

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
Профиль: Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
Кафедра теоретической и прикладной механики

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Выбор метода борьбы с асфальтовопарофиновыми отложениями	
УДК <u>622.276.05.001.5</u>	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4е21	Мелентович Егор Витальевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. кафедры ТПМ	Пашков Е.Н.	Кандидат технич. наук		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гаврикова Н.А.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Невский Е.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПМ	Пашков Е.Н	Кандидат технич. наук		

Томск 2016

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
Профиль: Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов
Кафедра теоретической и прикладной механики

УТВЕРЖДАЮ:
Зав. кафедрой

(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
4е21	Мелентович Егор Витальевич

Тема работы:

Выбор метода борьбы с асфальтопарофиновыми отложениями

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	
Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Введение	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующий кафедрой ТПМ	Пашков Евгений Николаевич	КТН		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4е21	Мелентович Е.В.		

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

Студенту:

Группа	ФИО
4E21	Мелентович Егор Витальевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТПМ
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	Технологические машины и оборудование

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статистических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>SWOT-анализ проекта</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ</i>	<i>Бюджет научно – технического исследования (НТИ)</i> <i>1. Основная заработная плата исполнителей темы</i> <i>2. Отчисления на социальные нужды</i> <i>3. Накладные расходы</i> <i>4. Формирование бюджета затрат научно – исследовательского проекта</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. <i>Матрица SWOT</i> 2. <i>Календарный график проведения НИ</i> 3. <i>Бюджет проект</i>	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Н.А.Гаврикова			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4E21	Мелентович Егор Витальевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
4Е21	Мелентович Егор Витальевич

Институт	ИПР	Кафедра	ТПМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	151000 «Технологические машины и оборудование»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)	Рабочая зона - специально оборудованная рабочая площадка с лестницей и перилами вблизи устья. Перила должны быть высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии 40 см друг от друга и бортом 15 см. Вредные факторы: - повышенный уровень шума на рабочем месте; - повышенный уровень вибрации. - метеоусловия - токсичность Опасные факторы: - оборудование высоким напряжением - пожаровзрывоопасность - опасности связанные с канатными работами. К ним относятся: пропуск газа через сальниковое уплотнение лубрикатора, аварии связанные с обрывом каната, аварии из-за отвинчивания резьбовых соединений, соединяющих инструменты.
2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме	ГОСТ 17.1.3.05-82 охрана природы. гидросфера. общие требования к охране поверхностных и подземных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами. ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ. опасные и вредные производственные факторы. классификация ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования ГОСТ 12.4.041-89 средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие. ГОСТ 12.1.005-88* «ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны» СН 2.2.4/2.1.8.566-96 «Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. Санитарные нормы»

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – 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)	Токсичность нефти и нефтепродуктов проявляется при вдыхании их паров. Согласно ГОСТ 12.4.041-89 средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) должны обеспечивать очистку вдыхаемого воздуха от вредных веществ до содержания, не превышающего предельно допустимые концентрации, установленные ГОСТ 12.1.005, в условиях, для которых они предназначены. При работе на промысле вибрация является вредным фактором производственной среды. Согласно ГОСТ 26568-85 к коллективным средствам защиты от вибрации относятся активные средства виброзащиты. К индивидуальным средствам защиты от вибрации относятся специальные вибродемпфирующие перчатки, рукавицы, нагрудники, специальные костюмы, обувь. При работе вблизи устья скважины работники подвергаются значительному воздействию шума. Средства борьбы с шумом: 1) Разработкой шумо безопасной техники; 2) Применением средств и методов коллективной защиты по ГОСТ 12.1.029; 3) Применением средств индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности – 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)	При депарафинизации скважины с использованием акустических излучателей, источниками поражения электрическим током могут быть: приводные двигатели спуска-подъемного оборудования, дизель - генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы. Все рабочие механизмы находящиеся под напряжением, должны быть оборудованы специальной защитой, которая может быть в виде резинового кожуха, изолирующего покрытия или заземления. При осуществлении спуска-подъемных операций на скважине с использованием акустических излучателей возникают опасности, такие как: пропуск газа через сальниковое уплотнение лубрикатора, аварии связанные с обрывом каната, аварии из-за отвинчивания резьбовых соединений, соединяющих инструменты. Для предупреждения осложнений необходимо при разработке конструкций и изготовлении канатного оборудования и инструмента тщательно проанализировать условия их работы, возможные осложнения, а также выявить недостатки и наиболее слабые узлы в уже существующих конструкциях. При процессе депарафинизации скважины в атмосферу выделяются легко воспламеняемые

	пары углеводородов, что может привести к возгоранию. Для предупреждения возгораний необходимо использовать: системы контроля загазования, система пенного пожаротушения, противопожарный трубопровод с установленными гидрантами, наличие огнетушителей.
3. Охрана окружающей среды: – 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.	<u>Защита селитебной зоны</u> Работа по депарафинизации скважины производится непосредственно на месторождении вдали от населенных пунктов, вследствие этого никаких мер для защиты селитебной зоны предпринимать нет необходимости. <u>Воздействие на атмосферу.</u> Наибольшее загрязнение воздушного бассейна происходит при возникновении аварийных ситуаций, из-за порывов трубопроводов неисправностей торцевых и сальниковых уплотнений насосов и др. <u>Воздействие на гидросферу.</u> При не соблюдении правил технического обслуживания дизельных установок возможен разлив масел и топлива. При неправильной депарафинизации возможно попадания углеводородов в грунтовые воды. <u>Воздействие на литосферу</u> В процессе испарения нефтепродуктов с поверхности грунта и водоемов при их аварийном разливе происходит образование газовых ареол, что также негативно влияет на окружающую среду. <u>Решения по обеспечению экологической безопасности:</u> В местах, где возможно попадание нефти и сточной воды в открытые водоёмы, следует иметь нефтеловушки, боновые заграждения, биологические пруды. только после глушения скважины.
4. Защита в чрезвычайных ситуациях: – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий	Чрезвычайные ситуации техногенного характера могут возникнуть по причине: 1. Возгорание горючих жидкостей в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах. 2. Пожары на скважинах 3. Разрыв любых соединений между блоками в технологическом оборудовании 4. Серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, в том числе сосудов работающих под давлением, 5. Скачки напряжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети 6. Возможность неконтролируемого ГНВП или фонтанирования скважины.

	7. Чрезвычайные ситуации связанные с спуска-подъемным оборудованием (Обрыв каната, развинчивание резьб) Для предотвращения чрезвычайной ситуации можно использовать следующие мероприятия: 1)размещать наиболее ответственные или потенциально опасные звенья технологической линии в герметических отсеках производственного здания или сооружения; 2)разделять отдельные части технологического оборудования прочными несгораемыми перегородками; 3)предусматривать резервное электропитание для всех звеньев технологической линии; 4)использовать сейсмически устойчивые здания и сооружения; 5) оперативно блокировать работу технологической линии и вспомогательного оборудования при наступлении потенциально опасных чрезвычайных ситуаций. 6) Использовать надежное и современное противовыбросное оборудование для герметизации устья скважины.
5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны	<u>Общие требования:</u> К работе, связанной с удалением АСПО используя различные методы, допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие обучение по специальности, проверки знаний, инструктаж по данному виду работ и медицинское освидетельствование. Работники, занятые на данном виде работ, должны быть проинструктированы. Периодичность и объем работ устанавливается на основе регламента.
Перечень графического материала:	
При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)	

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры	Невский Е.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е21	Мелентович Е.В.		

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

Институт Природных ресурсов
Направление подготовки (специальность) Машины и оборудование
Уровень образования Бакалавр
Кафедра ТПМ
Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2013/2014 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16 июня
--	---------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
		...
		...

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Заведующий кафедры ТПМ	Пашков Е.Н.	КТН		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ТПМ	Пашков Е.Н.	КТН		

ОТЗЫВ

На выпускную квалификационную работу Института природных ресурсов
**«НАЦИОНАЛЬНОГО ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОГО ТОМСКОГО
ПОЛИТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА»**

Мелентович Е.В.

«Выбор метода борьбы с асфальтопарафиновыми отложениями»

Выпускная квалификационная работа Мелентовича Е.В. посвящена выбору метода борьбы с АСПО на скважины №185 Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, расчету и подбору оборудования для осуществления спуска-подъемных операций с использованием погружного акустического излучателя на скважине с учетом полученных исходных данных с месторождения.

На основе данных с месторождения и изученной литературы дипломант выбрал тип и кратность полиспаста, стальной канат, необходимый диаметр барабана, электродвигатель, редуктор, колодочный тормоз. Также провел обзор и анализ основных методов борьбы с АСПО в скважинах, результатом которых стал обоснованный выбор одного из них,

В разделе «Социальная ответственность» было рассмотрено рабочее место на предмет возникновения : вредных и опасных факторов,;негативного воздействия на окружающую природную среду ;чрезвычайных ситуаций . Также предложены меры для борьбы с вредными и опасными факторами и разработаны меры и рекомендации по ликвидации чрезвычайных ситуаций.

В разделе «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» были выполнены SWOT-анализ проекта и планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ, а также составлен календарный график проведения НИ .

Работа Мелентовича Е.В. удовлетворяет требованиям, предъявляемым к выпускным квалификационным работам в **«НАЦИОНАЛЬНОМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОМ ТОМСКОМ ПОЛИТЕХНИЧЕСКОМ УНИВЕРСИТЕТЕ»**, автор заслуживает присвоения степени БАКАЛАВР по направлению 15.03.02 «Нефтегазовое дело».

Научный руководитель, к.т.н.

Заведующий кафедрой ТПМ ИПР ТПУ

Е.Н. Пашков

РЕЦЕНЗИЯ

на бакалаврскую работу/дипломную работу (проект)/магистерскую диссертацию

Студент	Лушникова Романа Эдуардовича
---------	------------------------------

Направление / специальность	15.03.02 «Нефтегазовое дело»
-----------------------------	------------------------------

Кафедра	Теоретической и прикладной механики	Институт	Природных ресурсов
---------	-------------------------------------	----------	--------------------

Тема работы
Выбор метода борьбы с асфальтопарофиновыми отложениями

Представленная на рецензию работа содержит пояснительную записку на _ листах, _____ листов графической части на формате _____

Работа выполнена в соответствии с заданием и в полном объеме.

Рецензируемая работа содержит ... глав/разделов.

В первой главе/разделе рассмотрены/представлены/описаны и т.д.:
...

В ... главе/разделе рассмотрены/представлены/описаны и т.д.:
...

В ... главе/разделе рассмотрены/представлены/описаны и т.д.:
...

Оценка работы рецензентом в целом (указывается мнение рецензента о работе в целом: степень раскрытия тематики, актуальность, практическая значимость и т.д., дается оценка достижения каждого из запланированных результатов обучения по образовательной программе. Необходимо указать недостатки и замечания работы):
...

Выполненная работа может быть признана законченной квалификационной работой, соответствующей всем требованиям, а ее автор,

(ФИО студента)

заслуживает оценки:

(оценка)

и присуждения степени/квалификации бакалавра/специалиста/магистра по:

направление / специальность	(наименование направления/специальности)
-----------------------------	--

Должность место работы рецензента

Ф.И.О. рецензента

М.П. (организации-места работы рецензента)

« ____ » _____ 20__ г.

Реферат

Дипломная работа включает в себя : 83 страниц, 11 рисунков, 10 таблиц, 53 источник, 3 приложений.

Объект исследования – методы борьбы с АСПО.

Цель работы: Выбрать наиболее подходящий метод борьбы с АСПО на скважине № 185 Казанское нефтегазоконденсатное месторождение, произвести расчет и подбор оборудования для осуществления спуска-подъемных операций с использованием погружного акустического излучателя на скважине с учетом полученных исходных данных с месторождения.

Задачи:

- изучить свойства и состав, а также механизм образования АСПО
- Провести анализ современных методов борьбы с АСПО и выбрать наиболее подходящий для конкретной скважины
- произвести расчет и подбор оборудования

В дипломной работе рассмотрены состав и свойства АСПО, механизм образования скопления отложений и влияющие факторы, методы борьбы. Также проведен расчет и подбор оборудования осуществления спуска-подъемных операций с использованием скважинного акустического излучателя для скважины № 185 Казанское нефтегазоконденсатное месторождение.

Ключевые слова: АСПО; Методы борьбы с АСПО; акустический излучатель; спуска-подъемные операции.

Содержание

Реферат

Введение

Обзор литературы

Глава 1. Состав и свойства АСПО, Механизм образования скопления отложений и влияющие факторы, Методы борьбы.

1.1 Состав и свойства АСПО

1.2 Механизм образования скопления отложений и влияющие факторы

1.4 Основные направления и методы борьбы.

1.5 Волновые методы

Выводы по главе и постановка задачи

Глава 2. Расчет и подбор оборудования для осуществления спуска-подъемных операций с использованием скважинного акустического излучателя

2.1 Расчет и подбор стального каната и барабана

2.2 Подбор по расчетным параметрам электродвигателя и редуктора

2.3 Расчет и подбор необходимого колодочного тормоза на выходном валу редуктора

Глава 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

3.1 SWOT-анализ проекта

3.2 Планирование научно-исследовательской работы

3.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

3.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

3.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

3.3 Бюджет научно-технического исследования

3.3.1 Основная заработная плата исполнителей темы

3.3.2 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

3.3.3 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Глава 4. Социальная ответственность

4.1 Описание рабочего места на предмет проявления опасных и вредных факторов производственной среды, а также негативного воздействия на окружающую среду

4.2 Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и предлагаемые средства защиты

4.3 Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды.

4.3.1 Электробезопасность

4.3.2 Механические опасные факторы

4.3.3 Пожаровзрывобезопасность

4.4 Охрана окружающей среды

4.5 Защита в чрезвычайных ситуациях

4.5.1 Перечень возможных ЧС на объекте

4.5.2 Описание превентивных мер по предупреждению ЧС

4.6 . Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Заключение

Список использованной литературы

Приложение 1

Приложения 2

Приложение 3

Введение

В наши дни потребность в полезных ископаемых находится на своём пике, и нужды общества только растут. Многие ресурсы принадлежат к не восполняемой группе. Это делает вопрос о рациональном и планомерном использовании ископаемых, в частности нефти. Этот вопрос заставляет ответственно подойти к углубленному изучению направлений развития этой отрасли. Особенно стоит обратить внимание на характерные трудности и проблемы при добычи нефти. Одним из таких осложняющих факторов являются Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО).

Асфальтосмолопарафиновые отложения что образуются в нефтепромысловом и нефтезаводском оборудовании, это проблема, с которой нефтяной промысел сталкивается постоянно.

Асфальтосмолопарафиновые отложения, образующиеся на стенках нефтепромыслового оборудования, в зависимости от их состава, представляют собой черную твердую или темно-коричневую густую мазеобразную массу, обладающую высокой вязкостью.

В настоящее время для борьбы с отложениями парафинов применяют механические фрезы, ингибиторы, обработку горячими нефтепродуктами, электрообогрев скважины, НКТ с внутренней поверхностью, обладающей гидрофильными свойствами, а также методы, основанные на использовании постоянных магнитов, ультразвука. Однако применение известных устройств на основе этих методов не достаточно эффективно.[8] Используемые современные методы борьбы с образованиями АСПО лишь увеличивают на некоторое время межремонтный период, однако полностью избежать образования отложений не удастся. Потому проблема АСПО в нефтепромысловом деле и по сей день является актуальной.

