расчёт прочих расходов

Сумма прямых затрат:

$$\begin{aligned} \text{Зпр.} &= \text{Зобщ.осн.} + \text{Здоп.} + \text{Осн.} + \text{Сэ} + \text{См} + \text{Ам} + \text{Сусл.} = 61216,59 + \\ &+ 6733,82 + 20385,12 + 396,9 + 3000 + 561,72 + 10422,53 = 102716,68 \text{руб.} \end{aligned}$$

Сумма прочих расходов:

$$C_{пр} = Z_{пр} \cdot Pr = 102716,68 \cdot 5\% = 5135,83 \text{ руб.},$$

где $Z_{пр}$ – прямые затраты на применение мероприятия, руб;

Pr – прочие расходы от прямых затрат (5%).

7.3.9 Расчёт цеховых расходов

$$C_{цех.} = Z_{пр} \cdot Цр = 102716,68 \cdot 14\% = 14380,34 \text{ руб.},$$

где $Цр$ – цеховые расходы в процент от прямых затрат (14%).

7.3.10 Смета затрат на применение мероприятия

$$Z_{см.} = Z_{пр.} + C_{пр.} + C_{цех.} = 102716,68 + 5135,83 + 14380,34 = 122232,85 \text{ руб.}$$

7.4 Расчёт годового экономического эффекта

$$\mathcal{E}_Г = C_{Г.д} - C_{Г.п},$$

где $C_{Г.д}$ и $C_{Г.п}$ – годовая себестоимость добычи нефти до и после проведения мероприятия соответственно, руб.

Таблица 7.6 – Изменение технико-экономических показателей

	Ед.изм	До применения мероприятия	После применения мероприятия	Отклонение
Дебит	т/сут	44,1	60,3	+16,2
Объем годовой добытой нефти	т	13235,4	19335,6	+6100,2
Себестоимость 1 т нефти без единовременных затрат	руб	490,91	368,44	-122,47

$$C_{Г.д} = C_{1.д} \cdot Q_{Г.д} = 13235,4 \cdot 490,91 = 6486670 \text{ руб.}$$

$$C_{Г.п} = C_{1.п} \cdot Q_{Г.п} + Z_{см.} = 19335,6 \cdot 368,44 + 122232,85 = 7246241 \text{ руб.}$$

$$\Delta P = 7246241 - 6486670 = 759571 \text{ руб.},$$

где $C_{1.д}$ и $C_{1.п}$ – себестоимость 1 т нефти без единовременных затрат, руб.

7.5 Расчёт прироста прибыли

Прирост прибыли за счёт оптимизации УЭЦН:

$$\Delta P = P_2 - P_1$$

где P_1 и P_2 – расчётная прибыль до и после проведения мероприятия соответственно, руб.

$$P_1 = (C - C_1) * Q_1 = (12000 - 470,91) * 13235,4 = 152338130,5 \text{ руб.}$$

$$\begin{aligned} P_2 &= (C - C_2^1) * Q_{г.п} - Зсм. = \\ &= (12000 - 374,86) * 19335,6 - 122232,85 = 224656824,1 \text{ руб.}, \end{aligned}$$

где C – цена на 1 т нефти (в конце 2015 г).

$$\Delta P = 224656824,1 - 152338130,5 = 72318693,7 \text{ руб.}$$

Удельный прирост прибыли на 1 т нефти:

$$\Delta P_{уд.} = \frac{\Delta P}{Q_{г.п}} = \frac{72318693,7}{19335,6} = 3740 \text{ руб.}$$

Вывод: в результате применения мероприятия по оптимизации УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-60-1800 дебит нефти увеличился на 16,2 тонн в сутки, что составляет 6100,2 тонн годового прироста. При этом себестоимость одной тонны нефти без единовременных затрат снизилась на 122,47 рубля, что дает прирост прибыли 72 миллиона рублей в год. Таким образом, данное мероприятие является экономически эффективным.

8 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основная цель данного раздела ВКР состоит в создании оптимальных норм для того, чтобы обеспечить производственную безопасность, улучшить условия труда, повысить производительность работников, сохранить работоспособность и сохранить окружающую среду.

На оператора по анализу и ремонту оборудования влияют опасные и вредные производственные факторы, как нерегулярное движение машины и оборудования, повышенный уровень шума и вибрации, шероховатость поверхностей оборудования и инструмента, повышенный уровень запыленности и загазованности воздуха рабочего места. Эти факторы появились из-за неисправного оборудования или его неправильной эксплуатации, химического воздействия и пожароопасной среды. В соответствии с действующим законодательством должно выдавать оператору специальную одежду, специальную обувь, а также другие средства индивидуальной защиты, которые соответствуют типовым отраслевым нормам.

