

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

Институт ИПР

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль: машины и оборудования
 нефтяных и газовых промыслов

Кафедра ТПМ

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Подбор механического метода борьбы с асфальтово – парафиновыми отложениями УДК <u>622.276.05.002</u>

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4е21	Лушников Роман Эдуардович		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ ИНК НИ ТПУ	Невский Е.В.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

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 ТПМ

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	Лушников Роман Эдуардович

Тема работы:

Подбор механического метода борьбы с асфальтово – парафиновыми отложениями

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Срок сдачи студентом выполненной работы:

16.06.2016

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.).

Скважина № 180 Казанского нефтегазоконденсатного месторождения, определение нагрузки на штангу с учетом веса скребков, расчет резьбового соединения штанг

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><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></p>	<p><i>Исследование механизмов образования асфальто –смоло – парафиновых отложений, влияние отложений на работу скважины, обзор механических методов борьбы с АСПО.</i></p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

<p>Введение</p>
<p>Образование АСПО</p>
<p>Механизм образования АСПО</p>
<p>Способы борьбы с отложениями</p>
<p>Расчет и подбор оборудования ШСНУ</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

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
4e21	Лушников Роман Эдуардович		

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

Группа	ФИО
4E21	Лушников Роман Эдуардович

Институт	ИПР	Кафедра	ТПМ
Уровень образования	бакалавр	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль: машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

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

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4Е21	Лушников Роман Эдуардович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
4Е21	Лушникову Роману Эдуардовичу

Институт	ИПР	Кафедра	ТПМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль: машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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) 	<p>Рабочее место – устьевая площадка Оборудование – скребок - центратор; Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - повышенный уровень шума на рабочем месте; - неблагоприятные метеорологические условия; - повышенный уровень вибрации; <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> -пожароопасность; -наличие вращающихся механизмов; <p>Воздействие на окружающую среду:</p> <ul style="list-style-type: none"> -загрязнение атмосферы; -загрязнение гидросферы; -загрязнение литосферы; <p>Возникновение чрезвычайных ситуаций:</p> <ul style="list-style-type: none"> - заклинивание скребков – центраторов в колонне насосно – компрессорной трубе; - обрыв штанги при неправильном режиме работы скребков. - пожар при повреждении скребками стенок НКТ;
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>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.</p>
<p>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</p>	
<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей</p>	<p>Физико-химическая природа вредных факторов: - повышенные уровни шума;</p>

<p><i>последовательности:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; - действие фактора на организм человека; - приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); - предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>-повышенные уровни вибрации.</p> <p><i>Действие факторов на организм человека:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - ухудшение слуха; - влияние на нервную систему; - раздражение человека; - нарушение работы сердечно-сосудистой системы; - головные боли; - тошнота. <p><i>Средства индивидуальной защиты:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - противошумные наушники; - противошумные вкладыши; - вибродемпфирующие перчатки; - рукавицы, нагрудники, специальные костюмы.
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> - механические опасности (источники, средства защиты); - термические опасности (источники, средства защиты); - электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); - пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p><i>Источники вредных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - вращающаяся итанга со скребками – центраторами; - возвратно – поступательные движения головки балансира ШНСУ; - маслосистема; <p><i>Средства защиты:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - система пожаротушения; - защитные экраны; - спецобувь; <p><i>Причины появления опасных факторов:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - деформации режущей кромке скребка – центратора; <p><i>Причины пожаров:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - механические повреждения НКТ; - утечка нефти; <p><i>Профилактические мероприятия:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - обучение пожарной ТБ; - контроль оборудования. <p><i>Первичные средства пожаротушения:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - огнетушитель; - песок.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> - защита селитебной зоны - анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); - анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); - анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); - разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p><i>Защита селитебной зоны</i></p> <p><i>Работа по депарафинизации скважины производится непосредственно на месторождении вдали от населенных пунктов, вследствие этого никаких мер для защиты селитебной зоны предпринимать не нужно.</i></p> <p><i>Воздействие на атмосферу.</i></p> <ul style="list-style-type: none"> - Выброс продуктов сгорания топлива <p><i>Выброс отложений, содержащие:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -парафины; -асфальтено – смолистые вещества; <p><i>Воздействие на гидросферу:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -разлив смазочных жидкостей; <p><i>Воздействие на литосферу</i></p> <ul style="list-style-type: none"> -отходы связанные с текущим ремонтом скважины. <p><i>Решения по обеспечению экологической безопасности:</i></p>