На опыте прошлых лет можно выделить основные проблемные участки скопления АСПО. Таковыми являются: скважинные насосы, подъёмные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов, места перфорационных отверстий в за колонном пространстве скважины(см. Рис.1)[30] . В дальнейшем эти соединения накапливаются, просвет трубы уменьшается, и в конце концов образуется тромб. В таком случае нефтяники консервируют до конца не разработанные скважины и уходят в другие места.[4]

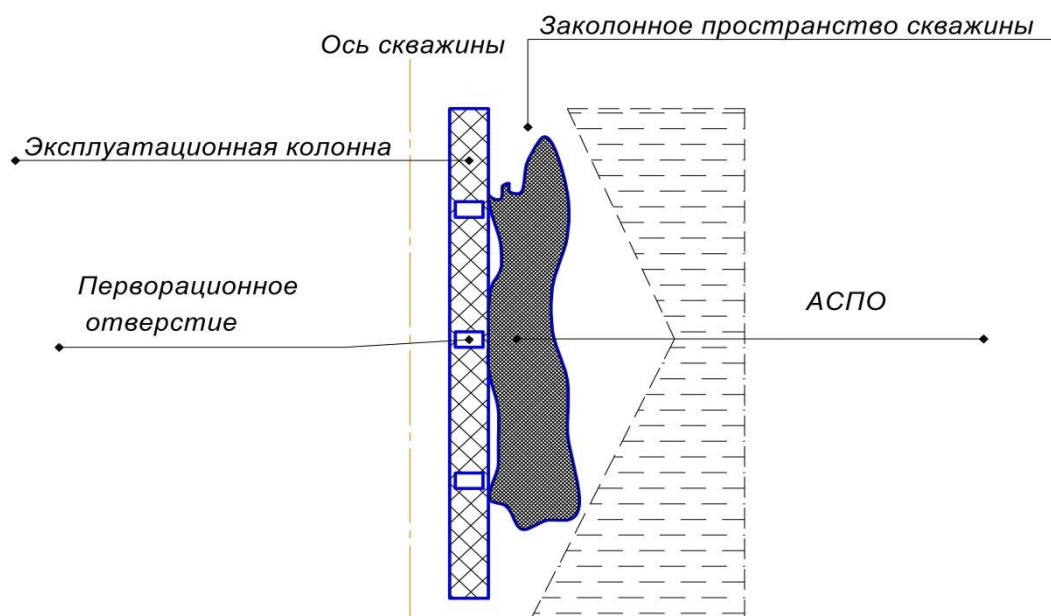


Рис.1 Состояние системы скважина – пласт при длительно эксплуатации.

Последствия подобных образований асфальтосмолопарафиновых отложений крайне негативны с технологической и экономической точки зрения и выражаются в снижении межремонтного периода работы скважин, появляется необходимость в постоянном проведении мероприятий по предотвращению и удалению АСПО и общем удорожании процессов добычи и транспортировки нефти. С практической точки зрения важно понимать поведение тяжелых органических соединений, а также их межчастичных взаимодействий с участием асфальтенов, смол и парафинов в рабочих условиях процесса добычи и транспортировки нефти, потому как это позволит с высокой степенью достоверности моделировать процессы образования отложений и вырабатывать наиболее эффективные методы предотвращения отложений тяжелой органики.

Обзор литературы

Значительный вклад в изучение условий, механизма формирования и удаления органических отложений, а также оптических методов контроля и мониторинга нефтяных месторождений внесли отечественные и зарубежные учёные: Р.А. Абдуллин, А.А. Абрамзон, Г.А. Бабалян, И.И. Булатов, П. Бургер, Р.Н. Бурханов, Л.Ф. Волков, П.П. Галонский, Ф.С. Гарифуллин, С.Н. Головкин, А.И. Гужов, И.Ф. Глумов, В.Н. Глушенко, А.Ф. Гильманшин, М.Ю. Долматов, Н.Г. Ибрагимов, Я.М. Каган, А.И. Комиссаров, С.Ф. Люшин, Б.А. Мазепа, Р.А. Максудов, Т.М. Мамедов, И.Л. Мархасин, И.Т. Мищенко, G. Mozes, А.Х. Мирзаджанзаде, Р.Х. Муслимов, В.Ф. Нежевенко, Н.Н. Непримеров, В.А. Рагулин, В.А. Рассказов, М.К. Рогачёв, Ю.В. Ревизский, З.А. Ростэ, В.А. Ростэ, В.А. Сахаров, Ф.Л. Саяхов, В.В. Сизая, М.А. Силин, Б.М. Сучков, А.Г. Телин, В.П. Тронов, З.А. Хабибуллин, Н.И. Хисамутдинов, Ю.В. Шамрай, Д.М. Шейх-Али и др.

Основополагающий вклад в обоснование и разработку методов волнового воздействия на пласт с целью повышения нефтеотдачи пластов внесли А.С. Алексеев, Ю.С. Ащепков, В.А. Бабешко, О.Л. Кузнецов, М.В. Курленя, А.Х. Мирзаджанзаде, Р.И. Нигматулин, А.В. Николаевский, Н.П. Ряшенцев, М.А. Садовский, Ф.Л. Саяхов, Э.М. Симкин, Б.Ф. Симонов, М.Л. Сургучев, А.Я. Хавкин и др.

За рубежом также проводились и выполняются в настоящее время исследования по обоснованию и разработке волновых методов Е. Анселом, И. Бересневым, В. Вуденым, У. Пеннингтоном, Р. Робертсом, Б. Симоном, Х. Скоттом, Р. Терпенингом, Дж. Чилингаром и др.

Глава 1. Состав и свойства АСПО, Механизм образования скопления отложений и влияющие факторы, Методы борьбы.

1.1 Состав и свойства АСПО

Состав АСПО во многом определяется их происхождением, составом нефти и механизмом образования. АСПО не является простой смесью асфальтенов, смол и парафинов, а представляют собой сложную структурированную систему с ярко выраженным ядром из асфальтенов и сорбционно-сольватным слоем из нефтяных смол (ССЕ). Асфальтосмолистые вещества (АСВ) представляют собой гетероциклические соединения сложного гибридного строения, в состав которых входят азот, сера, кислород и металлы (Fe, Mg, V, Ni, Ca, Ti, Mo, Cu, Cr и др.). До 98 % АСВ составляет ароматические и нафтеновые структуры [31, 32].

Каркас структуры молекул смол и асфальтенов образует углеводородный скелет, составляющий 70-90 % от общего веса молекул. В зависимости от содержания органических составляющих АСПО предложено подразделять на три класса [34]:

1. асфальтеновый – $\Pi/(A+C) < 1$;
2. парафиновый – $\Pi/(A+C) > 1$;
3. смешанный – $\Pi/(A+C) \sim 1$, где Π , A и C - содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

Химический состав АСПО, в отличие от структурно-группового, изучен гораздо меньше. Для его изучения используют целый комплекс физико-химических методов (Масс-спектрометрия, ЯМР, ИК-спектроскопия и т.д.) [35]. По мнению зарубежного ученого Г. А. Мансури в состав АСПО входят такие группы высокомолекулярных соединений, как парафины, кислые и нейтральные смолы, меркаптаны, диамандойды, металло органические соединения, парафины и асфальтены (рисунок 1.2) [36, 37]. Они могут содержаться в нефти и отложениях в различных количестве и форме.

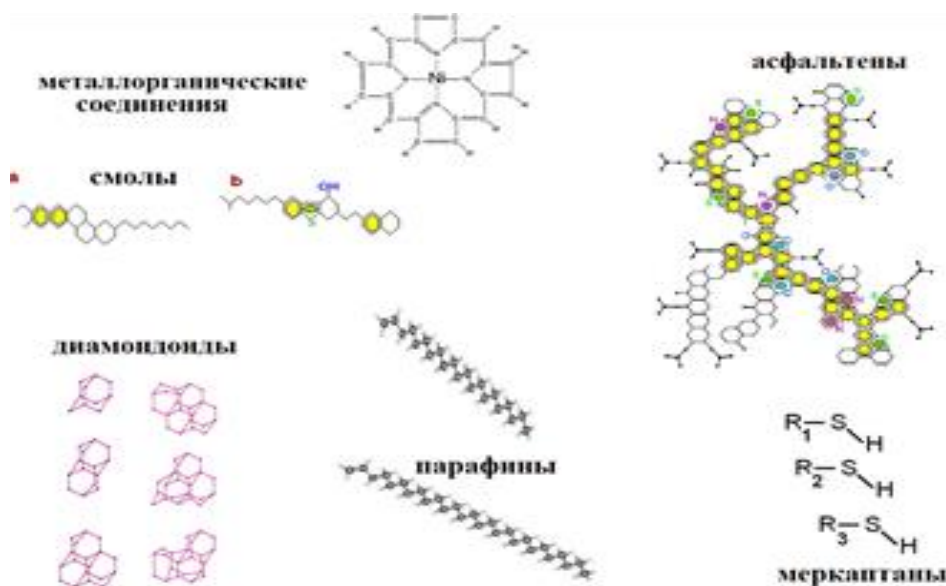


Рисунок .2 – Высокомолекулярные компоненты органических отложений

Смолы

Смолисто-асфальтеновые вещества представляют собой сложную смесь высокомолекулярных соединений смешанных структур, содержащих азот, серу, кислород, металлы. Их много в «тяжёлой» нефти Казахстана, Средней Азии, Башкирии. Их летучесть невелика, в бензиновый и керосиновый дистилляты они не попадают.

Состав и свойства нефтяных смол зависят от химической природы нефти. Несмотря на различную природу у нефти на различных месторождениях, содержание углерода и водорода в смолах колеблется в сравнительно узких пределах (в % масс.): С – от 79 до 87; Н – от 9-11, а кислорода колеблется от 1 до 7 % масс., серы от десятых долей процента до 7-10%. В некоторых смолах содержится азот (до 2 %).

Смолы составляют от 70 до 90 % всех гетероорганических соединений нефти. Они богаче водородом, чем асфальтены, на 1-2%. Большую часть смол составляют нейтральные вещества. Небольшое количество смол имеет кислый характер и образует асфальтогеновые кислоты. Они представляют собой вязкие, темные смолы, растворимые в спирте, бензоле, хлороформе. Это очень вязкие малоподвижные жидкости, а иногда и твердые аморфные вещества от темно-коричневого до бурого цвета. Плотность их близка к 1,1 г/мл, молекулярная масса от 600 до 1000.

Асфальтены

Асфальтены являются более высокомолекулярными соединениями, чем смолы. Они отличаются от смол несколько меньшим содержанием водорода и более высоким содержанием гетероатомов. Считают, что асфальтены являются продуктами конденсации смол. Асфальтены образованы циклическими, полиядерными конденсированными структурами, похожими на графит.

Представляют собой порошкообразные вещества бурого или чёрного цвета. При нагревании они размягчаются, но не плавятся. При нагревании выше 300°C асфальтены превращаются в кокс и газы. Асфальтены химически активны. Они окисляются, сульфуются, галогенируются, нитруются, вступают в конденсацию с формальдегидом. При хранении на свету и при доступе воздуха они переходят в карбены, теряя растворимость.

Содержание асфальтенов в нефти колеблется от 1 до 20%. Элементный состав (%): C (80-86), H (7-9), O (2-10), S (0,5-9), N (до 2); в микроколичествах присутствуют V и Ni (суммарное содержание 0,01-0,2%), Fe, Ca, Mg, Si и др. металлы, входящие в состав металлокомплексных соединений, например металлопорфиринов.[26]

Парафин

В группу парафинов входят твёрдые углеводороды от C₁₇H₃₆ до C₇₁H₁₄₄. Плотность парафина в твёрдом состоянии колеблется в пределах от 865 до 940 кг/м³. Чистые парафины – белые кристаллические вещества, которые при определённых термодинамических условиях переходят в жидкое состояние.

Парафины устойчивы к воздействию различных химических реагентов (кислот, щелочей и др.), легко окисляются на воздухе.

Высокомолекулярные парафины – церезины (от C₃₇H₇₄ до C₅₃H₁₀₈) отличаются более высокой температурой кипения, большей молекулярной массой и плотностью.

1.2 Механизм образования скопления отложений и влияющие факторы

Единственным источником возникновения асфальто-смолопарафиновых отложений являются молекулы парафина растворенные в нефти и выстраивающие кристаллическую решетку твердой фазы.

Свое обоснованное мнение по вопросу механизмов образования скоплений и влияющих на это факторов высказывал В.Н. Глущенко [21], говоря, что причиной образования АСПО служат:

- присутствие в нефти способных к выпадению асфальтеносмолопарафиновых веществ (АСПВ);
- снижение давления ниже давления насыщения нефти газом;
- уменьшение температуры пластовых флюидов до температуры насыщения нефти парафином;
- безотрывное при данных гидродинамических условиях сцепление АСПО с поверхностью оборудования или коллектора.

При этом формирование АСПО возможно при зарождении и росте парафиновых и смешанных кристаллов на твердой поверхности, а также в потоке флюидов, с последующим их закреплением на поверхности оборудования и коллектора.

АСПО, образовавшиеся в разных скважинах отличаются друг от друга по химическому составу в зависимости от группового углеводородного состава нефтей, добываемых на этих скважинах. Но при всём возможном разнообразии составов для всех отложений установлено, что содержание в них асфальтосмолистой и парафиновой компоненты будут обратными: чем больше в АСПО доля асфальтосмолистых веществ, тем меньше будет содержаться парафинов, что в свою очередь определится их соотношением в нефти. Такая особенность обуславливается характером взаимного влияния парафинов, смол и асфальтенов, находящихся в нефти до момента их выделения в отложения [25].

Отложение парафина вдоль нефтепровода располагается неравномерно. На начальном участке, где температура выше температуры начала кристаллизации парафина, его отложения незначительны. Далее при снижении температуры парафин начинает интенсивно выпадать и отложения его становятся существенными. Затем толщина отложений парафина по длине нефтепровода уменьшится, т.к. нефть движется уже с почти постоянной температурой, примерно равной температуре окружающего грунта. Особенно интенсивно отложение парафина идет при остановках нефтепровода. Отложение парафина по сечению трубы также происходит неравномерно. В нижней части парафина откладывается меньше, чем в верхней и на боковых образующих. Это объясняется тем, что пластовая вода,

содержащаяся в нефти, препятствует отложению парафина, а мех.примеси, попадающие в нефть, сдирают со стенок отложившийся парафин. [24]

Многочисленные промысловые исследования показали, что характер распределения парафиновых отложений в подъёмных трубах различного диаметра примерно одинаков.

Толщина отложений постепенно увеличивается от места начала их образования на глубине 500-900 м и достигает максимальной толщины на глубине 50-200 м от устья, затем уменьшается до 1-2 мм в области устья(см. рис.7.1).

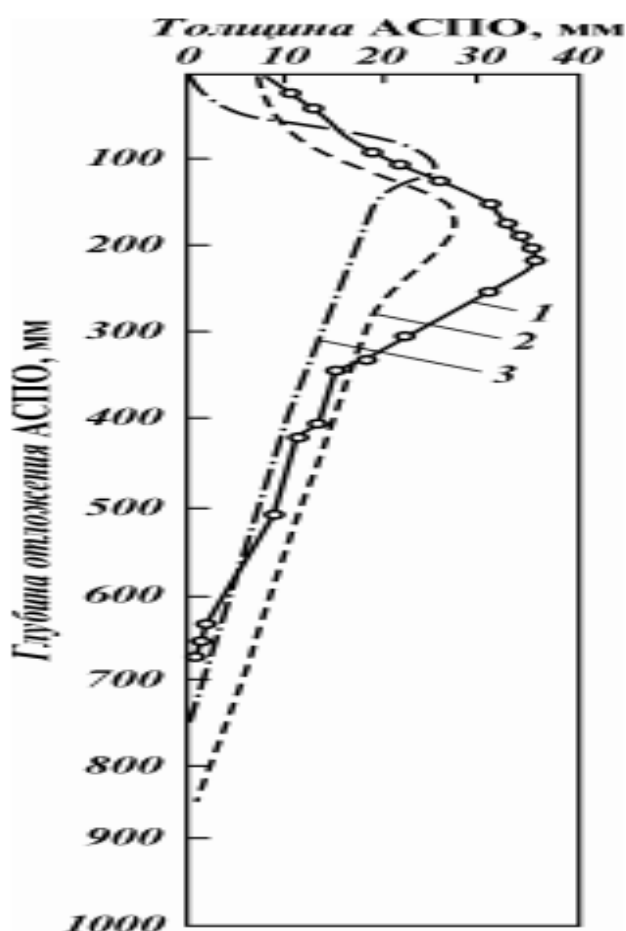


Рис. 3 Динамика образований АСПО по длине подъемника различных диаметров, мм: 1-89; 2-73; 3-62 мм.