Данный раздел дипломной работы выполняется в соответствии с нормативной и технической документации и вопросы про производственную и экологическую безопасность рассматриваются с точки зрения разработчика комплекта документов. Условия труда на рабочем месте должны создаваться в соответствии с общепринятыми и специальными требованиями техники безопасности, правилами и нормами санитарии и экологической и пожарной безопасности.

8.1 Производственная безопасность

Руководящие и управляющие органы предприятий обязательно обеспечивает подходящее техническое оборудование всех рабочих мест и там создаёт условия работы, которые соответствуют правилам охраны труда,

включающим в себя правила по технике безопасности, санитарные нормы и правила и др. [36].

В технологическом процессе ремонта оборудования присутствуют вредные и опасные производственные факторы, характерные для базы по ремонту погружного оборудования. Все эти факторы служат основной опасностью для производственного персонала участка, поэтому требуют особых мероприятий для снижения или удаления влияния на здоровье рабочего персонала. Эти мероприятия необходимы согласоваться с санитарно-гигиеническими нормами охраны труда.

8.1.1 Анализ вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

8.1.1.1 Повышенный уровень шума

Шум оказывает неблагоприятное влияние на организм человека: он нарушает физиологические и психические функции, снижает слух и работоспособность, ослабляет память и внимание, вызывает профессиональные заболевания и производственный травматизм, нарушает артериальное давление и ритм сердца. И тем самым, шум даже приводит к неожиданным авариям.

Производственное оборудование и инструменты, которые в процессе эксплуатации создают шум, необходимо проектированы и созданы согласно требованиям данного стандарта и снабжаются паспортом с указанием спектра излучаемой звуковой мощности.

Существуют следующие мероприятия для устранения повышенного уровня шума [37]:

- снижение шума в источнике его возникновения с помощью технологического оборудования, например, шумоглушитель;
- использование звукопоглощающих материалов в конструкциях оборудования и механизмов;

- правильная организация режима труда и отдыха;
- облицовка небольших помещений звукопоглощающими и звукоизолирующими материалами;
- использование средств индивидуальной защиты органов слуха при помощи вкладышей, наушников и шлемов [38].

В соответствии с СанПиН 2.2.4.3359-16 максимальное значение шума станков – 80 дБА.

8.1.1.2 Повышенный уровень вибрации на рабочем месте

Работа в условиях вибраций приводит к снижению производительности труда и повышению числа травм. На организм человека наиболее вредное влияние оказывает вибрация, частота которой совпадает с частотой собственных колебаний отдельных органов. Их примерные значения (Гц): глаза – 40...100; сердце – 4...6; почки – 6...8; желудок – 2...3; кишечник – 2...4 и т.д. [39]

В данном рабочем месте среднегеометрическая частота вибрации – 31,5 Гц. Допустимая виброскорость составляет 2 мм/с и допустимое виброускорение – 0,4 м/с².

Чтобы нормировали воздействие вибрации установлены четыре критерия: обеспечение комфорта, сохранение работоспособности, сохранение здоровья и обеспечение безопасности.

Существуют следующие методы для защиты от вибрации: отстройка от резонансных частот, снижение активности вибраций машин, вибродемпфирование, виброизоляция, виброгашение и индивидуальные средства защиты. При работе с механизированным инструментом применяют специальную обувь и антивибрационные рукавицы как средства защиты от вибрации. Чтобы длительность непрерывного действия вибрации не превышала 15...20 минут, операции должны распределяться между работниками. Рекомендуется делать перерывы на 20 минут через 1...2 часа

после начала смены и на 30 минут через 2 часа после обеда.

8.1.1.3 Отклонение показателей микроклимата в помещении и на открытом воздухе

В производственном помещении на ООО «БРПО» параметры микроклимата установлены согласно СанПиН 2.2.4.548-96 в следующих пределах:

- В тёплое время года температура воздуха изменяется от плюс 19 до плюс 24 °С, а в холодное время года - от плюс 17 до плюс 23 °С;
- Скорость движения воздуха в помещениях не превышает 0,2 м/с;
- Относительная влажность не превышает 60 %.

Согласно ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ микроклимат производственной среды представляет собой сочетание относительной влажности воздуха и температуры интенсивности теплового излучения. Они в большей степени влияют на деятельность человека, его здоровье, самочувствие, а также эффективность работы.