	<ul style="list-style-type: none"> - соблюдение инструкций при операциях по наливу и сливу смазочно-охлаждающих жидкостей; - Все работники должны быть обучены безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90; - применение индивидуальных средств защиты по типовым отраслевым нормам при работе с нефтепродуктами.
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 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 	<p>Возможные ЧС на объекте:</p> <ul style="list-style-type: none"> -аварийная остановка при превышении уровня вибрации; -обрыв штанги со скребками – центраторами; - пожар при повреждении скребками - центраторами насосно – компрессорной трубы; -нарушение рабочего режима штанговращателя; - аварийная остановка при превышении угла поворота штанги; <p>В случае возникновения данной аварийной ситуации необходимо действовать согласно инструкции, предписанной данному предприятию на случай возникновения ЧС.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> - специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Правила безопасного ведения работ регламентируются ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»</p> <p>Допуск к работе имеют лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке.</p> <p>Действующая с 1 января 2014 г. редакция ТК РФ определяет, что работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации:</p> <ul style="list-style-type: none"> 1) сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40-часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ); 2) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную

	<i>продолжительность (ст. 117 ТК РФ); 3) повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).</i>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.04.2016г

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент кафедры ЭБЖ ИНК НИ ТПУ	Невский Е.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
4E21	Лушников Роман Эдуардович		

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

Уровень образования Бакалавр

Кафедра ТПМ

Период выполнения весенний семестр 2016

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)
	<i>Раздел 1. Образование асфальто – смоло –парафиновых отложений (АСПО), механизм образования,</i>	...
	<i>Раздел 2. Способы борьбы с отложениями. Классификация способов, Механический способ борьбы</i>	...
	<i>Раздел 3. Патентный поиск. Знакомство с патентами, определение основных недостатков</i>	
	<i>Раздел 4. Расчет и подбор глубинно насосного оборудования ШСНУ</i>	
	<i>Раздел 5. Патентный поиск. Знакомство с патентами, определение основных недостатков</i>	
	<i>Раздел 5. Социальная ответственность</i>	
	<i>Раздел 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	

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.			

ОТЗЫВ

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

Лушников Р.Э.

*«Подбор механического метода борьбы с асфальто – парафиновыми
отложениями»*

Выпускная квалификационная работа Лушникова Р.Э. посвящена выбору метода депарафинизации скважины №180 Казанского нефтегазоконденсатного месторождения и произведению расчета на прочность штанг при использовании пластинчатых скребков.

На основе данных с месторождения и изученной литературы дипломант выбрал толщину режущей кромки пластинчатого скребка, количество скребков, их геометрические параметры и произвел расчет на прочность колонны штанг. Также провел обзор механических методов депарафинизации скважины, где было обосновано применение одного из них, расчеты показали, что использование скребков не повлияет на работу штанг ШСНУ.

В разделе работы, посвященной охране труда и окружающей среды, автор приводит общеотраслевые требования по обеспечению безопасности при выполнении депарафинизации скважины.