Таким образом, асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой высокодисперсные суспензии кристаллов парафина, асфальтенов, смол и минеральных примесей в маслах и смолах. Основными факторами образования АСПО являются изменение термобарических условий, состава и

свойств флюидов, наличие глобул газа и механических примесей в составе флюида.[22]

В местах образования этих скоплений происходит сужение живого сечения нефтепровода или трубопровода. В областях с уменьшенным сечением появляется значительно сопротивление, чтобы его преодолеть насосом расходуется немалая часть напора, что понижает дебит скважины.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод, что необходимо производить тщательный выбор технологических параметров условий эксплуатации, который должен обеспечить минимизацию процесса образования АСПО.

1.4. Основные направления и методы борьбы.

На данный момент определены два основных направления(см рис.4), в которых постоянно развиваются и ищутся новые способы борьбы с АСПО.

Первое направление это по заблаговременному замедлению образования и накопления отложений. К нему относятся мероприятия с использованием : гладких покрытий; специальных химических соединений; физическое воздействие.

Ко второму направлению относятся методы с непосредственным воздействием на скопления АСПО. К ним принадлежат различные тепловые методы, механические методы, химические методы. Как показывает практика, наиболее положительное воздействие оказывают предупреждающие методы борьбы, вследствие того, что при их использовании работа оборудования более стабильна, менее подвержена авариям, улучшаются экономические показатели, а также затраты на разработку.

Некоторые методы одновременно относятся к обоим направлениям. Нельзя забывать также о том, что разрабатываемые месторождения различаются по многим показателям, следовательно в большинстве случаев требуется индивидуальный подход к решению данной проблемы. Отложения асфальтосмолопарафинов, что образовались в разных скважинах, можно различать друг от друга по их химическому составу, который изменяется в зависимости от группового углеводородного состава нефти, добываемой на скважинах

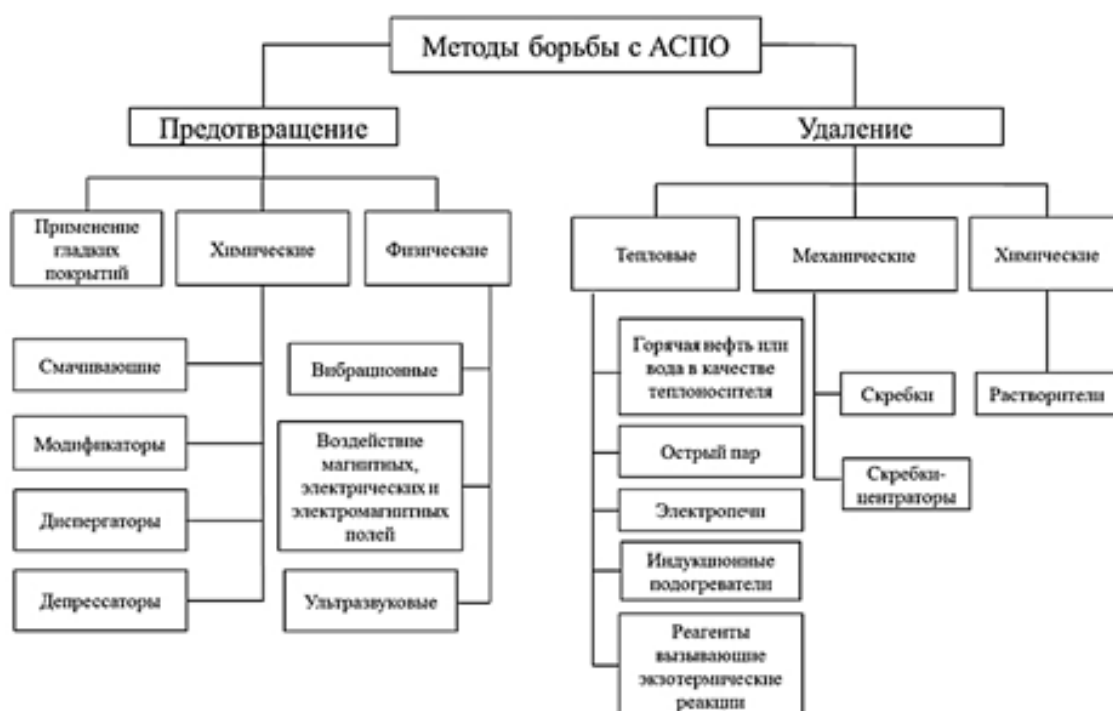


Рисунок 4 – Классификация методов борьбы с АСПО

Специальные покрытия поверхности труб.

Исследованиями ученых БашНИПИнефти и ТатНИПИнефти установлено, что шероховатость поверхности труб обсадных и подъемных колонн является одним из факторов, способствующих образованию отложений АСПО. Это подтверждено в работе [51].

Этот метод используют для предотвращения образований АСПО. Для борьбы с отложениями парафина в лифтовых колоннах скважин наиболее широко используются защитные покрытия, в качестве которых применяют полярные (гидрофильные) материалы с диэлектрической проницаемостью 5—8 ед., обладающие низкой адгезией к парафину и имеющие гладкую поверхность. Известно несколько защитных материалов.

Бакелитовый лак относится к материалам полярной группы. Обладает низкой адгезией к парафину. Слабо сцепляется с поверхностью металла, хрупок

Эпоксидные смолы являются слабо полярными материалами, обладают высокой адгезией к металлу и менее низкой сопротивляемостью парафинизации. Стекло из известных материалов имеет наименьшую сцепляемость с парафином и пригодно для использования в любых встречающихся на практике средах. Наиболее эффективны легкоплавкие стекла марки С-89, имеющие температурный коэффициент линейного расширения, близкий к коэффициенту расширения металла.

Стеклоэмали, как и стекло, являются полярными материалами обладают высокой адгезией к стали и низкой сцепляемостью с парафинами (за исключением случаев, когда поверхность эмалевого покрытия пориста). Полиэтилен является продуктом полимеризации этилена. Он обладает высокой морозостойкостью (-70°C), химической устойчивостью в растворах щелочей, солей, кислот и водостойкостью. Применяется в покрытиях внутренней поверхности трубопроводов для комплексной защиты (парафин, соли, коррозия).

Как метод предотвращения АСПО следует отдельно выделить применение гладких защитных покрытий из лаков, стекла и эмали. При перевозках, спускоподъемных операциях и в скважинах НКТ подвергаются значительным ударным, растягивающим, сжимающим, изгибающим и другим нагрузкам. Стеклоэмальное покрытие ввиду его хрупкости, значительной толщины и отсутствия сцепления с металлом трубы не надежно и разрушается в процессе спускоподъемных операций. Последнее приводит к образованию стеклянных пробок в колонне НКТ и заклиниванию насосов. Кроме того, технология нанесения стеклянных и эмалевых покрытий предполагает нагрев труб до $700-800^{\circ}\text{C}$, что вызывает необратимые процессы в структуре металла и расплавление вершин резьб. [20]

Химические методы борьбы с АСПО.

Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием скважин и трубопроводов является химический метод, так как он имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер [18]. Химические методы базируются на дозировании в добываемую продукцию химических соединений, уменьшающих, а иногда и полностью предотвращающих образование отложений [19]. В основе действия ингибиторов парафиноотложений лежат адсорбционные процессы, происходящие на границе раздела фаз: нефть-поверхность металла трубы, нефть-дисперсная фаза.

В настоящее время ингибиторы АСПО условно разделяют на группы по предполагаемому механизму действия, такие как : Смачиватели, Диспергаторы, Модификаторы, Депрессоры, Реагенты, комплексного действия.

Ингибирующие свойства проявляет весьма широкий набор соединений различной химической природы. Однако при всем их разнообразии можно

выделить три общих признака. Во-первых, все они, даже присадки неполимерного типа, обладают довольно значительной молекулярной массой (в диапазоне 500-10000), которая в несколько раз больше молекулярной массы наиболее тяжелых алканов нефтепродуктов и нефтей, обуславливающих их низкотемпературные свойства. Во-вторых, макромолекула присадок, как правило, представляет собой сочетание полиметиленовой цепи с полярными группами. В-третьих, все вещества, даже неполимерного типа, полидисперсны по молекулярной массе и по составу. Иными словами, присадка не является индивидуальным веществом, а представляет собой смесь молекул различного состава и молекулярной массы [17].

В последнее время наметилась тенденция к разработке присадок комплексного действия, что достигается за счет создания композиции присадок с различным спектром действия. Использование химреагентов для предотвращения образования АСПО во многих случаях совмещается с:

- процессом разрушения устойчивых нефтяных эмульсий;
- защитой нефтепромыслового оборудования от коррозии;
- защитой от солеотложений;
- процессом формирования оптимальных структур газожидкостного потока.

Удалители и растворители АСПО

В настоящее время поиск удалителей и растворителей АСПО, как правило, проводится опытным путем. Многие предложенные составы подбирают лишь с учетом наличия сырья в нефтедобывающем регионе, причем выявляется общий эффект взаимодействия АСПО-удалитель, без определенного механизма его действия. Естественно, что такие составы нашли успешное применение лишь на отдельных месторождениях и не во всех технологических процессах удаления АСПО.

Анализ ассортимента удалителей и растворителей АСПО, который описаны в отечественной и зарубежной литературе, показал, что все составы можно разделить на несколько классификационных групп индивидуальные органические растворители ; растворители различных классов органических соединений природного характера; смесь одного или различных классов органических соединений производств нефтехимии и нефтепереработки;

удалители на водной основе и многокомпонентные смеси. Удалители последнего типа можно классифицировать как моющие смеси, так как их действие сводится в основном не к растворению составляющих АСПО, а к их диспергированию и отмыву. В состав моющих средств, как правило, входят различные оксиалкилированные продукты, щелочи, электролиты, спирты, кислоты и другие компоненты. Многие составы обладают рядом преимуществ перед удалителями органического характера. Они менее взрыво- и пожароопасны, более технологичны (при условии поставки их на промыслы в товарной форме), создают гидрофилизирующие пленки на твердых поверхностях [14, 15, 16].

Термические методы

Температурные методы борьбы с АСПО применяются как для удаления, так и для предотвращения образований. Они основаны на свойствах парафина плавиться при температурах выше 50°C и, стекая с нагретой поверхности, освобождать ее.[4]

Воздействие высокой температуры требует специального источника тепла, который может быть помещен непосредственно в зону отложений или вырабатывать теплосодержащий агент на устье скважины.

Тепловые методы борьбы с АСПО - это периодическая обработка скважин температурой выше, чем температура плавления парафина, различают следующие основные способы:

- 1.Промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя с применением специального агрегата АДП.
- 2.Прогрев продукции скважины проходными стационарными электронагревателями
- 3.Периодический или постоянный прогрев НКТ, пропуском по телу труб электрического тока.

Технология применения теплоносителя предусматривает нагрев жидкости в специальных нагревателях – котельных установках передвижного типа и подачу ее в скважину способом прямой или обратной промывки.

Для этой цели промышленность выпускает специальные агрегаты – депарафинизационные передвижные установки, оснащенные котлами – подогревателями жидкости до температуры 150 °C и насосами, развивающими давление до 16 МПа. Нагретый агент может циркулировать в

скважине определенное время, обеспечивая расплавление и удаление отложений.

Главным недостатком 1 и 2 методов является малая зона прогрева, в следствии потерь тепла в окружающую среду, что делает эти методы не эффективными как самостоятельные на поздней стадии разработки месторождения. В тоже время эти методы имеют ограниченное применение в комбинации с механическими или химическими методами.

Метод прогрева НКТ при прохождении электрического тока, также редко применяется из-за дороговизны, сложности применения скважинах с высокой обводненностью продукции и других причин. Для уменьшения интенсивности отложения парафина следует перепад давления между забоем и устьем свести до минимума. При этом увеличивается осаждения парафина на устье скважины на нефтеотводной трубе и в устьевой арматуре.

В настоящее время нефтедобывающие компании в основном стремятся отказаться от тепловых методов борьбы из-за высокой энергоемкости. [13]. Термические методы обеспечивают очень высокую эффективность предотвращения образования АСПО в скважине, но вместе с тем он очень дорог. Если нефтедобывающее предприятие приобретает электроэнергию у сторонних поставщиков по рыночным ценам, то затраты на реализацию данной схемы предотвращения АСПО, практически сведут на нет рентабельность нефтедобычи. Однако, при наличии избытка собственных генерирующих мощностей, газотурбинных установок, работающих на добываемом попутном газе, реализация данной схемы представляется наиболее оптимальным решением.

Магнитные методы

К физическим методам также можно отнести способ воздействия на продукт магнитом с постоянным полем, который создаётся с помощью специальных устройств.

Воздействие магнитных полей следует отнести к наиболее перспективным физическим методам. Использование в нефтедобыче магнитных устройств для предотвращения АСПО началось в пятидесятые годы прошлого века, но из-за малой эффективности широкого распространения не получило. Отсутствовали магниты, достаточно долго и стабильно работающие в условиях скважины. В последнее время интерес к использованию магнитного поля для воздействия на АСПО значительно возрос, что связано с

появлением на рынке широкого ассортимента высокоэнергетических магнитов на основе редкоземельных материалов. [12].

Установлено, что под воздействием магнитного поля в движущейся жидкости происходит разрушение агрегатов, состоящих из субмикронных ферромагнитных микрочастиц соединений железа, находящихся при концентрации 10-100 г/т в нефти и попутной воде. В каждом агрегате содержится от нескольких сотен до нескольких тысяч микрочастиц, поэтому разрушение агрегатов приводит к резкому (в 100-1000 раз) увеличению концентрации центров кристаллизации парафинов и солей и формированию на поверхности ферромагнитных частиц пузырьков газа микронных размеров. В результате разрушения агрегатов кристаллы парафина выпадают в виде тонкодисперсной, объемной, устойчивой взвеси, а скорость роста отложений уменьшается пропорционально уменьшению средних размеров выпавших совместно со смолами и асфальтенами в твердую фазу кристаллов парафина. Образование микропузырьков газа в центрах кристаллизации после магнитной обработки обеспечивает, по мнению некоторых исследователей, газлифтный эффект, ведущий к некоторому росту дебита скважин. [11]

Для осуществления магнитного способа очистки используют специальное устройство – депарафинизатор. Установка депарафинизаторов как правило сопровождается увеличением на (10- 20%) дебита скважин, снижением некоторых видов коррозии. Увеличивается межочистной период, предупреждается АСПО выкидных линий нефтедобывающих скважин, увеличивается приемистость нагнетательных скважин на 50 - 150 %, ускоряется водогазонефтяная сепарация.

Устройство отличают простота монтажа, в большинстве случаев не требующая подъема НКТ. Для случая монтажа в наземных линиях устройство монтируется в обвязке устья скважины. Вес большинства устройств лежит в диапазоне 3 - 5 кг, работоспособность сохраняется при 100- 120° С и давлениях до 400 атм не менее 3-х лет. Установка осуществляется: а) путём спуска устройства на проволоке (совместно со скребком или без него) для способов добычи - фонтанного и электропогружными насосами; б) путём включения устройства в колонну штанг или НКТ, для механизированных способов добычи нефти. [10]

Механические методы

Механические способы борьбы с парафином относятся к наиболее ранним, а вследствие простоты и доступности осуществления применяются и в настоящее время. Механические методы борьбы с АСПО используют в основном для периодического удаления АСПО - компонентов с поверхностей нефтяного оборудования, а также с внутренних поверхностей нефтепроводов, коллекторов и т.д. Для этого применяют скребки различных конструкций, эластичные шары, перемешивающие устройства.

Скребки позволили увеличить межремонтный период работы скважины до 3-5 месяцев. Но выявились и негативные стороны их применения:

а) скребки утяжеляли колонну на 700-1000 кг; б) требовалась тщательная центровка колонны штанг после установки. В 1950 году начали применяться пластинчатые скребки и штанговращатели. Поворот колонны штанг со скребками при движении вниз на один шаг позволяет получать на НКТ очищенную винтовую поверхность от каждого скребка, которые суммируются при каждом очередном повороте колонны, и образуют часть очищенной трубы.[9]

В последние годы получили применение скребки-центраторы, выполненные из пластика и монтируемые на штангах с помощью специальных термо-пластавтоматов. Применение НКТ с покрытиями в таких скважинах повышает эффективность их эксплуатации. Однако при ходе вниз колонны штанг со скребками-центраторами образуется турбинный эффект, который поворачивает штанги в обратную сторону, раскручивая их. Это приводит к дополнительным ремонтам и вынуждает применять штанговращатели, что усложняет конструкцию и материальные затраты.