По энергозатратам организма работа может делиться на три категории тяжести. Работа инженером-разработчиком относится к категории легких работ. В этом случае допустимые параметры микроклимата даны в таблице 8.1. Помещения, в которых находятся рабочие места, соответствуют данным нормам.

Таблица 8.1 – Оптимальные параметры микроклимата для категории Ia [40].

Период года	Категория работы	Температура, °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с
Теплый	средняя	22 - 24	50 - 60	0,2
Холодный	средняя	21 - 23	40 - 60	0,1

Размеры помещения должны соответствовать количеству рабочих и

размещенному оборудованию.

Чтобы обеспечить нормальные условия труда, санитарные нормы устанавливают, что на одного человека должно приходиться не менее 4,5 м² помещения и 20 м³ воздуха [40].

Параметры помещения: длина: 60 м, ширина: 20 м, высота: 10 м.

Площадь данного помещения: $S = 60 * 20 = 1200 м^2$

Объем: $V = 60 * 20 * 10 = 12000 м^3$

В цеху работает 52 человека, то есть приходится 230 м³ объема воздуха на каждого человека. Такое условие очень хорошо удовлетворяет санитарным нормам.

8.1.1.4 Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу

В данном цеху при применении и ремонтировании большинства оборудования используются нефтяные синтетические смазочные масла с предельно допустимой концентрацией (ПДК) 5 мг/м³ [41]. Во время работы на станке при попадании смазочного масла на пол возможно падение, что приводит к переломам и повреждению кожного покрова, а также попаданию его в глаза. Использование смазочного масла может приводить к различным кожным заболеваниям, а также оказывает неблагоприятное влияние на верхние дыхательные пути.

Для устранения вредного воздействия на здоровье рабочих продуктов горения и испарения смазочного масла необходимо установить в цеху систему вентиляции, которая поддерживает необходимый состав атмосферы в рабочем помещении. Кроме того, чтобы устранить влияние смазочного масла на кожу рук, надо выдавать рабочим биологические перчатки и мыло.

8.1.2 Анализ опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения

8.1.2.1 Движущиеся машины и механизмы

Обслуживание и ремонт оборудования ведётся вручную, что приводит к физическим перегрузкам и травмам. В общей структуре несчастные случаи на производстве обусловлены типичными причинами организационного характера: неудовлетворительной организации работ, нарушения норм и требований безопасности, нарушения трудовой дисциплины и др.

Основными мероприятиями по снижению травматизма на предприятии, являются:

- механизация опасных и трудоёмких работ, в первую очередь, работ по переноске и транспортировке тяжестей, например, погрузочно-разгрузочные работы;

- обеспечение контроля за исправностью оборудования и состоянием рабочих мест;

- наличие доброкачественных средств индивидуальной защиты на каждой упаковке средств индивидуальной защиты проверяется наличие стандартной маркировки, в том числе по защитным свойствам согласно приложению.

Сигнальный жилет – это одежда, которая сделана из яркого материала и снабжена светоотражающими вставками. Он предназначен для повышения видимости человека в темное время суток и в сложных метеорологических условиях.

Защитная каска – это средство индивидуальной защиты, которое применяется для защиты головы рабочего от механических повреждений, электрического тока и воды, в том числе и при проведении строительно-монтажных работ.

Корпуса касок часто окрашивается в один из четырех цветов: белого – для начальников участков, руководящего состава организаций и предприятий

и инженеров по охране труда; красного – для инженерно-технических работников, мастеров, прорабов, главных специалистов; оранжевого и желтого – для рабочих и младшего обслуживающего персонала. Требования к цветовым характеристикам спецодежды, в том числе на сигнальных жилетов и защитных касок регламентируется ГОСТ Р 12.4.219-99 ССБТ.

8.1.2.2 Поражение электрическим током

В основном существуют следующие причины воздействия тока на человека: появление напряжения на металлических частях оборудования из-за повреждения изоляции и приближение к токоведущим частям на опасное расстояние.

Существуют следующие мероприятия по борьбе с поражением электрическим током [42]:

- 1) Когда появляется напряжение на кожухах, корпусах или других частях оборудования, для устранения опасности поражения электрическим током допустимо применение малых напряжений, использование двойной изоляции, защитное заземление, выравнивание потенциала, зануление и др.;
- 2) Обеспечение недоступности токоведущих частей, которые находятся под напряжением с помощью надежной изоляции;
- 3) Использование специальных электрозащитных средств;
- 4) Электрическое разделение сети;
- 5) Безопасная эксплуатация электроустановок.