Работа Лушникова Р.Э. удовлетворяет требованиям, предъявляемым к выпускным квалификационным работам в **«НАЦИОНАЛЬНОМ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОМ ТОМСКОМ ПОЛИТЕХНИЧЕСКОМ УНИВЕРСИТЕТЕ»**, автор заслуживает присвоения степени БАКАЛАВР по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

Научный руководитель, к.т.н.
Заведующий кафедрой ТПМ ИПР ТПУ

Е.Н. Пашков

РЕЦЕНЗИЯ
на бакалаврскую выпускную квалификационную работу

Студент	<i>Лушникова Романа Эдуардовича</i>
---------	-------------------------------------

Направление	<i>21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов</i>
-------------	--

Кафедра	<i>Теоретической и прикладной механики</i>	Институт	<i>Природных ресурсов</i>
---------	--	----------	---------------------------

Тема работы
Подбор механического метода борьбы с асфальто – парафиновыми отложениями

Представленная на рецензию работа содержит пояснительную записку на 86 листах, 2 листов графической части на формате А4,
Работа выполнена в соответствии с заданием и в полном объеме.

Рецензируемая работа содержит 6 глав/разделов.

В первой главе описаны:

Основные причины образования отложений, рассмотрены механизмы образования, как парафиновых, так и асфальто – смоло – парафиновых отложений.

Во второй главе описаны:

Представлена классификация способов борьбы с парафиновыми и асфальто – смоло – парафиновыми отложениями. Рассмотрен механический способ борьбы с отложениями, обоснован выбор данного метода борьбы для скважины № 180. В данной главе показаны скребки различной конструкции для скважин с различным режимом эксплуатации.

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

Патентный поиск по скребкам – центраторам, как российской разработки, так и американского производства, представлены их чертежи и основные недостатки.

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

Произведен расчет на прочность штанг ШСНУ для скважины № 180 с учетом веса скребков и глубины залегания парафиновых отложений на 1100 м, также рассчитаны геометрические параметры скребка, их количество и толщина режущей кромки. Произведенный расчет удовлетворяет предъявляемым требованиям.

Оценка работы рецензентом в целом

Проблема, рассмотренная в работе является актуальной в современной нефтяной отрасли, в целом работа выполнена на высоком уровне, произведенные расчеты показывают должный уровень знаний дипломанта

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

Лушников Роман Эдуардович

заслуживает оценки:

отлично

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

направление	<i>21.03.01 Нефтегазовое дело, профиль: Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов</i>
-------------	--

Должность место работы рецензента

« ____ » _____ 20__ г.

Ф.И.О. рецензента

М.П. *(организации-места работы рецензента)*

Реферат

Данная дипломная работа включает в себя: 88 страницы, 13 рисунков, 17 таблиц, 70 формул, 12 источников, 1 приложение.

Объект исследования – асфальто – смоло – парафиновые отложения и удаление их с помощью скребков.

Цель работы: Расчет на прочность штанг ШСНУ.

Задачи:

- определить основные причины и влияние характеристик скважины на образования отложений.
- Проверит на прочность штанги ШСНУ, а также подобрать скребок – центратор для удаления парафина.

В дипломной работе рассмотрены способы образования отложений парафина, механизмы образования АСПО, современные способы борьбы с отложениями, также проведен патентный поиск.

Приведенный в дипломной работе расчет показывает, что для данной скважины применение скребков – центраторов целесообразно, условие прочности выполняется.

Результатом проведенной дипломной работы является расчет на прочность штанг ШСНУ. В работе рассмотрено, как параметры скважины влияют на выпадение парафина из нефти.

Ключевые слова: пластинчатый скребок, асфальто – смоло – парафиновые отложения, механический метод борьбы с отложениями, отложения парафинов, асфальто – смолистые вещества.

Определения обозначения, сокращения, нормативные ссылки

«Нормативные ссылки»

1. ГОСТ 17.1.3.05 – 82 «Охрана природы, гидросфера, общие требования к охране поверхностных и подъемных вод от загрязнения нефтью и нефтепродуктами.»
2. ГОСТ 12.0.003 – 74 «ССБТ Опасные и вредные факторы производства»
3. ГОСТ 12.1.003 – 83 «Шум. Общие требования безопасности»
4. ГОСТ 12.1.029 – 80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация»
5. ГОСТ 26568 – 85 «Коллективные средства защиты от вибрации»
6. ГОСТ 12.0.004 – 90 «Техника безопасности»
7. ГОСТ 12.1 0180 – 93 «Электростатическая безопасность»
8. ГОСТ 12.4.041 – 89 «Средства индивидуальной защиты органов дыхания фильтрующие»