1.5 Волновые методы

Сейчас существует много различных конструкций акустических и вибрационных, электромагнитных устройств для борьбы с отложениями, разнообразные способы воздействия, суть их всех сводится к созданию механических и ультразвуковых колебаний, а также, полей воздействующих на добываемую и транспортируемую продукцию.

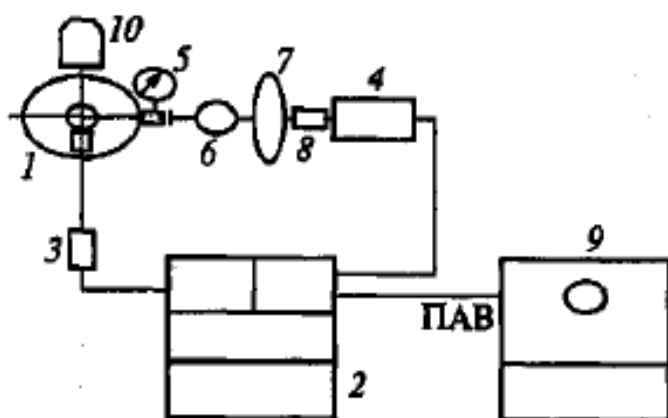
Воздействие можно производить излучением как на призабойную зону пласта(ПЗП), в зоне перфорации или вблизи насосов, используя погружные излучатели, так и на поверхности закрепляя его на поверхностном оборудовании, кроме того существуют ряд методов волнового воздействия на пласт.

1.5.1 Вибрационные

Вибрационные методы позволяют создавать ультразвуковые колебания в области парафинообразования, которые, воздействуя на кристаллы парафина, вызывают их микро перемещение, что препятствует осаждению парафина на стенках труб [4].

Первые опыты применения вибрационных процессов на нефтяных месторождениях в СССР проходили в 60-х гг. прошлого столетия. Обработки скважин проводились с помощью работы скважинных устройств совместно с наземным оборудованием(см.рис.5,). Скважинных устройства, такие как гидродинамические вибраторы и кавитаторы, спущенных в скважину на НКТ, которые создавали колебания давления различной частоты и амплитуды.

Рис.5. Схема обвязки наземного оборудования:



1- скважина; 2 – насосный агрегат; 3- фильтр; 4 – емкость; 5- манометр; 6 – шламоуловитель; 7 – расходомер; 8 – экран для отбора пробы; 9-автоцистерна; 10- подъемник

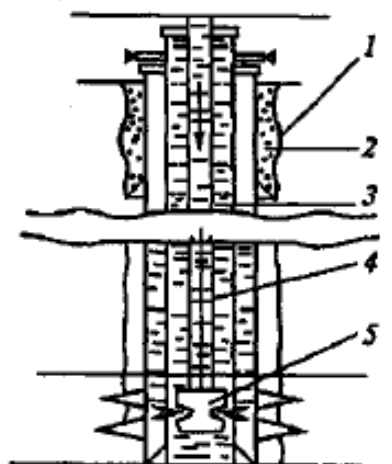


Рис.6. Схема подземного оборудования:

1- шурф под кондуктор; 2- цемент; 3- эксплуатационная колонна; 4- НКТ; 5- устройство воздействия.

Основной эффект от виброволнового воздействия на ПЗП достигается по мнению автора [6], за счет раскупоривания поровых каналов, образования трещин в ПЗП, влияния на реологические свойства жидкостей, увеличение подвижности жидкости в пласте и снижение ее прочности. Прочность жидкости может быть снижена различными методами с последующим кратковременным образованием в призабойной зоне свободной газовой фазы в виде пузырей и газовых полостей. В последующем они схлопываются с возникновением гидравлических ударов различной интенсивности и частоты, обусловленных параметрами и геометрией газовых образований.

Устройство для возбуждение ударных волн давлений в призабойной зоне

Устройство для возбуждение ударных волн давлений в призабойной зоне состоит из ряда элементов, способствующих реализации различных механизмов турбулизации потоков, их закручиванию с последующим повышением скорости истечения из насадок и ударом формирующихся струй о неподвижные преграды (обсадные трубы), отверстия фильтра скважины (перфорационные каналы). Для возбуждения гидравлических ударов и волновых процессов в ПЗС агрегат спускается на забой скважины на НКТ. Нагнетание в НКТ рабочей жидкости (воды, нефти, кисло и др.) производится через вертлюг или шланг. Поток рабочего агента, нагнетаемый через спущенные трубы, разделяется с помощью обтекателя 6

и направляется в кольцевой завихритель с винтовыми каналами 10, в которых происходит турбулизация и закрутка потока жидкости вокруг обтекателя. Далее поток с большой окружной скоростью попадает в кольцевую вихревую камеру 13 и отбрасывается по касательной на ее внешнюю стенку. Из камеры поток выходит с большой скоростью через отверстия 14 с малым сечением в кольцевое пространство скважины и далее встречается со стенками обсадных труб, диспергируя рабочую жидкость, либо струя устремляется в перфорационные каналы (при совпадении с ними направления струи потока).

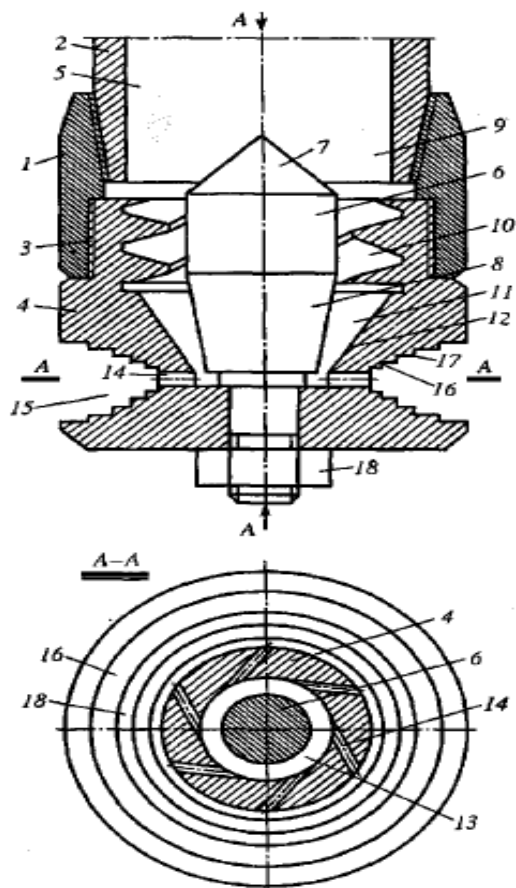


Рис.7. Схема устройства для возбуждения ударных импульсов давления в ПЗС и сечение по А-А.

1- переводник; 2- колонна НКТ; 3 – резьба; 4 – корпус устройства; 5 – осевой канал; 6 – обтекатель; 7 – прямой конус; 8-обратный усечённый конус; 9- кольцевой канал; 10- винтовые каналы круглого сечения; 11- конический конфузор; 12- конусная поверхность корпуса; 13 – кольцевые вихревые камеры; 14 – критические отверстия; 15-расширяющийся канал; 16- кольцевые выточки; 17- вершины кольцевых выточек; 18- контргайка; 19 – хвостовик

Достоинствами виброволнового воздействия является простота метода, использование энергии напора закачиваемой жидкости, сочетание гидродинамических генераторов со штатным оборудованием. Применение технологий показало ее высокую успешность с точки зрения увеличения дебитов скважин различных глубин при разной проницаемости скрытых пород. Возможно повышение эффективности технологии путем совмещения ее с другими видами воздействия.

Первые разработки в данной области имели ряд недостатков, из-за которых они не получили сразу дальнейшего развития. Функционирование всех генераторов сопровождалось значительными кавитационным износом как тангенциальных отверстий, так и поверхности вихревой камеры, что приводило к срыву режима работы и выходу из строя. Также износ касается обсадной колонны. Результаты некоторых испытаний дают основания предполагать, что вибрация влияет на прочность резьбовых соединений НКТ, а также способствует их разрушению и самоотвинчиванию. Применение вибраторов для борьбы с парафином широкого распространения не получило.

1.5.2 Акустические

К этой группе относят методы воздействия упругими колебаниями, имеющими сформированный волновой характер непосредственно в ПЗП. Акустические методы на сегодняшний день достаточно широко изложены в литературе, основополагающими являются работы .

По своей физической природе метод акустического воздействия относится к классу слабых энергетических воздействий и, как следствие, относительно дешев по сравнению с другими методами. Важным достоинством метода является его экологическая чистота.

Ультразвуковой метод воздействия с помощью специальных генераторов ультразвука в отличие от других волновых методов характеризуется особенностями:

- создаются значительно более высокие сжимающие и растягивающие градиенты давления в масштабе, соизмеримом с размером пор;
- существует возможность локального и направленного воздействия на определенные зоны пласта как по радиусу, так и по толщине;
- не возникает нарушения цементного камня и разрушения окружающего пласта.[54]

Преобладающая частота таких излучателей составляет 20-26 кГц, поэтому и метод основанный на их применении называется высокочастотным акустическим. По данным работ О.Л. Кузнецова для дегазация газожидкостной смеси нефти необходима интенсивность ультразвукового воздействия мощностью до 8-10 кВт/м² и более.

В основе акустической очистки лежит свойство ультразвукового поля изменять реологические свойства АСПО, разрушать устойчивые связи на границе порода-флюид, отделять соли и механические частицы от скелета породы.[5] Также ультразвук влияет на изменение вязкости продукта, разрывает непрерывную цепочку, разрушая связи между отдельными частями молекул.

Излучатели входят в состав комплекса аппаратуры(рис.4), включающий скважинный снаряд(излучатель), опускаемый на каротажном кабеле в скважину, и наземный блок питания и управления.

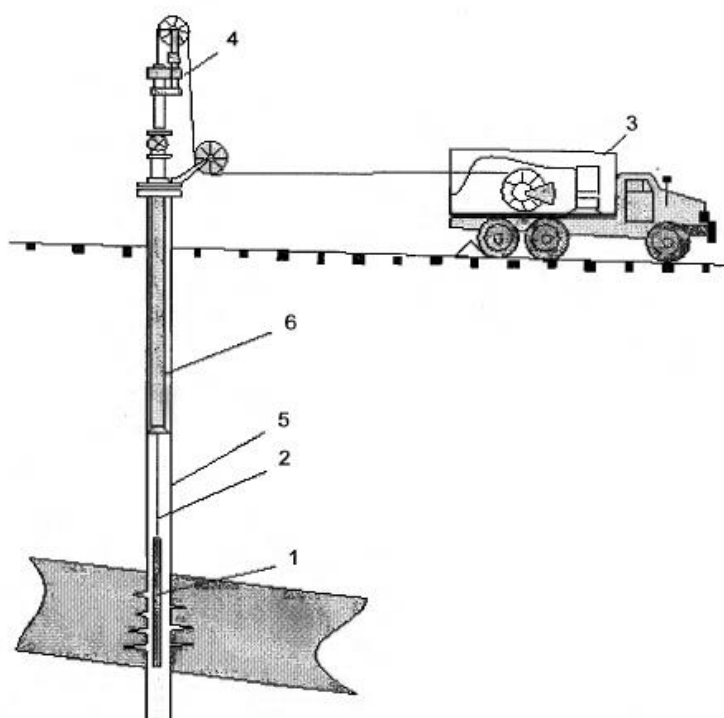


Рис.8. Общий вид аппаратуры акустического воздействия:

1- скважинный источник; 2- кабель; 3- наземная геофизическая станция; 4- блок и лубрикатор; 5-обсадная колонна; 6- НКТ

К настоящему времени накоплен значительный опыт по применению акустических методов , обработано более 2000 скважин на месторождениях с различными характеристиками. Эти методы просты и надежны, не требуют больших затрат. При этом достигается высокая эффективность при обработках высокодебитных(фонтанных скважин), вскрывающих высокопроницаемые пласты скважин, у которых закольматированная зона составляет вплоть до метра. Конструкция современных устройств позволяет осуществлять озвучку не прекращая основной работы скважины.

Выводы

Развитие технологии и техники борьбы с парафинообразованиями имеет длительную историю. Однако нельзя сказать, что к настоящему времени все трудности, связанные с решением данной проблемы, преодолены. Многообразие условий разработки месторождений и характеристик добываемой нефти требует индивидуальных подходов. Сегодня, как и много десятилетий тому назад, в арсенале нефтяников преобладают следующие методы: механические, химические, магнитные, термические, применение специальных покрытий и волновые методы.

В ходе работы был проведен анализ основных методов борьбы с АСПО, определены их сильные и слабые стороны. В ходе анализа, сопоставляя рекомендации к использованию методов и известные параметры скважины № 185 Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, был выбран акустический метод борьбы как наиболее рациональный и выгодный, потому что:

- большая эффективность достигается при обработках высокодебитных (фонтанных) скважин. Добыча на рассматриваемой скважине осуществляется фонтанным способом ($Q = 122$ т/сут).
- основная зона отложений располагается в ПЗП. На рассматриваемой скважине наибольшее количество отложений зарегистрировано в ПЗП.
- низкий газовый фактор ($G_0 \approx 320 \frac{\text{м}^3}{\text{т}}$), благоприятно сказывается на эффективности, так как при движении газонефтяной смеси проходящие ультразвуковые волны будут значительно поглощаться в результате неоднородности среды, содержащей значительное количество природного газа.
- коллекторы с проницаемостью от 20 мД и выше.
- зона кольматации в ПЗП толщиной от 10 см до 1 м. На скважине № 180 замеренная толщина АСПО составляет примерно 10-15 см.

Основываясь на результатах, данных об испытаниях и использовании вибрационных и акустических методов, можно сделать вывод, что технологии подобного рода зачастую, являются экономически более привлекательными по сравнению остальной группой методов за счёт увеличения дополнительной добычи нефти и уменьшения стоимости на 1 скважинно-операцию. Достигаются такие результаты за счёт более низкой себе стоимости данного метода и эффективности, которая не уступает, а иногда и превосходит остальные способы борьбы, при определенных условиях. В свою очередь эффективность их использования определяется конструкцией и характеристиками излучателя, местом его размещения и режимом его работы.

Преимущества акустических методов воздействий перед химическими, механическими и термальными способами воздействия на пласты:

- Низкая стоимость;
- Экологическая чистота;

- Технологическая простота в использовании и компактность аппаратуры;
- Оперативность по времени и месту;
- Короткие сроки обработки скважин;
- Безопасность для конструкции скважин и структуры пластов;
- Сочетаемость с другими методами воздействия на пласты;
- Возможность неоднократного применения воздействия на одной скважине без отрицательных последствий;
- В некоторых случаях осуществление озвучки без прекращения основной работы скважины.

Глава 2. Расчет и подбор оборудования для осуществления спуска-подъемных операций с использованием скважинного акустического излучателя.

Для данного раздела использовались данные со скважины № 185 Казанского нефтегазоконденсатного месторождения.