8.1.2.3 Пожарная и взрывная безопасность

Пожары на ремонтных предприятиях могут вызывать большую опасность для рабочих и приносить значительный материальный ущерб. Вопросы о защите производственных зданий и сооружений от пожара предусматриваются государственными постановлениями и указами и

обладают большим значением.

Пожар – это неконтролируемое горение вне специального очага, который может наносить огромный материальный ущерб. В соответствии с ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ пожарная безопасность объекта означает такое состояние, при котором исключается возможность возникновения и развития пожара и влияния опасных факторов на человека, а также по возможности обеспечивается сохранение материальных ценностей.

В процессе работы с электронной аппаратурой возникновение пожара может быть за счет и электрического, и неэлектрического характера.

Причина возникновения пожара электрического характера состоит в коротком замыкании, перегрузках по току, искрении и электрических дугах, статическом электричестве и т. п.

Существуют следующие причины возникновения пожара неэлектрического характера [43]:

- а) самовоспламенение и самовозгорание веществ;
- б) неосторожность в обращении с огнём, например, курение без присмотра нагревательные приборы.

Чтобы устранить причины возникновения пожаров в цехах могут проводить следующие мероприятия:

- а) работники и рабочие необходимы пройти противопожарный инструктаж;
- б) все сотрудники обязательно знают место средств пожаротушения и умеют пользоваться ими;
- в) пожарный инвентарь должны содержаться в исправном состоянии и располагаться на видном и легко доступном месте;
- г) необходимо правильно обеспечить электрический и тепловой режим работы оборудования.

8.2 Экологическая безопасность

По степени и интенсивности воздействия на основные компоненты природы (воздух, почву, недру, воду, растительный и животный мир и человека) нефтяная отрасль занимает третье место (после металлургической и химической отрасли).

8.2.1 Охрана атмосферного воздуха

При строительстве и эксплуатации промышленных объектов нефтедобычи происходит выделение загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов. В результате работ происходит загрязнение атмосферы: продукты сгорания топлива, растворителей (окрасочные работы), сварочные аэрозоли.

При разработке месторождения главным источником выброса в атмосферу углеводородов является устье факела, дыхательные клапаны резервуаров, дымовые трубы, неплотность фланцевых соединений, сальниковые уплотнения насосов, автотранспорт.

Для предупреждения выбросов в атмосферный воздух необходимо рассмотреть мероприятия по предотвращению аварийных выбросов, вредных веществ, в которые входят: контроль сварных швов, защита оборудования от коррозии, герметизация системы сбора, транспортировки нефти, сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости перед остановкой оборудования на ремонтные работы.

Также необходима ликвидация загрязнения технологических площадок, отдельное хранение легковоспламеняющихся веществ, использование компрессоров с электроприводом, работы по гидратообразованию в трубопроводах, дистанционное управление, блокировка механизмов при аварийных ситуациях, безрезервуарная откачка нефти, утилизация газа.

8.2.2 Охрана гидросферы и литосферы

Одной из самых сложных проблем по охране гидросферы и литосферы от загрязнения являются проблема утилизации отработанных буровых растворов (ОБР), буровых сточных вод (БСВ) и бурового шлама (БШ), а также проблема нейтрализации их вредного воздействия на объекты природной среды.

Наиболее эффективным методом утилизации ОБР является их повторное использование при бурении новых скважин. Этот подход справедлив с точки зрения экологии и экономики, что сокращает значительные затраты на приготовление буровых растворов.

Перспективным методом утилизации ОБР является их использование при креплении скважин. ОБР применяется как добавки к известным тампонажным материалам, которые традиционно применяются в процессе цементирования скважин.

Наиболее прогрессивным методом утилизации ОБР представляется их использование в виде исходного сырья, в результате получают изделия грубой строительной керамики, особенно в производстве глинистого кирпича и керамзита. Компонентный состав ОБР является предпосылкой этого и в основном составляет глина с высоким качеством, которая является главным компонентом бурового раствора и находится в высокодисперсном состоянии.