«Обозначения и сокращения»

АСПО – асфальто – смоло – парафиновые отложения

АСВ – асфальто – смолистые вещества

ШСНУ – штанговая скважинная насосная установка

Оглавление

Введение	14
1. Образование АСПО	15
1.1 Механизм образования АСПО	18
2. Способы борьбы с отложениями	23
2.1 Основные способы борьбы с парафином	23
2.2 Механические способы борьбы с АСПО	27
2.2.1 Скребки для фонтанно – компрессорных скважин и скважин с погружными электронасосами	29
2.2.2 Способ очистки труб от парафина с применением плунжерного лифта	34
2.2.3 Удаление АСПО с использованием скребков при глубинно – насосной эксплуатации	35
2.2.4 Очистка обсадных колонн скребками	40
3. Патентный поиск	41
4. Расчет и подбор глубинного оборудования ШСНУ	43
5. Социальная ответственность	57
6. Анализ экономической эффективности	65
Заключение	74
Список используемых источников	75
Приложения	76

Введение.

Механизированная эксплуатация нефтяных скважин показывает, что в течении некоторого времени на поверхности промышленного оборудования образуются асфальто-смоло-парафиновые отложения(АСПО). Вязкое вещество темного цвета покрывает толстым слоем трубы, седла клапанов, шарики, полость плунжера и так далее. Такие же отложения возникают и в призабойной зоне пласта, о чем свидетельствуют факты постепенного снижения продуктивности скважины. Условия образования отложений в пласте не всегда поддаются классификации и учету. Данная проблема существует уже более ста лет.

Актуальность данной работы обуславливается тем, что Российские сырьевые ресурсы расположены на месторождениях трудно извлекаемых, тяжелых и высоковязких нефтей. Затраты на удаление АСПО могут составлять до 30% от себестоимости добываемой продукции. Основной фактор, влияющий на образование АСПО – это изменение термодинамических условий. Это сопровождается оседанием парафина на стенках НКТ, глубино-насосном оборудовании, так же приводит к уменьшению рабочего диаметра НКТ. Выпадение АСПО приводит к возникновению аварийных ситуаций, простаиванию скважины, снижению эффективности работы всего оборудования. Несмотря на то, что данная проблема решается уже несколько десятилетий, она остается актуальной и в настоящее время. В связи со вступлением многих нефтяных скважин в позднюю стадию разработки, характеризующихся благоприятными условиями образования АСПО – высокой обводненностью продукции скважины и низкими забойными давлениями. Имеется множество методов борьбы с АСПО основными параметрами выбора того или иного способа зависит от множества факторов. Даже имея такое разнообразие методов борьбы, проблема остается существенной и нуждается в новом – современном решении.

1. Образование АСПО.

На интенсивность образования АСПО в системе транспорта сбора и подготовки нефти влияет ряд факторов, основными из которых являются:

- снижения давления в области забоя и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- интенсивные газовыделения;
- уменьшение температуры в пласте и стволе жидкости;
- изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- соотношение объемов фаз (нефть, вода) [1,2]

Всем известно, что способность нефти растворять парафин падает при понижении температуры, поэтому важнейшим фактором, влияющим на их образование - является перепад температур. В процессе добычи вследствие воздействия более холодной окружающей среды возникает перепад температур. Парафин начинает выпадать из нефти, так как он имеет определенную температуру плавления и благодаря охлаждению в пристенном слое, температура становится ниже – температуры его плавления. Если температура ниже значения, при котором парафин начинает образовываться, то в потоке нефти будут содержаться его кристаллы.