№	Параметр	Значение
1	Глубина скважины(L)	2300 м
2	Дебит(Q)	122 т/сут
3	Плотность воды(ρ_v)	1018 кг/м ³
4	Плотность нефти(ρ_n)	743 кг/м ³
5	Обводненность продукции	20 %
6	Диаметр обсадной колонны(D)	168х8 мм
7	Диаметр НКТ(d)	73 мм
8	Статический уровень (H _{ст})	150 м
9	Масса акустического излучателя (m)	30 кг
10	Скорость подъема груза (V _{гр})	0.11 м/с

2.1 Расчет и подбор стального каната и барабана

1. Определение плотности перекачиваемой смеси:

$$\rho_{см} = \rho_v \cdot N_v + \rho_n \cdot N_n - \text{плотность смеси}$$

где N_n - доля нефти в продукции скважины,

$$N_n = 1 - 0,20 = 0,80;$$

$$\rho_{см} = 1018 \cdot 0,20 + 743 \cdot 0,80 = 798 \text{ кг/м}^3$$

2. Определение максимальной нагрузке на канате в точке подвеса:

Примем следующие конструктивные параметры:

$$D_б = 550 \text{ мм} - \text{диаметр барабана};$$

$$d_k = 20 \text{ мм} - \text{диаметр каната};$$

Определим максимальную нагрузку на канате:

$$P_{max} = P_{ж} + P_{кан} + P'_{кан} + P_{излуч}.$$

где $P_{\text{излуч}} \approx 300 \text{ Н}$;

$P_{\text{ж}}$ – вес жидкости, Н;

$P_{\text{кан}}$ – вес каната над жидкостью, Н;

$P'_{\text{кан}}$, - вес каната в жидкости, Н.

$$P_{\text{ж}} = \rho_{\text{ж}} \cdot h_{\text{ж}} \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} \cdot g;$$

$$P_{\text{кан}} = \rho_{\text{кан}} \cdot H_{\text{ст}} \cdot \frac{\pi \cdot d_{\text{к}}^2}{4} \cdot g \cdot K_{\text{кан}};$$

$$P'_{\text{кан}} = \rho_{\text{кан}} \cdot h_{\text{ж}} \cdot \frac{\pi \cdot d_{\text{к}}^2}{4} \cdot g \cdot K_{\text{кан}} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{кан}}}\right),$$

где $\left(1 - \frac{\rho_{\text{ж}}}{\rho_{\text{кан}}}\right)$ – коэффициент уменьшения веса каната.

Примем марку стали для изготовления канатной проволоки – Сталь 65 М45.

Предел прочности материала каната $[\sigma_{\text{пр}}] = 2600 \text{ МПа}$;

Плотность каната будет равна $\rho_{\text{кан}} = 7810 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Коэффициент наполнения каната $K_{\text{кан}} = 0.8$.

Коэффициент запаса прочности каната $n_{\text{зап}} = 4$.

$$h_{\text{ж}} = L - H_{\text{ст}} = 2300 - 150 = 2150 \text{ м.}$$

$$P_{\text{ж}} = 1018 \cdot 2150 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.073^2}{4} \cdot 9.81 = 89.8 \text{ кН.}$$

$$P_{\text{кан}} = 7810 \cdot 150 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.02^2}{4} \cdot 9.81 \cdot 0.8 = 2886.9 \text{ Н.}$$

$$P'_{\text{кан}} = 7810 \cdot 2150 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.02^2}{4} \cdot 9.81 \cdot 0.8 \cdot \left(1 - \frac{1018}{7810}\right) = 36 \text{ кН.}$$

$$P_{max} = 89800 + 36000 + 2886.9 + 300 = 96.5 \text{ кН.}$$

Условие прочности для каната:

$$\sigma_{\text{сум}} = \sigma_{\text{раст}} + \sigma_{\text{изг}} \leq \frac{[\sigma_{\text{пр}}]}{n_{\text{зап}}},$$

$$\sigma_{\text{раст}} = \frac{P_{max}}{F_{\text{каната}}} = \frac{4P_{max}}{\pi \cdot d_{\text{к}}^2 \cdot K_{\text{кан}}},$$

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{E_{\text{пр}} \cdot \delta_{\text{пр}}}{D_{\text{б}} + d_{\text{к}}}.$$

$$\sigma_{\text{раст}} = \frac{4 \cdot 96500}{3.14 \cdot 0.02^2 \cdot 0.8} = 383 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{2.06 \cdot 10^{11} \cdot 0.8 \cdot 10^{-3}}{0.55 + 0.02} = 289.1 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\text{сум}} = 383 + 289.1 = 672.1 \text{ МПа} \geq \frac{2600}{4}$$

Как видно, условие прочности **не выполняется** для каната с заданными параметрами, поэтому примем следующие конструктивные параметры:

$$D_{\text{б}} = 650 \text{ мм}; d_{\text{к}} = 25 \text{ мм};$$

$$P_{\text{ж}} = 1018 \cdot 2150 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.073^2}{4} \cdot 9.81 = 89.8 \text{ кН.}$$

$$P_{\text{кан}} = 7810 \cdot 150 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.025^2}{4} \cdot 9.81 \cdot 0.8 = 4.5 \text{ кН.}$$

$$P'_{\text{кан}} = 7810 \cdot 2150 \cdot \frac{3.14 \cdot 0.025^2}{4} \cdot 9.81 \cdot 0.8 \cdot \left(1 - \frac{1018}{7810}\right) = 56.2 \text{ кН.}$$

$$P_{max} = 89800 + 4500 + 56200 + 300 = 150,8 \text{ кН.}$$

Условие прочности для каната:

$$\sigma_{\text{раст}} = \frac{4 \cdot 150800}{3.14 \cdot 0.025^2 \cdot 0.8} = 384.2 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\text{изг}} = \frac{2.06 \cdot 10^{11} \cdot 0.8 \cdot 10^{-3}}{0.65 + 0.025} = 244 \text{ МПа.}$$

$$\sigma_{\text{сум}} = 384.2 + 244 = 628.2 \text{ МПа} \leq \frac{2600}{4}$$

На основе данных полученных в ходе расчета, можем сделать вывод, что условие прочности выполняется, оборудование подобрано верно.

3. Определение максимального натяжения F_{max} каната

$$F_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{K_n \cdot \eta_n}$$

где K_n – кратность полиспаста (отношение числа ветвей, на которых висит груз, к числу тяговых ветвей), « K_n » принимается в зависимости от грузоподъемности (табл.2);

η_n – КПД полиспаста, принимается как КПД входящих в полиспаст блоков (табл.2).

$$\eta_n = \eta_6^Z$$

здесь Z число блоков (для простых одинарных полиспастов $Z=K_n$)

η_6 – КПД блока

Определим грузоподъемность G :

$$G = P_{\text{max}} = 150800 \text{ Н} = 15080 \text{ кг} = 15.08 \text{ т}$$

Выбираем $K_n=4$; $Z=4$; $\eta_6 = 0.92$. (табл.1; табл.2 см. прил.1)

Рассчитаем КПД полиспаста:

$$\eta_n = 0.92^4 = 0.71;$$

Рассчитаем максимальное натяжение каната:

$$F_{max} = \frac{P_{max}}{K_n \cdot \eta_n} = \frac{150800}{4 \cdot 0.71} = 53 \text{ кН};$$

4. Рассчитаем разрывное усилие:

$$F_{раз} = k \cdot F_{max} = 4 \cdot 53000 = 212000 \text{ Н}$$

где K – коэффициент запаса прочности, $K = 4$

Для грузовых канатов (тросов) в лебедках, кранах, полиспастах применяется канат двойной крестовой свивки по ГОСТ 3071-55 и 7668-55, состоящий из шести прядей по 37 и 36 проволок в каждой и одного органического сердечника.

Согласно ГОСТ 3071-55 выбираем стальной канат состоящий из шести прядей по 37 проволок в каждой и одного органического сердечника с $d_k = 22 \text{ мм}$; $d_{пр} = 1 \text{ мм}$. (табл.3. см. прил.1)

5. Определение необходимого диаметра барабана

$$D_6 \geq d_k \cdot e;$$

где e – коэффициент, зависящий от типа грузоподъемной машины и режима работы;

$e = 20 \dots 22$ – легкий режим работы «Л»;

$e = 23 \dots 24$ – средний режим работы «С»;

$e = 29 \dots 30$ – тяжелый режим работы «Т».

Принимаем $e = 20 \dots 22$ – легкий режим работы;

$$D_6 = 22 \cdot (20 \dots 22) = 440 \dots 484 \text{ мм}$$

Принимаем $D_6 = 480 \text{ мм}$.

2.2 Подбор по расчетным параметрам электродвигателя и редуктора

6.Определение вращающего момента «Т_б» на барабане

$$T_b = F_{max} \cdot \frac{D_b}{2};$$

$$T_b = 53000 \cdot \frac{0.480}{2} = 1200 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

7. Определение линейной скорости V_т набегающего на барабан тягового каната

$$V_T = V_{гр} \cdot K_n;$$

где V_{гр} и K_н, (см. выше) соответственно скорость подъема груза V_{гр} = 0,11 м/с и кратность полиспасты K_н, =4.

$$V_T = 0.11 \cdot 4 = 0.44 \text{ м/с};$$

8.Определение угловой скорости вращения барабана ω_б.

$$V_T = \omega_b \cdot \frac{D_b}{2}; \text{ отсюда выражаем } \omega_b$$

$$\omega_b = \frac{V_T \cdot 2}{D_b} = \frac{0.44 \cdot 2}{0.48} = 1.83 \text{ рад/с};$$

Частота вращения барабана ν_б составит:

$$\nu_b = \frac{30 \cdot 1.83}{\pi} = 17.4 \text{ мин}^{-1}$$

9. Определяем необходимую мощность электродвигателя ,

$$P_{эл} = \frac{P_{max} \cdot V_{гр}}{\eta_m}$$

где η_м – КПД механизма подъема груза.

$$\eta_m = \eta_n \cdot \eta_b \cdot \eta_p;$$

здесь η_н - КПД полиспаста η_н = 0.71;

η_б – КПД барабана, с опорами качения рекомендуется η_б = 0,97;

η_р – КПД редуктора (чаще всего две ступени цилиндрических

зубчатых передач) $= 0,972^2 = 0,94$.

$$\eta_m = 0.71 \cdot 0.97 \cdot 0.94 = 0.647;$$

$$P_{эл} = \frac{150800 \cdot 0.11}{0.647} = 25.6 \text{ кВт}$$

Для механизмов подъема грузоподъемных кранов рекомендуется принимать электродвигатели переменного тока с фазовым ротором типа МТФ.[51, с 28]

Принимаем электродвигатель серии МТН, типо-размера 511-8, с мощностью $P_{эл} = 30 \text{ кВт}$, частотой вращения двигателя $n_{дв} = 750 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$. (табл.4 см.прил.2)

Основное (базовое) исполнение – асинхронный трехфазный крановый электродвигатель, предназначенный для режима работы S3 ПВ=40% по ГОСТ 183, с питанием от сети переменного тока 50 Гц напряжением 380В (220В, 660В). Климатическое исполнение и категория размещения У1, степень защиты IP54, с типовыми техническими характеристиками, соответствующими требованиям стандартов.

10.Определяем необходимое передаточное число редуктора U_p .

$$U_p = \frac{n_{дв}}{n_6} = \frac{750}{17.4} = 43.1$$

11.Выбор редуктора, устанавливаемого между электродвигателем и барабаном

По передаточному числу ($U_p=43.1$), частоте вращения быстроходного вала ($n_{дв} = 750 \frac{\text{об}}{\text{мин}}$), при среднем режиме работы (ПВ – 25%) и допустимой подводимой мощности к быстроходному валу до 25.6кВт выбираем редуктор РК-500-41,52-12 У1.

Где 500 – межосевое расстояние, мм;

41,52 – номинальное передаточное число;

12 – вариант сборки;

У1 – климатическое исполнение;

Редуктор специальный крановые РК-500Р применяются при работе в повторно-кратковременном режиме, т.е. при переменных нагрузках с

периодическими остановками; допускается их длительная работа с постоянной нагрузкой;

- работа при нагрузке одного направления и реверсивной;
- вращение валов в любую сторону с частотой вращения входного вала не более 1500 об/мин. и окружной скоростью не более 12 м/сек.;
- атмосфера типов I и II по ГОСТ 15150-69 при запыленности воздуха не более 10 мг/куб.м.
- климатические исполнения: У, Т для категории размещения 1...3 и климатические исполнения УХЛ и О для категории размещения 4 по ГОСТ 15150-69

2.3 Расчет и подбор необходимого колодочного тормоза на выходном валу редуктора

12. Определяем действительную частоту времени барабана.

$$n_6 = \frac{v_{дв}}{U_p} = \frac{750}{41,52} = 18 \text{ мин}^{-1};$$

$$\omega_6 = \frac{\pi \cdot n_6}{30} = \frac{3.14 \cdot 18}{30} = 1.884 \text{ рад/с}$$

13. Определяем действительную линейную скорость

каната, наматываемого на барабан

$$V_T = \frac{\omega_6 \cdot D_6}{2} = \frac{1.884 \cdot 0.480}{2} = 0.452 \text{ м/с}$$

14. Вычисляем действительную скорость подъема груза

$$V_{гр} = \frac{V_T}{K_n} = \frac{0.452}{4} = 0.113 \text{ м/с}$$

15. Определяем крутящий момент на быстроходном валу приводной станции механизма подъема, где рекомендуется установить тормозное устройство

$$T_1 = \frac{T_6}{U_p \cdot \eta_p};$$

где T_6 — вращающий момент на барабане, $T_6 = 1200 \text{ Н} \cdot \text{м}$;

U_p – передаточное число редуктора, $U_p = 41,52$;

η_p – КПД редуктора, $\eta_p = 0,94$;

$$T_1 = \frac{1200}{41,52 \cdot 0,94} = 30,7 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

16 . Определяем номинальный вращающий момент T_n , на валу электродвигателя

$$T_n = \frac{P_{эл}}{\omega_{эл}} ;$$

где $P_{эл}$ - мощность принятого электродвигателя, $P_{эл}=30$ кВт;

$\omega_{эл}$ -угловая скорость вращения вала электродвигателя;

$$\omega_{эл} = \frac{\pi \cdot n_{дв}}{30} = \frac{3,14 \cdot 750}{30} = 78,5 \text{ рад/с};$$

$$T_n = \frac{30000}{78,5} = 382,1 \text{ Н} \cdot \text{м} > T_1 = 30,7 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

Таким образом, работоспособность электродвигателя обеспечивается.

17. Определяем крутящий момент, развиваемый максимальной нагрузкой P_{max} в канате на быстроходном валу привода, это и будет являться тормозным моментом

$$T_m = \frac{P_{max} \cdot D_6 \cdot \eta_m}{2 \cdot U_p \cdot K_n} \cdot K_3 ;$$

где $P_{max} = 150,8$ кН; $D_6 = 0,480$ м; $\eta_m = 0,647$; $U_p = 41,52$; $K_n=4$;

K_3 – коэффициент запаса, рекомендуют

$K_3 = 1,75$ для среднего режима работы "С".

$$T_m = \frac{150800 \cdot 0,480 \cdot 0,647}{2 \cdot 41,52 \cdot 4} \cdot 1,75 = 246,7 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

Таким образом требуемый тормозной момент на быстроходном валу привода механизма подъема грузоподъемного крана составляет $T_m = 246,7$ Н · м.

Пользуясь рекомендациями [51, с. 35] и рассчитанному тормозному моменту выбираем тормоз двух колодочный типа ТК-300 с номинальным тормозным

моментом $T_T = 300 \text{ Нм}$, тип электромагнита МО-300Б, диаметр тормозного шкива 300мм (табл.5 см.прил.2).