Ликвидация отходов бурения путем захоронения является самым доступным. Захоронение отходов бурения в специально местах предусматривает использование шламохранилищ, бросовых земель или оставшихся карьеров. Захоронение таким способом сопровождается со значительными транспортными расходами, то есть экономически невыгодно. В настоящее время преимущественно применяется захоронение полужидкой массы и нетекучего осадка непосредственно в шламовых амбарах на территории буровой после предварительного подсыхания их содержимого. Но такое захоронение не предотвращает загрязнения природной среды,

потому что вследствие подвижности и высокой проникающей способности содержащиеся в отходах загрязнители мигрируют в почвогрунты.

Анализ данной проблемы показывает, захоронение отходов бурения не решает проблемы защиты окружающей среды от загрязнения. Необходимо их обезвреживание. Существует несколько способов нейтрализации ОБР.

Следует обратить внимание на способ ликвидации шламовых амбаров методом расслоения ОБР на загущенную и осветленные фазы с последующим отверждением верхней части осадка после удаления осветленной воды.

Гидрофобизация поверхности является одним из эффективных методов обезвреживания бурового шлама. В связи с высаливанием полимера частицы породы покрываются пленкой, которая препятствует растворению в воде загрязняющих и токсичных веществ.

В качестве безреагентных методов обезвреживания твердых отходов заслуживает внимания термический метод. В процессе термической обработки шламовых масс разрушаются органики всех основных классов, которые присутствуют в буровом шламе.

Практически доступным и эффективным методом частичного обезвреживания бурового шлама является отмывка его от загрязняющей органики, включающей нефть и нефтепродукты.

Можно сделать вывод, что с экологической и технико-экономической точек зрения метод обезвреживания ОБР с последующим захоронением продуктов отверждения на территории буровой является более выгодным по сравнению с другими методами.

В соответствии с требованиями природоохранного законодательства, все земли, нарушенные в период цикла строительства скважины, подлежат восстановлению. Нарушение земель в период цикла строительства скважин происходит в ходе инженерной подготовки территории, а также в процессе бурения и испытания. Работы по проведению рекультивации выполняются в два этапа: механический и биологический.

Механическая рекультивация предусматривает следующие виды работ: демонтаж и вывоз бурового оборудования; очистка территории от технического мусора; переработка ОБР; выравнивание рельефа площади.

Биологическая рекультивация проводится на участках с нарушенным растительным покровом. Для восстановления растительности проектом предусматривается проведение биологической рекультивации, которая заключается в следующем: обработка нарушенного грунта, пропитанного ГСМ; подготовка почвенного слоя; рыхление нарушенного участка механическими средствами; внесение комплексных минеральных удобрений и создание плодородного слоя; засев травами.

8.2.3 Охрана поверхностных и подземных вод

В процессе разработки участка месторождения неблагоприятное воздействие на водную среду происходит при строительстве эксплуатационных скважин, кустовых площадок и инженерных сетей, при применении пресных вод и подземного водозабора для строительства эксплуатационных скважин, а также при сбросе сточных вод в аварийных разливах.

В процессе строительства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на подземные и поверхностные водные объекты оказывается следующее воздействие: использование природных ресурсов на собственные нужды, загрязнение воды, в итоге аварийных сбросов, дренажа, изменение режима стока водоемов за счет проведения земляных работ, нарушение рельефа местности, растительности.

Источниками загрязнения являются нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН (центр подготовки и перекачки нефти), КНС (канализационная насосная станция), отстойники, емкости с нефтепродуктами, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками, в пойменной части рек.

Также, основным источником вредных веществ, поступающих в

поверхностные воды при разведке и эксплуатации участка месторождения нефти и газа являются: хозяйственно-бытовые стоки; ливневые и талые воды, стекающие с производственных площадок; попадание строительного мусора в водоемы; аварийные разливы нефти; сброс отходов в водоемы.

По охране окружающей среды и рациональному использованию земельных ресурсов имеются следующие мероприятия: движение автотранспорта только по одному пути; дороги (зимники) функционируют только зимой; запрет на движение транспорта вне дорог; прокладка единых коридоров с учетом экологической оценки разрушаемых экосистем; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидирование участков в мазуте особенно в водоохраных зонах; сооружение специальных гаражей для ремонта и мойка автотранспорта; рекультивационные работы перед сдачей участка землепользователю.

Применяются установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы, когда начинает падать давление; стопроцентный контроль швов соединений трубопроводов.

8.3. Безопасность в чрезвычайные ситуации

Существуют 2 вида чрезвычайных ситуаций (ЧС):

1) Природного характера: лесные и торфяные пожары; паводковые наводнения; ураганы; метели и снежные заносы; сильные морозы (ниже минус 40 °С).