Точка образования АСПО может находиться на разной глубине и зависеть от режимов работы скважины. Также способность теплоотдачи зависит от перепада градиента температур жидкости и окружающих ее пород и теплопроводности пространства между подъемными трубами и эксплуатационной колонны. На практике было установлено, что главными участками накопления основной массы АСПО являются: скважинные насосы, подъемные колонны в скважинах, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов [3]. На внутренне поверхности подъемных труб скважин АСПО откладывается наиболее интенсивно. Можно заметить, что на глубине 0-50 метров от устья наблюдается резкое

снижение отложений, так как движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб. Влияние на отложения парафинов также влияет, как шероховатость стенок, так и наличие в системе твердых примесей. Обводненность нефти и величина рН влияет на формирование отложений неоднозначно, и они различны для различных месторождений.

1.1 Механизм образования АСПО

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), на омываемых поверхностях скважинного оборудования и эксплуатационных колонн, является одним из основных осложнений при эксплуатации нефтедобывающих скважин [4].

Сам процесс формирования АСПО зависит от многих факторов, среди которых – свойства нефти, условия эксплуатации технологического оборудования при добыче. Главное место в образовании АСПО, имеют высокомолекулярные компоненты нефти такие как: асфальтены, смолы, парафины, причем значение имеет не только их количество, но и строение, состав, а также взаимное соотношение. Взаимное соотношение определяет характер взаимодействия высокомолекулярных компонентов нефти и при пониженных температурах, т.е. в условиях, когда возрастают силы межмолекулярного взаимодействия между отдельными компонентами [5].

Несмотря на то, что существует огромное количество публикаций по теме борьбы с АСПО, все равно остается множество направлений, требующих исследований.

Влияние гидравлических условий на возможное формирование отложений парафина проявляется при сопоставлении следующих явлений:

1) При отсутствии движения нефти в трубопроводе, когда, как предполагалось существуют идеальные условия кристаллизации парафина на стенках труб, в реальности же отложений парафина не наблюдается;

2) При ламинарном движении нефти по трубопроводу плотных отложений парафина также не образуется; существующие в нефти парафиновый шлам уносится потоком в резервуары, где он обычно и

осаждается; рыхлый парафиновый шлам может скопиться в трубопроводе случае малых скоростей потока, при статическом состоянии нефти и ее ламинарном движении отсутствуют силы, под влиянием которых частицы парафина могли бы передвигаться из толщи жидкости к поверхности трубы и прилипнуть к ней;

3) При турбулентном движении в ядре потока имеются поперечные скорости, которые при достаточно развитой турбулентности могут отбросить парафиновую частицу к стенке трубы;

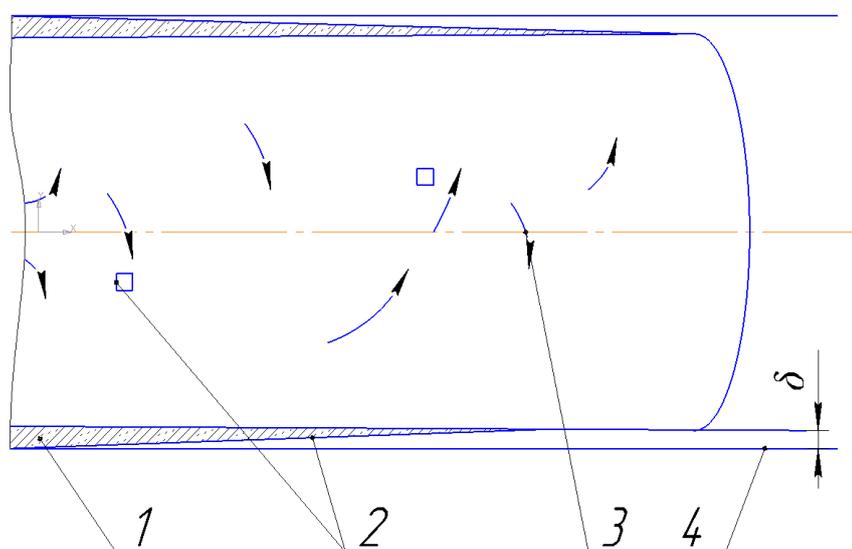


Рисунок 1 – Профиль распределения скоростей при турбулентном потоке

1 – пограничный ламинарный слой; 2 – парафиновые частицы;
3 – ядро потока; 4 – стенки трубы;

Парафиновая частица может прочно пристать к поверхности трубы при условии, если она получит достаточно большую энергию для пробивания пограничного ламинарного слоя, с толщиной δ .