18. Определяем силу давления каждой колодки на тормозной шкив

$$F_k = \frac{T_m}{f \cdot D_{\text{шк}} \cdot \eta_p};$$

Где $T_m = 246.7 \text{ Н} \cdot \text{м}$;

f – коэффициент трения тормозной ленты о шкив $f \approx 0,45$;

$D_{\text{шк}}$ – диаметр шкива, $D_{\text{шк}} = 300 \text{ мм} = 0.3 \text{ м}$;

η_p – КПД рычажной системы, $\eta_p \approx 0,9$;

$$F_k = \frac{246.7}{0.45 \cdot 0.3 \cdot 0.9} = 2 \text{ кН};$$

19. Определяем силу давления пружины $F_{\text{пр}}$ на конец тормозного рычага

$$F_{\text{пр}} = F_k \cdot \frac{b_1}{a_1};$$

где b_1 – длина от оси шарнира рычага до шарнира колодки, рекомендуется

$b_1 = 0,8 \cdot D_{\text{шк}} = 0,8 \cdot 0,3 = 240 \text{ мм}$; a_1 – длина от оси шарнира рычага до оси рабочей пружины, $a_1 = 1,6 \cdot D_{\text{шк}} = 1,6 \cdot 240 = 384 \text{ мм}$.

$$F_{\text{пр}} = 2000 \cdot \frac{240}{384} = 1.25 \text{ кН};$$

20. Определяем усилие рабочей пружины при замкнутом тормозе

$$F'_{\text{пр}} = F_{\text{пр}} + F_B + \frac{M_{\text{я}}}{a};$$

где $F_{\text{пр}} = 1.25 \text{ кН}$;

F_B – усилие вспомогательной пружины для отвода колодок, рекомендуется $F_B = 30 \dots 80 \text{ Н}$, принимаем $F_B = 50 \text{ Н}$;

$M_{\text{я}}$ – момент силы тяжести якоря электромагнита, относительно оси качания, для электромагнита МО-300Б $M_{\text{я}} = 100 \text{ Н} \cdot \text{м}$;

a – плечо якоря до оси качания, по конструкции типа электромагнита, $a = 50 \text{ мм}$;

$$F'_{\text{пр}} = 1250 + 50 + \frac{10000}{50} = 1.5 \text{ кН};$$

По полученному значению $F'_{пр}=1.4$ кН производят установку главной пружины.

21. Определяем установочную длину « $L_{уст}$ » главной пружины

$$L_{уст} = L_{св} - \frac{F_{пр}}{C};$$

где $L_{св}$ - свободная длина главной пружины, принятая по конкретно выбранному тормозу принимаем $L_{св}=226.5$ мм(табл. 8)

C- жесткость расчетная $C=3.62$ Н/мм

$$L_{уст} = 226.5 - \frac{1500}{36.2}=185 \text{ мм};$$

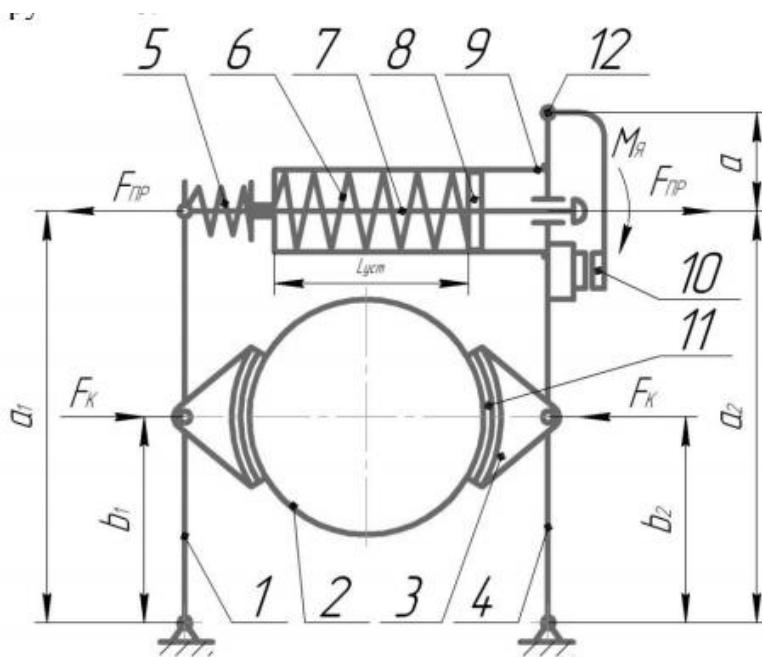


Рисунок 9. Схема двухкулачкового тормоза типа ТКТ

1-Рычаг левый; 2-Шкив тормозной; 3-Колодка; 4-Рычаг правый;

5-Пружина вспомогательная; 6-Пружина главная; 7-Шток;

8-Гайка регулировочная; 9-Обойма рабочей пружины;

10-Электромагнит; 11-Накладка тормозная из асбестовой ленты;

12-Ось качения якоря электромагнита.

22.Выбор муфты

Для соединения валов электродвигателя и редуктора принимаем упругую втулочно-пальцевую муфту №2 с тормозным шкивом диаметром $D_{т.ш.}= 300$

мм с наибольшим передаваемым крутящим моментом $H \cdot m$ и моментом инерции $J_m = 0,6 \text{ кг} \cdot \text{м}^2$ [53, табл. III.5.9].

Наибольший передаваемый муфтой крутящий момент должен быть больше расчетного, т.е.

$$T_m^{\max} \geq T_m = T_m^{\text{ном}} k_1 k_2;$$

где $T_m^{\text{ном}}$ – номинальный момент, передаваемый муфтой, $H \cdot m$. Он принимается равным моменту статических сопротивлений на валу двигателя в период пуска:

$$T_m^{\text{ном}} = T_{\text{ст.п}} = \frac{S_{\max} D_6}{2u_p \eta_{\text{р.м}}} = \frac{53000 \cdot 0,48}{2 \cdot 41,52 \cdot 0,647} = 473,5 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

k_1 – коэффициент, учитывающий степень ответственности механизма. Для механизмов подъема $k_1 = 1,3$ [53, табл. 1.35];

k_2 – коэффициент, учитывающий режим работы механизма. Для механизмов подъема с режимом работы 3М $k_2 = 1,1$ [53, табл. 1.35].

$$T_m^{\text{ном}} = 800 \text{ Н} \cdot \text{м} \geq T_m = 473,5 \cdot 1,3 \cdot 1,1 = 677,1 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Условие выполняется, следовательно, муфта подобрана верно.

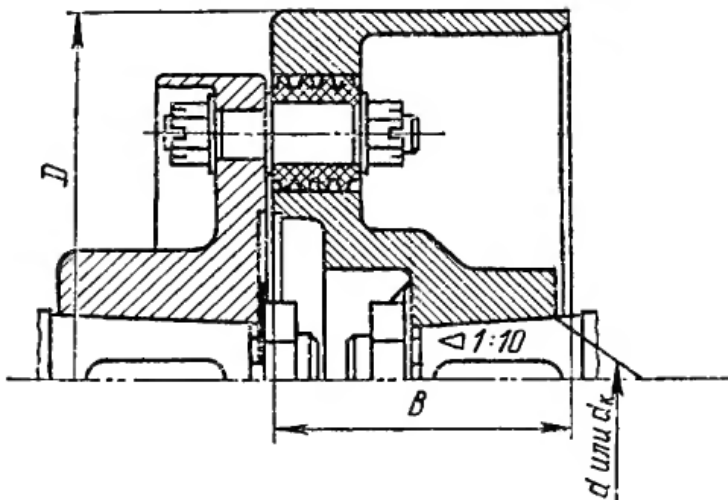


Рис.10 Муфта упругая втулочно-пальцевая с тормозным шкивом

23.Выбор кинематической схемы

Выбираем механизм подъема, который получил широкое распространение в современных грузоподъемных конструкциях [52 с. 11]. Его схема представлена на рисунке 2.

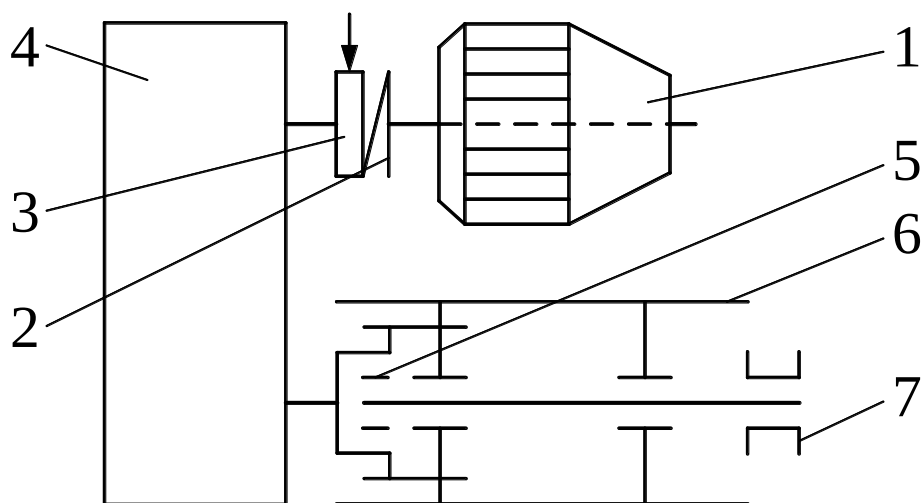


Рис.11 – Схема механизма подъема.

В рассматриваемой схеме вал электродвигателя 1 соединяется с входным валом редуктора 4 с помощью упругой втулочно-пальцевой или зубчатой муфты 2 с тормозным шкивом (со стороны редуктора), который используется для установки тормоза 3. Соединение с помощью упругой муфты предпочтительнее, т.к. она уменьшает динамические нагрузки в период пуска электродвигателя механизма, особенно асинхронного с короткозамкнутым ротором. Выходной вал редуктора выполнен в виде зубчатого венца. В выточке выходного вала редуктора помещается сферический подшипник 5, на который опирается ось барабана 7. Соединение зубчатого венца на конце выходного вала редуктора со ступицей, имеющей на внутренней поверхности зубья и прикрепленной болтами к барабану, представляет собой встроенную в барабан зубчатую муфту.

Глава 3. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.

3.1. SWOT-анализ

Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в табличной форме (табл. 1).

Таблица 1. *Матрица SWOT*

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Наличие бюджетного финансирования;. С2. Более низкая стоимость осуществление операций по борьбе с АСПО по сравнению с другими методами; С3 Экологичность технологии. С4. Квалифицированный персонал. С5. Расчет осуществляется с учетом возможных опасных факторов при осуществлении спуска-подъемных операций скважинного излучателя.	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Использование некоторых упрощений при осуществлении расчетов; Сл2. При расчетах не учтен состав и особенности АСПО для конкретного месторождения; Сл3. Отсутствие возможности проверки результатов исследования в промышленных условиях; Сл4. Отсутствие доступных прототипов исследуемых разработок.
Возможности: В1. Сотрудничество с предприятием-изготовителем скважинных излучателей ; В2. Высокая конкурентоспособность метода ; В3. Получение гранта для дальнейших исследований; В4. Повышение стоимости конкурентных исследований по разработке акустических излучателя.		
Угрозы: У1. Необходимость первоначального капиталовложения для реализации технологии ;		

У2. Развитая конкуренция на рынке производства излучателей;		
---	--	--

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа.

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений.

Интерактивная матрица проекта представлена в табл. 2, табл. 3, табл. 4, табл. 5.

Таблица 2. *Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта.*

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	-	-	-	+	0
	B2	-	+	+	0	0
	B3	-	+	+	+	+
	B4	-	-	0	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C4; B2C2C3, B3C2C3C4C5.

Таблица 3. *Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта.*

Слабые стороны проекта					
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	B1	-	+	+	+
	B2	-	-	+	-
	B3	-	-	-	-
	B4	-	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл2Сл3Сл4; B2Сл3,.

Таблица 4. Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта.

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	+	-	-	0
	У2	-	+	+	0	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1С2; У2С2С3.

Таблица 5. Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта.

Слабые стороны проекта					
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3	Сл4
	У1	-	-	+	0
	У2	-	-	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и слабые стороны проекта: У1Сл3.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа (табл. 6).

Таблица 6. SWOT-анализ

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: С1. Наличие бюджетного финансирования;. С2. Более низкая стоимость осуществления операций по борьбе с АСПО по сравнению с другими методами; С3 Экологичность технологии. С4. Квалифицированный персонал. С5. Расчет осуществляется с учетом возможных опасных факторов при	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Использование некоторых упрощений при осуществлении расчетов; Сл2. При расчетах не учтен состав и особенности АСПО для конкретного месторождения; Сл3. Отсутствие возможности проверки результатов исследования в промышленных условиях; Сл4. Отсутствие доступных прототипов исследуемых разработок.
--	--	--

	осуществлении спуска-подъемных операций скважинного излучателя.	
Возможности: В1. Сотрудничество с предприятием-изготовителем скважинных излучателей ; В2. Высокая конкурентоспособность метода ; В3. Получение гранта для дальнейших исследований; В4. Повышение стоимости конкурентных исследований по разработке акустических излучателей.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: В1С4- наличие квалифицированного персонала в штате команды может расположить предприятие-изготовителя к сотрудничеству; В2С2С3- очевидные преимущества технологии положительно сказываются на конкурентоспособности метода. В3С2С3С4С5 – сильные стороны проекта могут послужить причиной получения гранта для дальнейших исследований.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»: В1Сл2Сл3Сл4 – сотрудничество с предприятием приведет к получению данных о АСПО по конкретному месторождении, а также возможности проверки результатов исследования в промышленных условиях и получить доступ к прототипам скважинных излучателей. В2Сл3- отсутствие возможности подтвердить результаты исследования негативно сказываются на конкурентоспособности технологии.
Угрозы: У1.Необходимость первоначального капиталовложения для реализации технологии ; У2. Развитая конкуренция на рынке производства излучателей;	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»: У1С2 – низкая стоимость реализации метода, позволяет добиться быстро окупаемости, что снижает риски и оправдывает начальные капиталовложения. У2С2С3 – преимущества метода вызывают интерес у сторонних производителей излучателей, что создает развитую конкуренцию на рынке.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»: У1Сл3 – отсутствие данных о промышленных испытаниях вызывает недоверия, которое отрицательно сказывается на желании капиталовложения.

3.2. Планирование научно-исследовательских работ

Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

В данном разделе составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ.

Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 7.

Таблица 7. Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследования в сфере борьбы с АСПО	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы связанной с методами борьбы с АСПО различными способами	Дипломник
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, дипломник

Теоретические и экспериментальные исследования	5	Поиск необходимых теоретических данных, методических указаний и параметров скважины для производства расчетов	Дипломник
	6	Производства расчетов и подбор оборудования для осуществления спуска-подъемных операций с использованием скважинного акустического излучателя	Дипломник
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, дипломник
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, дипломник

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаях образуют основную часть стоимости разработки, поэтому важным моментом является определение трудоемкости работ каждого из участников научного исследования.

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости t_{oji} используется следующая формула:

$$t_{oji} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5},$$

где t_{oji} – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (x)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

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

Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{\text{кал}}, \quad (\text{x})$$

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

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

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (\text{x})$$

где $T_{\text{кал}} = 365$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}} = 104$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}} = 14$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в табл. 8

Таблица 8. Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{\text{ож}}$, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	5	3	Руков.	2	3
Выбор направления исследования в сфере борьбы с АСПО	5	14	7	Руков.	5	8

Подбор и изучение литературы связанной с методами борьбы с АСПО различными способами	14	28	21	Дипл.	16	24
Календарное планирование работ по теме	3	6	4	Руков. дипл.	2	5
Поиск необходимых теоретических данных, методических указаний и параметров скважины для производства расчетов	3	8	6	Дипл.	6	10
Производства расчетов и подбор оборудования для осуществления спуска-подъемных операций с использованием скважинного акустического излучателя	7	14	10	Дипл.	10	14
Оценка результатов исследования	1	5	3	Руков. дипл.	2	4
Составление пояснительной записки	5	10	7	Руков. дипл.	4	6

На основе таблицы 8 строим план график

Таблица 9. Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Испол нител и	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
				Фев.		Март			Апрель			Май			
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Составление ТЗ	Руков.	3												
2	Выбор направления	Руков.	8												
3	Изучение литературы	Дипл.	24												
4	Планировани е работ	Руков. дипл.	5												
5	Поиск параметров	Дипл.	10												
6	Производств а расчетов и подбор оборудовани я	Дипл.	14												
7	Оценка результатов	Руков. дипл.	4												
8	Составление пояснительн ой записки	Руков. дипл.	6												

■ - руководитель, □ - дипломник.

3.3. Бюджет научно-технического исследования

Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научных и инженерно-технических работников, рабочих макетных мастерских и опытных производств, непосредственно участвующих в выполнении работ по данной теме. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 20 –30 % от тарифа или оклада.

Расчет основной заработной платы сведен в табл. 10.