2) Техногенного характера: разгерметизация труб; открытое газонефтеводопроявление; пожары; взрывы; разливы сильнодействующих ядовитых веществ (СДЯВ); непреднамеренное отключение энергии.

Для промышленных объектов разрабатывается и утверждается план ликвидации аварии (ПЛА).

На кустовой площадке месторождения в процессе осуществления работ возможны следующие аварийные ситуации:

- открытый фонтан нефти из скважины;
- порыв нефтесборной сети и сети поддержания пластового давления.

В результате открытого фонтана, возможен выброс нефти на поверхность нескольких десятков тонн нефти. В таких случаях возможно попадание нефти в водоемы. Такой вид аварии является самым опасным.

Если нефть разлилась в окружающую среду, то принимаются меры для быстрого реагирования по устранению аварии.

В результате разгерметизации трубопроводов в системе поддержания пластового давления (ППД) необходимо действовать в соответствии с правилами ликвидации аварии:

- 1) сообщить непосредственному руководителю об аварии;
- 2) перекрыть в блоке гребенки соответствующую отсекающую арматуру на поврежденный трубопровод;
- 3) закрыть задвижки на самой скважине;
- 4) ждать бригаду линейно-эксплуатационной службы.

Коррозионные отказы трубопроводов связаны с растущей обводненностью, минерализацией пластовых вод, а также присутствием механических смесей.

Мероприятия по предупреждению возможных аварий предусматривают: оперативное оповещение и отсекание поврежденных участков труб; оснащение трубопровода автоматической системой обнаружения утечек; в водоохраных зонах трубопроводы оборудуются задвижками; проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) оборудования; трубопроводы должны быть с внутренним и внешним антикоррозийным покрытием.

Служба ППР должна быть обеспечена средствами диагностики, которые определяют состояние оборудования и трубопроводов.

В системах ППД основным методом уменьшения скорости коррозии является применение труб из коррозионностойких материалов: трубы повышенной коррозионной стойкости, выполненные из сталей без

внутреннего покрытия при низкой коррозионной активности воды; трубы с внутренним покрытием для водоводов низкого давления.

Масштабно применяемый ингибиторный метод защиты от коррозии может рекомендоваться только для поддержания работоспособности старых трубопроводов.

8.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При работах с вредными и опасными условиями, в особых температурных условиях или в загрязненных условиях, в соответствии с типовыми нормами работникам бесплатно выдаются специальная одежда, специальная обувь и другие средства индивидуальной защиты, а также смывающие и (или) обезвреживающие средства.

Спецодежда – это одно из основных средств индивидуальной защиты. Она выдается работникам цеха согласно отраслевых норм, утвержденных вышестоящим органом. Работникам цеха выдаются рабочие костюмы (типа х/б), зимняя спецодежда, спецобувь. При ремонтных работах по видам работ выдается инвентарная спецодежда: брезентовые и резиновые рукавицы, резиновая обувь, защитные очки и каска, пояса, шланговые противогазы ПШ-1 или ПШ-2. Чтобы защищать органы дыхания выдают каждому работнику фильтрующий противогаз с фильтрующей коробкой БКФ.

При работе во вредных трудовых условиях по установленным нормам работникам бесплатно выдаются молоко или другие равноценные пищевые продукты. Если предусмотрено коллективным договором и (или) трудовым договором, выдача работникам молока или других равноценных пищевых продуктов по письменным заявлениям работников может заменить компенсационной выплатой в размере, эквивалентном стоимости равноценных пищевых продуктов.

Федеральный государственный надзор за соблюдением трудового

законодательства и иных нормативных правовых актов, которые содержат нормы трудового права, осуществляется федеральной инспекцией труда в порядке, установленном Правительством Российской Федерации.

Создаются специальные службы охраны труда в виде отделов с аппаратом инженеров по охране труда, санитарных врачей и других специалистов. Профсоюзный общественный контроль за охраной труда осуществляют общественные инспектора и комиссии по охране труда комитетов профсоюзов.

Чтобы исключить возможность несчастных случаев необходимо проводиться обучение, инструктажи и проверка знаний работников требований безопасности труда.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Установками погружных центробежных электронасосов добывается более 60 % годовой добычи нефти в России. Таким образом, решение задач, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин УЭЦН является актуальной во всей страны.

Анализ причин отказов УЭЦН показал, что отказы происходят из-за механических примесей, коррозии и отложений солей и АСПО. Эти факторы совместно действуют на отказ и межремонтный период. В работе рассмотрены способы и методы борьбы с АСПО, главной целью данной работы является анализ характеристики образования АСПО и выбранной технологии для борьбы с отложениями на разных месторождениях.