При увеличении числа Рейнольдса δ уменьшается, и проникновение частиц парафина к стенке трубы облегчается. Интенсивность парафинизации должна возрастать пропорционально увеличению скорости потока.

Практика показывает, что интенсивность парафинизации часто возрастает с увеличением производительности скважины (при равных диаметрах труб и вязкостях нефтей число Рейнольдса пропорционально

производительности скважины), но это увеличение парафинизации имеет свои границы. При увеличении скорости потока возрастают и касательные напряжения жидкости на стенке трубы, смывающие отложения парафина.

При движении дегазированной нефти по трубопроводу турбулентность потока небольшая, следовательно, проникновение частиц парафина из ядра потока через пограничный ламинарный слой затруднено, тогда как касательные напряжения, производимые потоком на стенке трубы \propto , возрастают очень быстро. В результате этого парафиновые частицы, проникающие к стенке трубы, смываются потоком, и труба не запарафинивается. Иная картина наблюдается при совместном движении по трубопроводу нефтегазовой смеси. [6]

В этом случае при снижении вязкости нефтегазовой смеси и увеличения скорости движения значительно возрастает турбулентности потока и, следовательно, усиливается процесс проникновения парафиновых частиц к стенке трубы. Касательные же напряжения, смывающие эти отложения, возрастают значительно медленнее, чем в случае потока однофазной жидкости, так как плотность смеси резко уменьшается при увеличении содержания газа в смеси. В результате этого в условиях потока нефтегазовой смеси отложившийся на стенках трубы парафин не смывается потоком, и трубопроводы запарафиниваются.

Считается, что парафинизация оборудования, происходящая за счет налипания взвешенных в потоке кристаллов парафина к поверхности оборудования, в значительной мере усиливается в присутствии пузырьков попутного газа.

В работах К.Г. Яковлева и других отражена идея «осадочного» происхождения парафиновых отложений на стенках промышленного оборудования. Существует два механизма образования смоло – парафиновых отложений : они обусловлены двумя совершенно различными механизмами, один из которых связан с выпадением парафина из нефти, а другой относится к осаждению уже выпавшего парафина на поверхности труб. Выпавший в

объеме нефти парафин может находиться либо непосредственно в жидкой фазе, либо входить в состав бронирующих оболочек вокруг газовых пузырьков, которые имеются во круг каждого пузырька. Кристаллы парафина, взвешенные в потоке нефти или флотируемые пузырьками попутного газа, решающей роли в формировании отложений не играют. Парафин не оседает на стенки из раствора, зарождается на стенке. Возникший кристалл растет, питаясь из протекающего мимо него нефтяного потока. Наиболее низкая температура стенке трубы для данного сечения скважины способствует возникновению и росту новой фазы. Кроме того, предполагается наличие третьего механизма: возникая по соседству с кристаллами парафина на внутренней поверхности лифтовых труб с готовой АСП – оболочкой, газовые пузырьки, в десятки раз увеличивают эффективную поверхность соприкосновения твердой и жидкой фазы и способствуют зарождению новых центров кристаллизации и росту уже возникших кристаллов. Лопаясь, отрываясь от стенки или от парафинового слоя, газовые пузырьки оставляют на ней либо полностью, либо часть своей оболочки. В момент возникновения твердой фазы в потоке лифтовых труб появляются смола – парафиновые отложения. Когда газожидкостная смесь находится в свободном состоянии твердая фаза парафина в потоке отсутствует, весь парафин флотируется пузырьками газа. В итоге механизм формирования асфальто – парафиновых отложений представляется, как правило, в первый раз появляется на пузырьках, которые зародились на стенках скважины.[7]

Выпадающие кристаллы парафина образуют отложения на внутренней поверхности лифтовых труб вместе с уже существующими на поверхности асфальтенами и смолами. В момент отрыва пузырька некоторая часть твердых частиц, которые находились на границе раздела фаз, остается на стенке трубы. При росте газосодержания будет меньше смываться с поверхности восходящим потоком смеси. Отложения представляют собой сотовую структуру, постепенно сцепляясь между собой. Главную роль в

формировании отложений играют парафины, которые образовались на поверхности пузырьков, в свою очередь пузырьки образовались на стенках оборудования. В зоне взрыва газовых пузырьков наблюдается максимальное количество отложений, оболочки которых при взрыве, разлетаются и прилипают к поверхности оборудования.