Таблица 10 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнитель и по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу(окладам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	2	3730	7.580
2	Выбор направления исследования	Руководитель	5	3730	18.650
3	Подбор и изучение литературы по теме	Дипломник	16	0.362	5.792
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, дипломник	2	3730;	7.460

5	Поиск необходимых теоретических данных, методических указаний и параметров скважины для производства расчетов	Дипломник	6	0.362	2.16
6	Производства расчетов и подбор оборудования для осуществлени и спуска-подъемных операций с использовани ем скважинного акустического излучателя	Дипломник	10	0.362	3.62
7	Оценка результатов исследования	Руководите ль, дипломник	3	3730 ; 0.362	11.190; 1.086
8	Составление пояснительно й записки	Руководите ль, дипломник	7	3730 ; 0.362	26.11 ; 2.534
Итого					86.80

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп} , \quad (x)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $Z_{\text{осн}}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = T_p \cdot Z_{\text{дн}}, \quad (\text{x})$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. ;

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d}, \quad (\text{x})$$

где Z_M – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-дневная неделя; при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Таблица 11. Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Дипломник
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	32	78
Действительный годовой фонд рабочего времени	150	196

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} * (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) * k_{\text{р}}, \quad (\text{х})$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Таблица 12. Расчет основной заработной платы

Исполнители	$З_{\text{тс}}$, тыс. руб.	$k_{\text{пр}}$	$k_{\text{д}}$	$k_{\text{р}}$	$З_{\text{м}}$, тыс. руб.	$З_{\text{дн}}$, тыс. руб.	$T_{\text{р}}$, раб. дн.	$З_{\text{осн}}$, тыс. руб.
Руководитель	24.349	0,3	0,4	1,3	53.811	3730	19	70.87
Дипломник	5261	0	0	1,3	6.840	0.362	44	15.93
Итого $З_{\text{осн}}$								86.80

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{внеб} = k_{внеб} * (З_{осн} + З_{доп}),$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1%

Таблица 13. Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
Руководитель	86.80	10.4
Дипломник		
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого: 26.345		

Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 14. Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	86.80	
2. Отчисления во внебюджетные фонды	26.354	
3. Накладные расходы	18.1	16% от суммы 1-2
4. Бюджет затрат НТИ	131.2	Сумма ст. 1-3

Глава 4. Социальная ответственность

В данной выпускной квалификационной работе был проведен расчет и подбор подъёмного оборудования для проведения работ по борьбе АСПО с использованием скважинного акустического излучателя. Данный раздел посвящен анализу возможных и вредных факторов при депарафинизации скважины с использованием акустического излучателя.

В качестве рабочего персонала рассматривается звено из двух человек: оператор по исследованию скважин, водитель-оператор.

Рабочая зона - специально оборудованная рабочая площадка с лестницей и перилами вблизи устья. Перила должны быть высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии 40 см друг от друга и бортом 15 см.

К должностным обязанностям оператора по исследованию скважин относятся: замер забойного и пластового давления в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, измерение уровня жидкости в скважине с помощью эхолота и волномера, производство текущего ремонта аппаратуры и оборудования.

4.1. Описание рабочего места на предмет проявления опасных и вредных факторов производственной среды, а также негативного воздействия на окружающую среду.

При эксплуатации нефтепромыслового оборудования и технологических установок опасность для обслуживающего персонала обусловлена следующими основными причинами:

- 1) природный газ под высоким давлением и при высоких температурах представляют опасность для здоровья человека;
- 2) проведение на промысле газоопасных и огневых работ;
- 3) необходимость обслуживания установок в любых метеорологических условиях на открытых площадках, а так же в ночное время;
- 4) в технологическом процессе используются вредные вещества: ингибиторы коррозии и гидратообразования, а в приборах – ртуть;

б) проведение на промысле работ, связанных с электрическим током и электроприборами.

При осуществлении спуска-подъёмных операций на скважине с использованием акустических излучателей возникают опасности связанные с канатными работами.

В процессе работ канатным инструментом возможны случаи пропуска газа через сальниковое уплотнение лубрикатора. Это может привести к гидратообразованию в сальнике и прихвату проволоки, осложняет спуск инструмента и проведение ударов. Кроме того сильный пропуск газа при высоком давлении в скважине может привести к разъеданию сальникового уплотнения, подбросу инструмента, образованию загазованной зоны на устье скважины со всеми вытекающими отсюда последствиями. Поэтому необходимо при выявлении пропуска принять все меры для его устранения. [43]

Для успешного проведения канатных работ необходима прежде всего гарантия прочности и герметичности обсадной колонны. При глушении скважины с высоким пластовым давлением нужно открыть механический циркуляционный клапан с помощью инструмента, спускаемого на проволоке. В этом случае необходимое условие – закрытие скважины, т.к. в работающей высокодебитной скважине спуску инструмента на тросе препятствует восходящий поток продукции. За это время устьевое давление резко повышается, что (при наличии НКТ с обычными резьбовыми соединениями) может привести к пропуску газа в затрубное пространство и тем самым передаче высокого давления на обсадную колонну. [44], [43]

При проведении канатных работ чаще всего происходят аварии, связанные с обрывом проволоки.

При спуска-подъёмных операциях (СПО), осуществляемых инструментами, спускаемыми на проволоке (тросе), возможны аварии из-за отвинчивания резьбовых соединений, соединяющих инструменты, и их "полёта".

При осуществлении ударов яссами нередко случаи выскакивания проволоки из канавки натяжного ролика, а это может привести к защемлению и деформации проволоки и, как следствие, к её обрыву.

При спуске и особенно подъёме канатного инструмента возможны случаи выпадения спускаемого или поднимаемого оборудования из спускного или подъёмного инструмента.

1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды и предлагаемые средства защиты.

Токсичность нефти и нефтепродуктов проявляется при вдыхании их паров. Иногда отравление может произойти в результате попадания жидкого продукта на кожу или слизистые оболочки.

Токсичность испарений и количество вредных веществ в воздухе на промысле напрямую зависит от состава нефтепродукта и его свойств.

Согласно ГОСТ 12.4.041-89 средства индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) должны обеспечивать очистку вдыхаемого воздуха от вредных веществ до содержания, не превышающего предельно допустимые концентрации, установленные ГОСТ 12.1.005, в условиях, для которых они предназначены.

Применение ручного труда в сочетании с охлаждением, воздействием вибрации, травматизацией тканей рук при работе на месторождении являются причиной значительного распространения заболеваний периферической нервной системы и опорно-двигательного аппарата.

При работе на промысле вибрация является вредным фактором производственной среды. Длительное воздействие вибрации вызывает значительный расход энергии и является причиной утомления и нарушения процессов возбуждения и торможения, приводит к расстройству деятельности нервной системы и внутренних органов.

Использование акустических излучателей вызывает вибрации, значения которых не превышают допустимых по нормам СН 2.2.4/2.1.8.566-96.

Согласно ГОСТ 26568-85 к коллективным средствам защиты от вибрации относятся активные средства виброзащиты.

Создание вибробезопасных машин должно обеспечиваться применением методов, снижающих вибрацию в источнике возбуждения, которые приведены в ГОСТ 26568.

При проектировании и строительстве зданий и промышленных объектов, других элементов производственной среды, а также разработке технологических процессов должны быть использованы методы, снижающие вибрацию на путях ее распространения от источника возбуждения, по ГОСТ 26568.

При работе вблизи устья скважины работники подвергаются значительному воздействию шума, поэтому при организации рабочего места следует принимать все необходимые меры по снижению шума, воздействующего на человека. При использовании акустических излучателей значения шумов не превышают допустимые указанные в разд. 2 ГОСТ 12.1.003-83.

Снижение шума зубчатых передач может быть обеспечено заключением коробок скоростей, редукторов в звукоизолирующие кожухи, а также помещением зубчатых колес в масляные ванны. Уменьшение шума электродвигателей металлорежущих станков может быть достигнуто хорошей динамической балансировкой ротора двигателя, повышением жесткости корпуса двигателя, вала ротора, подшипников и др., заключением электродвигателя в звукоизолирующий кожух

Средства борьбы с шумом:

- 1) Разработкой шумо безопасной техники;
- 2) Применением средств и методов коллективной защиты по ГОСТ 12.1.029;
- 3) Применением средств индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051

Если безопасность работ не может быть обеспечена инструкцией оборудования, организацией производственных процессов, архитектурно-планировочными решениями техническими средствами безопасности, то применяют средства индивидуальной защиты. В зависимости от назначения средства индивидуальной защиты (СИЗ) включают: специальную одежду и обувь, изолирующие костюмы, средства защиты органов дыхания, глаз, рук, головы, лица, органов слуха

3. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды.

3.1 Электробезопасность

При депарафинизации скважины с использованием акустических излучателей, источниками поражения электротоком могут быть: приводные двигатели спуска-подъемного оборудования, дизель - генераторы, линии электропередач (ЛЭП), трансформаторы, ТЭНы (трубчатые электронагреватели). Все рабочие механизмы находящиеся под напряжением, должны быть оборудованы специальной защитой, которая может быть в виде резинового кожуха, изолирующего покрытия или заземления. Так же рабочим персоналом должны соблюдаться правила работы с оборудованием под напряжением и использоваться средства индивидуальной защиты, в виде специальной униформы, перчаток и т.д.

3.2 Механические

При осуществлении спуска-подъёмных операций на скважине с использованием акустических излучателей возникают опасности связанные с канатными работами. Основное требование, предъявляемое к комплекту канатной техники, - это безотказность выполнения любой канатной операции по требуемой технологии в течение заданного времени.

В процессе работ канатным инструментом возможны случаи пропуска газа через сальниковое уплотнение лубрикатора. Это может привести к гидратообразованию в сальнике и прихвату проволоки, осложняет спуск инструмента и проведение ударов. Кроме того сильный пропуск газа при высоком давлении в скважине может привести к разъеданию сальникового уплотнения, подбросу инструмента, образованию загазованной зоны на устье скважины со всеми вытекающими отсюда последствиями. Поэтому необходимо при выявлении пропуска принять все меры для его устранения. [43]

При проведении канатных работ чаще всего происходят аварии, связанные с обрывом проволоки.

Установка оборудования, спускаемого на проволоке в скважину, и съём его происходят за счёт среза штифтов при ударах яссами вверх или вниз.

При спуска-подъёмных операциях (СПО), осуществляемых инструментами, спускаемыми на проволоке (тросе), возможны аварии из-за отвинчивания резьбовых соединений, соединяющих инструменты, и их "полёта".

При осуществлении ударов яссами нередко случаи выскакивания проволоки из канавки натяжного ролика, а это может привести к защемлению и деформации проволоки и, как следствие, к её обрыву.

При спуске и особенно подъёме канатного инструмента возможны случаи выпадения спускаемого или поднимаемого оборудования из спускного или подъёмного инструмента. Подобная авария – это следствие ослабления цанговых захватов на инструменте или преждевременного среза срезных штифтов, удерживающих спускаемое оборудование.

Для предупреждения осложнений, вызванных конструктивными недостатками оборудования, необходимо при разработке конструкций и изготовлении канатного оборудования и инструмента тщательно проанализировать условия их работы, возможные осложнения, а также выявить недостатки и наиболее слабые узлы в уже существующих конструкциях.

Промышленные испытания нового оборудования и инструментов следует проводить в возможно более тяжёлых условиях.

Предупредить обрыв проволоки можно при соблюдении правил её технической эксплуатации, т.е. при своевременном осмотре, смазке, удалении потёртых участков проволоки, а также при соблюдении правил спуска инструмента в скважину.

Для предупреждения обрыва проволоки у соединения её с замком необходимо после окончания каждого цикла операций, выполняемых в скважине, обрезать начальный кусок проволоки, а при повторном обрыве у замка, что является сигналом "старения" проволоки, заменить её.

3.3 Пожаровзрывобезопасность

При процессе депарафинизации скважины в атмосферу выделяются легко воспламеняемые пары углеводородов, что может привести к возгоранию.

Для предупреждения возгораний необходимо использовать системы контроля загазирования.

На месторождении должна предусматриваться система пенного пожаротушения, состоящая из резервуара с водой, насосной станции, сети пенных трубопроводов. Также должен быть противопожарный трубопровод с установленными гидрантами. Обязательно наличие огнетушителей

4 Охрана окружающей среды.

4.1 Защита селитебной зоны.

Работа по депарафинизации скважины производится непосредственно на месторождении вдали от населенных пунктов, вследствие этого никаких мер для защиты селитебной зоны предпринимать нет необходимости.

4.2 Воздействие на атмосферу.

При депарафинизации скважин, отложения выносятся потоком нефти в специальный отстойник, в нефти в большой концентрации находятся: парафины, смолы, асфальтены, азот. Работа электродвигателя осуществляется за счет дизельной установки, что в свою очередь приводит к загазованности.

4.3 Воздействие на гидросферу.

При не соблюдении правил технического обслуживания дизельных установок возможен разлив масел и топлива. При неправильной депарафинизации возможно попадания углеводородов в грунтовые воды

4.4 Воздействие на литосферу

Химическое загрязнение почв происходит при слабой гидроизоляции амбаров, отстойников. Из всех видов загрязнения почвенной среды нефтепродуктами и другими группами загрязняющих веществ наиболее опасным является загрязнение горизонта грунтовых вод, так как токсичные вещества могут мигрировать на большие расстояния, распространяться за пределы первоначального участка и проникать к водозаборным сооружениям. Над загрязненной поверхностью подземных вод формируется газовая оболочка из углеводородов.

4.5 Решения по обеспечению экологической безопасности:

В местах, где возможно попадание нефти и сточной воды в открытые водоёмы, следует иметь нефтеловушки, боновые заграждения, биологические пруды. Боновые заграждения необходимо устанавливать после окончания весеннего паводка. Перед ремонтом скважин с целью удаления АСПО, или

принятие мер предотвращающих отложения на подземном оборудовании: необходимо перед спуска-подъёмными операциями выпустить газ и убедиться в отсутствии нефтегазопроявлений. При подъёме НКТ необходимо пользоваться приспособлением против разлива жидкости и отвода её в желобную систему. Текущий ремонт скважин без глушения разрешается производить если гидростатическое давление жидкости в стволе скважины превышает величину пластового давления не менее чем на 3 Мпа.

При перерывах в работе превышающих 30 мин., устье скважины должно быть надёжно закрыто при помощи аварийной планшайбы (противовыбросовой задвижки, крана). Все работы производить только после глушения скважины.

5 Защита в чрезвычайных ситуациях

5.1 Перечень возможных ЧС на объекте

Чрезвычайные ситуации техногенного характера могут возникнуть по причине:

1. Возгорания пролитой горючей жидкости (метанола и других химреактивов, применяемых в процессе добычи и подготовки газа).
2. Возгорание горючих жидкостей в резервуарах товарных парков, емкостях и технологических аппаратах.
3. Пожары на скважинах в результате неконтролируемого фонтанирования.
4. Пожары в результате разгерметизации газо и конденсатопроводов
5. Разрыв трубопроводов, подающих реагенты и воду в нагнетательные скважины;
6. Разрыв любых соединений между блоками в технологическом оборудовании нагнетательных и эксплуатационных скважин, а также при транспортировке добытой продукции;
7. Серьезное нарушение герметичности или разрушение корпуса любого элемента, в том числе сосудов работающих под давлением, через который подаются жидкие, газообразные вещества и вода;
8. Скачки напряжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети
9. Возможность неконтролируемого ГНВП или фонтанирования скважины.

5.2 Описание превентивных мер по предупреждению ЧС

Для предотвращения чрезвычайной ситуации можно использовать следующие мероприятия:

- Размещать наиболее ответственные или потенциально опасные звенья технологической линии в герметических отсеках производственного здания или сооружения;
- Разделять отдельные части технологического оборудования прочными несгораемыми перегородками;
- Предусматривать резервное электропитание для всех звеньев технологической линии;

Использовать сейсмически устойчивые здания и сооружения;

- Оперативно блокировать работу технологической линии и вспомогательного оборудования при наступлении потенциально опасных чрезвычайных ситуаций.
- Использовать надежное и современное противовыбросное оборудование для герметизации устья скважины.

6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Общие требования:

К работе, связанной с удалением АСПО на промысле нефтедобывающих скважин с помощью акустического излучателя, допускаются лица не моложе 18 лет, прошедшие обучение по специальности, проверки знаний, инструктаж по данному виду работ и медицинское освидетельствование.