В работе были конкретно исследованы режимы работы скважин, оборудованных УЭЦН, на Казанском, Матросовском, Шершневском и Майском месторождениях. Они осложняются АСПО в разных степенях. Чтобы обеспечить нормальную работу скважинам, на каждом месторождении подобрали разные методы борьбы с АСПО. Например, на Казанском месторождении применяют скребки, теплоносители и гладкое покрытие на внутренней поверхности труб; на Майском месторождении применяют электронагреватели, химические растворители и механический скребок. Не учитывая влияние других осложненных условий на режим работы скважин и оборудования, при правильном подборе методов борьбы с АСПО, на самом деле позволили стабилизировать работу скважин, увеличить дебиты нефтяного потока, повысить эффективность производства и увеличить межремонтный период.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
2. Ибрагимов Н.Г., Хафизов А.Р., Шайдаков В.В., Хайдаров Ф.Р. и др. Осложнения в нефтедобыче. Уфа: Монография, 2003 -302 с.
3. Зевакин Н.И., Мухаметшин Р.З. Парафиноотложения в пластовых условиях горизонта Д1 Ромашкинского месторождения / Сборник научных трудов ТатНИИПИНефть. ВНИИОЭГ, 2008.
4. Иванова Л. В., Буров Е. А., Кошелев В. Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал "Нефтегазовое дело". — УГНГУ, 2011. — № 1. — С. 268-284. — ISSN 1813-503X.
5. Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков и др.; Под ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгужина.— Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы “Монография”», 2003.— 302 с.
6. Garcia, Maria del Carmen. Paraffin deposition in oil production. Oil composition and paraffin inhibitors activity / Maria del Carmen Garcia, Lante Carbognani, Argelia Urbina, Miguel Orea // Petroleum and Technology – 1998. – V. 16, №9. – P. 1001 – 1021.
7. Шарифуллин, А.В. Композиционные составы для процессов удаления и ингибирования асфальтено-смоло-парафиновых отложений / А.В. Шарифуллин, В.Н. Шарифуллин // Монография. – Изд-во: КГТУ. Казань, 2010. – 304 с.
8. Ararimeh, Aiyejina. Wax formation in oil pipelines / Aiyejina Ararimeh, Dhurjati Prasad Chakrabarti and al // International journal of multiphase flow. – 2011. – P. 671 – 694.
9. Кирбижекова, Е.В. влияние содержания и минерализации водной фазы эмульсий на состав асфальтосмолопарафиновых отложений: диссертация ...

кандидата химических наук: 02.00.13 / Кирбижекова Екатерина Владимировна. – Томск, 2013. – 136 с.

10. Кирбижекова, Е.В Особенности образования асфальтосмолопарафиновых отложений в эмульсиях высокопарафинистой нефти / Е.В. Кирбижекова, И.В. Прозорова, Н.В. Юдина // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2012. – №1. – С. 80 – 86.

11. Люшин С. В., Репин Н. Н. О влиянии скорости потока на интенсивность отложения парафинов в трубах // Борьба с отложениями парафина.— М.. Недра, 1965.— 340 с.

12. Хохлов Н.Г., Вагапов Р.Р., Шагитов З.М., Мустафин А.С.. Удаление асфальто-смолистых веществ и парафина из нефтепроводов НГДУ «Южарланнефть» // Нефтяное хозяйство. 2006. №1. С. 110-111.

13. Тронов В.П. Механизм образования смолопарафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра, 1970. - 192 с.

14. Маркин, А.Н. Нефтепромысловая химия / А.Н. Маркин, Р.Э. Низамов, С.В. Суховерхов // Практическое руководство. – Владивосток: Дальнаука, 2011. – 288 с.

15. Уойлд, Дж. Химическая обработка для борьбы с отложениями парафинов (пер. с англ. Клепинин В.) / Дж. Уойлд // Нефтегазовые технологии. – 2009. – № 9. – С. 25 – 29.

16. Галонский, П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. Теория и практика / П.П. Галонский. – М.: Гостоптехиздат, 1960 – 88 с.

17. Таранова, Л.В. Механизм действия депрессорных присадок и оценка их эффективности / Л.В. Таранова, Ю.П. Гуров, В.Г. Агаев // Материалы конференции «Современные наукоемкие технологии». – 2008. – №4. – С. 90 – 91.