Работы проводятся звеном в количестве 2 человек: оператор по исследованию скважин, водитель-оператор.

Работники, занятые на данном виде работ, должны быть проинструктированы.

Периодичность и объем работ устанавливается на основе регламента.

Требования промышленной безопасности перед началом работ:

Перед проведением работ необходимо проверить:

- устьевую площадку;
- исправность запорной арматуры на устье;
- герметичность фланцевых соединений и сальниковых уплотнений;
- наличие и исправность манометра на выкидной линии скважины;

Территория должна быть очищена от остатков нефтепродуктов.

Требования промышленной безопасности по проведению работ:

Спец. Техника устанавливается с наветренной стороны на расстоянии не ближе 25 метров от устья скважины. Запрещается устанавливать транспорт под линиями электропередач и оттяжками вышки.

Спуск глубинного излучателя производится на стальной проволоке и осуществляется только при установленном на устье скважины лубрикаторе.

Проволока должна быть цельной, без скруток.

Перед установкой на скважину лубрикатор подвергается гидравлическому испытанию на давление, в 1.5 раза превышающее давление, ожидаемое на устье скважины. Гидравлические испытания лубрикатора обязательны после каждого его ремонта.

В процессе монтажа лубрикатора с акустическим излучателем следует устанавливать на устье скважины при полностью закрытой буферной задвижке

При спуске стоять на лубрикаторной площадке запрещается.

При зависании излучателя и обнаружении препятствий спуск прекратить.

Спуск производить со скоростью не более 120 м/мин, последние 50 м спускать со скоростью 10-15 м/мин.

Список литературы:

- 1 Яценко А.В. Влияние акустических колебаний на проникновение жидкости в капиллярные каналы// Коллоидный журнал – 1986.-Т. 48. -№2.- С. 390-392.
- 2 Радж Балдаев Применения ультразвука. В. Раджендран . – М.: Издательство Техносфера, Паланичами, 2006. – 576 с.
- 3 Основы физики и техники ультразвука: учеб. Пособ. Для вузов/ Б.А. Агранат, М.Н. Дубровин, Н.Н.Хавский. – М.: Высшая школа, 1987.-352 с.
- 4 Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000 -653 с.
- 5 Применение ультразвуковой обработки пласта для борьбы с асальтосмолопарафиновыми отложениями и солями на самотлорском месторождении./Д.С. Решетникова, Н.Р. Кривова, С.В. Колесник, К.В. Федорова(ТюмГНГУ, филиал в г.Нижневартовске) – Журнал «Нефтепромысловое дело» 08.2014.
- 6 Шутилов В.А. Основы физики ультразвука / В.А. Шутилов. – Л.: Изд-во Ленинградского университета, 1980. – 280 с
- 7 Ультразвук: Маленькая энциклопедия. – М.: Советская Энциклопедия, 1979. – 400 с.
- 8 Журнал «Техника и технология добычи нефти» 12 XX'2006 НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО УДК 622.276.5:534-8 © В.С. Аникин, В.В. Аникин, 2008 (Рязанский университет)
- 9 Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра, 1970. - 192 с.
- 10 Ковач В.И., Аливанов В.В., Шайдаков В.В. Магнитная активация жидкости как метод защиты от коррозии. // Нефтяное хозяйство - 2002. - N 10 - с.
- 11 Шайдаков В.В., Лаптев А.Б., Никитин Р.В. Результаты применения магнитной обработки на скважинах, имеющих осложнения по АСПО и эмульсии // Проблемы нефти и газа: Тезисы докладов. III конгресс нефтегазопромышленников, Секция Н. - Уфа. - 2001, - с. 121-122.
- 12 . Карпов Б.В., Воробьев В.П., Казаков В.Т. Предупреждение парафиноотложений при добыче нефти из скважин в осложненных

условиях путем применения магнитных устройств // Нефтепромысловое дело. – 1996.

13 Дипломная работа: Асфальто-смолисто-парафиновые отложения на Зай-Каратайской площади.// Лениногорский нефтяной техникум. 2006г.

14. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник. М.: Недра, 1986. 240 с.

15 Строганов В.М., Турукалов М.Б., Ясьян Ю.П. Некоторые аспекты удаления асфальтено-смоло-парафиновых отложений с применением углеводородных растворителей // Нефтепереработка и нефтехимия. 2006. №12. С. 25-28

16 Строганов В.М., Турукалов М.Б. Экспресс-методика подбора эффективных растворителей асфальтено-смоло-парафиновых отложений // OilGas. 2007.

17 Тертерян Р.А. Депрессорные присадки к нефтям, топливам и маслам. М.: Химия, 1990. 237 с

18 Глущенко В.Н., Юрпалов И.А., Шипигузов Л.М. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство. №5. 2007. С. 84-87.

19. Горошко С.А. Влияние ингибиторов парафиноотложений на эффективность транспорта газового конденсата месторождения “Прибрежное”. Автореферат диссертации на соискание учёной степени кандидата технических наук.: Краснодар, 2003.

20.Овчар, Елена Вячеславовна. Ингибирование образования асфальтосмоло-парафиновых отложений в нефти.// Диссертация кандидата химических наук : 02.00.13 Москва 2007.

21 Глущенко В.Н., Силин В.Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия / В.Н. Глущенко, В.Н. Силин. - М.: Интерконтракт Наука, 2009. - 475 с.

22 ДИССЕРТАЦИЯ на соискание ученой степени кандидата технических наук «ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СКВАЖИНАХ С ПРИМЕНЕНИЕМ РАСТВОРИТЕЛЯ И ОПТИЧЕСКОГО МЕТОДА КОНТРОЛЯ ЗА ПРОЦЕССОМ»/ Щербаков Георгий Юрьевич/«Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»// Санкт-Петербург – 2015

- 23 Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. М.: Наука, 2000. 414 с
- 24 Алиев Р.А., Белоусов В.Д., Немудров А.Г., Юфин В.Л., Яковлев Г.И. Трубопроводный транспорт нефти и газа.
- 25 Диссертация на тему « Ингибирование асфальтосмолопарафиновых отложений из обводненных нефтей»/ Васечкин, Алексей Андреевич/ Москва – 2012г.
- 26 Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. №6. С.19-24.
- 27 Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. М.: Недра, 1970. 192с.
- 28 Каюмов М.Ш., Тронов В.П., Гуськов И.А., Липаев А.А. Учет особенностей образования асфальтосмолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки нефтяных месторождений // Нефтяное хозяйство. 2006. №3. С. 48-49.
- 29 Сорокин С.А., Хавкин С.А. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах // Бурение и нефть. 2007. №10. С. 30-31.
- 30 Минеев Б.П., Болигатова О.В. Два вида парафина, выпадающего на подземном оборудовании скважин в процессе добычи нефти // Нефтепромысловое дело. 2004. №12. С. 41-43.
- 31 Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Хамидуллин Р.Ф. Состав и структура асфальтеносмолопарафиновых отложений Татарстана // Технологии нефти и газа. 2006. №4. С. 34-41.
- 32 Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Сулейманов А.Т. Особенности состава и строения нефтяных отложений // Технологии нефти и газа. 2006. №6. С.19-24.
- 33 Сергиенко С.Р., Таимова Б.А., Таталаев Е.И. Высокомолекулярные неуглеводородные соединения нефти. М.: Наука, 1959. 412 с
- 34 Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник. М.: Недра, 1986. 240 с.

- 35 Шарифуллин А.В. Исследование структуры компонентов АСПО методом ИК-спектроскопии/ А. В. Шарифуллин, Л. Р. Байбекова, Р. Ф. Хамидуллин// Электронный научный журнал «ИССЛЕДОВАНО В РОССИИ». - 2006. – № 1206.
- 36 Mansoori G.A. Phase behavior in petroleum fluids. Downstream section of Encyclopedia of Life Support Systems/G.A. Mansoori// Petroleum Engineering – Downstream section of Encyclopedia of Life Support Systems. - 2009. – pp. 1-33..
- 37 Mansoori G.A. A unified perspective on the phase behaviour of petroleum fluids. Gas and Coal Technology ed/ G.A. Mansoori// International Journal of Oil. - 2009.Vol. 2(2) – pp. 141-167.
- 40.Mettin R., Koch Ph. and Lauterborn W. Modeling acoustic cavitation with bubble redistribution // 6-th International Symposium on Cavitation, Wageningen, 2006.
41. Шестаков С. Д. Основы технологии кавитационной дезинтеграции.- М: ЕВА-пресс, 2001.
42. Margulis M. A. Sonochemistry and Cavitation.- London: Gordon & Breach, 1995.
43. «Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах» (РД 153-39.0-072-01), ОСП ОРБ-99.
44. «Инструкция № 31 по технике безопасности при проведении промыслово-геофизических работ в эксплуатационных скважинах»
45. В.Е. Кулаев, А.В. Орлянский, Л.Н. Яковлева, В.А. Лиханос, В.Ю. Гальков, Е.В. Кулаев, Д.С. Калугин. Расчет основных параметров механизма подъемного крана с выбором необходимого тормозного устройства. Методическое пособие по дисциплине «Детали машин и основы конструирования» раздела «Подъемно-транспортные машины». Ставрополь, 2014.
46. Детали машин и основы конструирования: учебник для студентов вузов по агроинж. специальностям / под ред. М. Н. Ерохина; Ассоц. "Агрообразование". - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: КолосС, 2011. - 512 с.: ил. - (Учебники и учебные пособия для

студентов вузов. Гр. МСХ РФ).

47. Александров М. П. Подъемно-транспортные машины.

Учебник для ВУЗов: Изд-во: Высшая школа, 2006

48. Акулышин А.Н. и др. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин.- М.:

Недра, 1889 г. 480 с.

49. Бухаленко Е.И. и др. Техника и технология промывки скважин.- М.:

Недра, 1982.- 197 с.

50. Бухаленко Е.И. "Нефтепромысловые оборудования": "Справочник" - 2-е издание, - М., Недра, 1990 г.

51. Голонский П.П. Борьба с парафином при добыче нефти. —м.: Гостоптехиздат, 1960-88 с.

52. Довгяло В. А. Грузоподъемные машины: учебно-метод. пособие по курсовому и дипломному проектированию / В. А. Довгяло, И. И. Суторьма. — Гомель: УО «БелГУТ», 2006. — 101 с.

53. Кузьмин А. В. Справочник по расчетам механизмов подъемно-транспортных машин / А. В. Кузьмин, Ф. Л. Марон. — Мн.: Выш. шк., 1983. — 351 с.

54. Музипов Халим Назипович. Интенсификация притоков нефти с помощью звуковых волн.[Текст]: автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук(25.00.17)/ ЗАО «Тюменский нефтяной научный центр».- г.Тюмень, 2005. — 24 с.

Приложение №1

1) Таблица 1. Ориентированная кратность полиспаста в зависимости от грузоподъемности крана

Тип полиспаста	Грузоподъемность G в тоннах (T)				
	≤ 1	1 - 6	6 - 10	10 - 20	20 - 40
Простой	1 или 2	2 или 3	3 или 4	4;5 или 6	-
Сдвоенный	-	2	2	2 или 3	3 или 4

2) Таблица 2. К.П.Д. Простых полиспастов в зависимости от кратности «Кп».

Кратность полиспаста «К _п »	Число блоков в полиспасте	К.п.д. полиспаста « η_n »	
		Опоры скольжения	Опоры качения
2	2	0,92	0,96
3	3	0,88	0,94
4	4	0,85	0,92
5	5	0,82	0,9
6	6	0,79	0,86

3) Таблица 3. Канаты стальные (6 X 37 = 222 проволоки с органическим сердечником, ГОСТ 3071-55).

Диаметр, мм		Расчетный вес 100 погм смазанного каната, кг	Расчетный предел прочности проволоки при растяжении, кГ/мм2					
каната	про воло ки		130	140	150	160	170	180
			Разрывное усилие каната в целом, кГ, не менее					
8,7	0,4	26,27		3 200	3 430	3 660	3 890	4 120
11,0	0,5	40,86	4 630	4 990	5 340	5 700	6 060	6 420
13,0	0,6	59,0	6 690	7 200	7 720	8 240	8 730	9 260
15,5	0,7	80,27	9 100	9790	10 450	11 150	11 850	12 550
17,5	0,8	104,8	11 890	12 750	13 700	14 600	15 500	16 450
19,5	0,9	132,6	15000	16 150	17 300	18 450	19 650	20 800
22,0	1,0	164,6	18 600	20 050	21 500	22 950	24 350	25 800
24,0	1,1	199,1	22 500	24 300	26 000	27 750	29600	31 250
26,0	1,2	237,7	26 900	29 000	31 100	33 150	35 250	37 300
28,5	1,3	266,7	31 300	33 750	36 200	38 600	41 000	43 450
30,5	1,4	322,3	36 500	39 350	42 150	45 000	47 800	50 600
32,5	1,5	368,4	41 700	45 000	48 250	51 450	54 650	57 850

Приложение №2

4) Табл.4 Крановые электродвигатели с фазным ротором

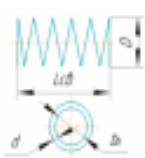
Серии двигателя	Типо-размер	Мощн. кВт	Об/мин
<u>МТН, МТФ</u>	411-6	22	1000
<u>МТН, МТФ</u>	411-8	15	750
<u>МТН, МТФ</u>	412-6	30	1000
<u>МТН, МТФ</u>	412-8	22	750
<u>4МТМ, 4МТН</u>	225 М6	37	1000
<u>4МТМ, 4МТН</u>	225 М8	30	750
<u>4МТМ, 4МТН</u>	225 L6	55	1000
<u>4МТМ, 4МТН</u>	225 L8	37	750
<u>МТН, МТФ</u>	511-6	37	1000
<u>МТН, МТФ</u>	511-8	30	750
<u>МТН, МТФ</u>	512-6	55	1000
<u>МТН, МТФ</u>	512-8	37	750
<u>4МТМ, 4МТН</u>	280 S6	75	1000
<u>4МТМ, 4МТН</u>	280 S8	55	750
<u>4МТМ, 4МТН</u>	280 S10	45	600
<u>4МТМ, 4МТН</u>	280 М8	75	750
<u>4МТМ, 4МТН</u>	280 М10	60	600

5) Таблица 5. Колодочные тормоза с короткоходовыми электромагнитами МО-100Б, МО-200Б, МО-300.

Тип тормоза	Тормозной момент Тг, Нм	Момент якоря магнита Мя, Нм	Тип магнита	Установочное усилие главной пружины, Н	
				Переменный ток	Постоянный ток
ТК100	10	5,5	МО-100Б	150	130
	15	5,5	МО-100Б	205	185
	20	5,5	МО-100Б	260	240
ТК200/100	25	5,5	МО-100Б	210	185
	30	5,5	МО-100Б	240	215
	35	5,5	МО-100Б	245	245
	40	5,5	МО-100Б	300	280
ТК200	60	40	МО-200Б	480	390
	80	40	МО-200Б	595	505
	100	40	МО-200Б	710	620
	120	40	МО-200Б	830	740
	140	40	МО-200Б	945	855
	160	40	МО-200Б	1060	970
ТК300/200	180	40	МО-200Б	855	765
	200	40	МО-200Б	930	840
	220	40	МО-200Б	1010	920
	240	40	МО-200Б	1080	990
ТК300	300	100	МО-300Б	1430	1230
	350	100	МО-300Б	1620	1420
	400	100	МО-300Б	1820	1620
	450	100	МО-300Б	2010	1810
	500	100	МО-300Б	2200	2000

Приложение №3

6) Таблица 6. Главные пружины колодочных тормозов типа ТКТ Материал
Сталь 60С2 ГОСТ 14959-79

Тип тормоза	Диаметр проволки d , мм	Внутренний диаметр $d_{в}$, мм	Длина свободная $L_{св}$, мм	Число рабочих витков	Жесткость расчетная C -Н/мм	Схема пружины
ТКТ 100	3,5	18,5	58,75	8,5	1,65	
ТКТ200	6	30	132	11,5	2,42	
ТКТ300	9	41	226,5	14,5	3,62	