18. Землянский, Е.О. Депрессорные присадки для нефти Верхне-Салатского месторождения Томской области / Е.О. Землянский, Н.С. Яковлев, Е.А. Гловацкий, С.Г. Агаев // Материалы конференции “Успехи современного естествознания”. – 2005.– № 7. – С. 56 – 57.

19. Левитина, И.В. Современные химические реагенты для очистки и защиты оборудования в период ремонта / И.В. Левитина // Нефтегазовые технологии. – 2008. – № 11. – С. 2 – 4.
20. Иванова, И.К. Использование газового конденсата для борьбы с органическими отложениями при аномально низких пластовых температурах / И.К. Иванова, Е. Ю. Шиц // Нефтяное хозяйство. – 2009.– № 12. – С. 99 – 101
21. Юрецкая, Т.В. Разработка и исследование многокомпонентных ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений: автореф. дисс. ... канд. техн. наук: 25.00.17 / Юрецкая Татьяна Владимировна. – Тюмень, 2010. – 24 с.
22. Шамрай Ю.В., Шакирзянов Р.Г. Композиционные составы углеводородных растворителей для ОПЗ и удаления АСПО из нефтепромыслового оборудования// Нефтяное хозяйство. - 1998. №2.
23. Карпов Б.В., Воробьев В.П., Казаков В.Т. и др. Предупреждение парафиноотложений при добыче нефти из скважин в осложненных условиях путем применения магнитных устройств // Нефтепромысловое дело. - 1996. № 12.
24. Нагимов Н.М., Ишкаев Р.К., Шарифуллин А.В., Козин В.Г. Эффективность воздействия на асфальтосмолопарафиновые отложения различных углеводородных композитов // Нефть России. Техника и технология добычи нефти. - 2002. - N 2 - с. 68-70.
25. Карпов Б.В., Воробьев В.П. Использование физических полей для предупреждения отложений парафина при добыче нефти // Нефтяное хозяйство. -1997. № 7.
26. Голонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. - М.: Гостоптехиздат, 1960. - 88 с.
27. Тронов В.П., Гуськова И.А., Гуськов И.В. Влияние скорости потока на интенсивность парафинизации нефтепромыслового оборудования // Нефть Татарстана, 1999. — №3—4.—С.33—36.

28. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. — М.: Недра, 1969. — 192с.
29. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти: Учеб. пособие для вузов. — М.: Недра, 1989. — 242 с.
30. Доломатов М.Ю., Телин А.Г. и др. Физико – химические основы направленного подбора растворителей асфальто – смолистых веществ / отчет центрального научно – исследовательского института ЦНИИ ТЭнефтехим, 1990 – 35 с.
31. Нагинов И. М., Ишкаев Р. К., Шарифуллин А. В., Козин В. Г. Эффективность воздействия на асфальто-смоло-парафиновые отложения различных углеводородных композитов // Нефть России. Техника и технология добычи нефти 2002 — №2. - С. 68-70.
32. Юрчук А.М., Истомин А.З. Расчеты в добыче нефти. Учебник для техникумов, 3-е изд, перераб и доп., М. «Недра», 1979, 271 с.
33. Нефтепромысловое оборудование: справочник/ под ред. Е. И. Бухаленко. М.: Недра, 1990. 559 с.
34. Оркин. К.Г. Расчеты в технологии и технике-добычи нефти / Оркин. К.Г., А.М. Юрчик. М.: Недра, 1967. 380 с.
35. Агеев Ш.Р. Программные продукты «NovometSel-Pro», «Калькулятор ЭЦН», «Программа расчета энергоэффективности» / Ш.Р. Агеев, А.М. Джалаев, И.В. Золотарев, А.С. Ермакова, Е.В. Пошвин // Бурение и нефть – 2013. – № 10. – С. 36 – 40.
36. Охрана труда в машиностроении. Учебник для машиностроительных ВУЗов./ Под ред. Фельдштейна Е.Э. - Минск: Дизайн ПРО, 1997 - 384с.
37. СНиП П-12-77. Защита от шума.
38. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
39. Руководство 2.2.013-94 «Гигиенические критерии оценки условий труда по показателям вредности и опасности факторов производственной среды, тяжести, напряженности трудового процесса».

40. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
41. ГОСТ 8581-78. Масла моторные для автотракторных дизелей.
42. ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
43. СНиП 21-01-97. Пожарная безопасность зданий и сооружений. М.: Гострой России, 1997.-с. 12.