Также отложения могут возникнуть еще в ряде случаев: во – первых за счет кристаллов, которые растут непосредственно на смоло – парафиновой подкладке, либо благодаря кристаллам парафина, взвешенных в потоке нефти. Во – вторых отложения возникают благодаря осаждению и сцеплению между собой кристаллов парафина и поверхностью лифтовых труб. Первый случай проявляется при условии, когда температура стенок труб ниже, либо близка по значению с температурой выпадения парафина из нефти.

Исходя из выше сказанного можно сделать вывод, что решающую роль в формировании парафина играют, как пузырьки возникающие на поверхности лифтовых труб, так и температура при прохождении газожидкостной смеси по трубам. В итоге можно выделить три механизма образования отложений АСПО.

1) Считают, что в формировании отложений парафина учувствуют, те кристаллы и их формирования, которые появляются из нефти и прикрепляются к стенкам оборудования.

2) Роль газовых пузырьков.

3) Отложения возникают благодаря кристаллам парафина, которые вырастают на непосредственно контактирующих с нефтью поверхностях.

2. Способы борьбы с отложениями

Существует огромное разнообразие способов для удаления отложений парафина, насчитывается около 20, это объясняется тем, что отсутствуют правильные представления о причинах, благодаря которым парафин выпадает из нефти, и механизме образования отложений парафина на поверхности оборудования. Существующая в настоящее время классификация способов борьбы с парафиновыми отложениями основана на

применении практических приемов удаления, либо предупреждения образования отложений.

Классификация по признаку физико – механических свойств взаимодействующих фаз:

- 1) Растворимость парафина в нефти;
- 2) Особенности структуры и прочности парафиновых отложений;
- 3) Энергия взаимодействия кристаллов парафина, взвешенных в объеме нефти, друг с другом и поверхностью оборудования;
- 4) Энергия межмолекулярных связей между кристаллами парафина и поверхностью, на которой они возникают;[8]

Главное выбирать способ борьбы с парафиновыми отложениями, который основан на применении таких свойств взаимодействующих фаз, на которые легко оказывать влияние в нужном направлении современными техническими средствами.

2.1 Основные способы борьбы с парафином.

В настоящее время способы борьбы с парафином разделяют на предупреждения образований парафиновых отложений и удаление этих отложений. По механизму воздействия разделяются на: тепловые, механические, физические и химические. Также возможно применения труб со специализируемым гладким покрытием. Такие покрытия необходимы для предупреждения отложения парафинов.

Механические методы применение скребков различных конструкций, применяют для удаления уже выделившихся и осевших парафинов из нефти на глубине в системе труб.

Тепловые методы используют специальные теплоносители в виде пара, воды и горячей нефти.

Химические методы применение специальных ингибиторов, которые необходимы для предупреждения образования АСПО, а также растворителей для их удаления.

Физические методы используют воздействия ультразвуковые колебания и механические, также применяют магнитные, электрические и электромагнитные поля, которые воздействуют, как на добываемую, так и на транспортируемую нефть.

Также способы борьбы с парафином делятся на очистку с остановкой скважины и без остановки скважины. С остановкой скважины делятся на с извлечением труб из скважины и без извлечения. Подробная классификация представлена на рисунке 2. В свою очередь борьба с АСПО разделяется на: предотвращение, удаление и комплексные методы, рисунок 3.

Правильность выбора метода во многом зависит от геолого – физических характеристик скважины, ее обводненности, газосодержания, глубин залегания парафина, температуры его плавления.

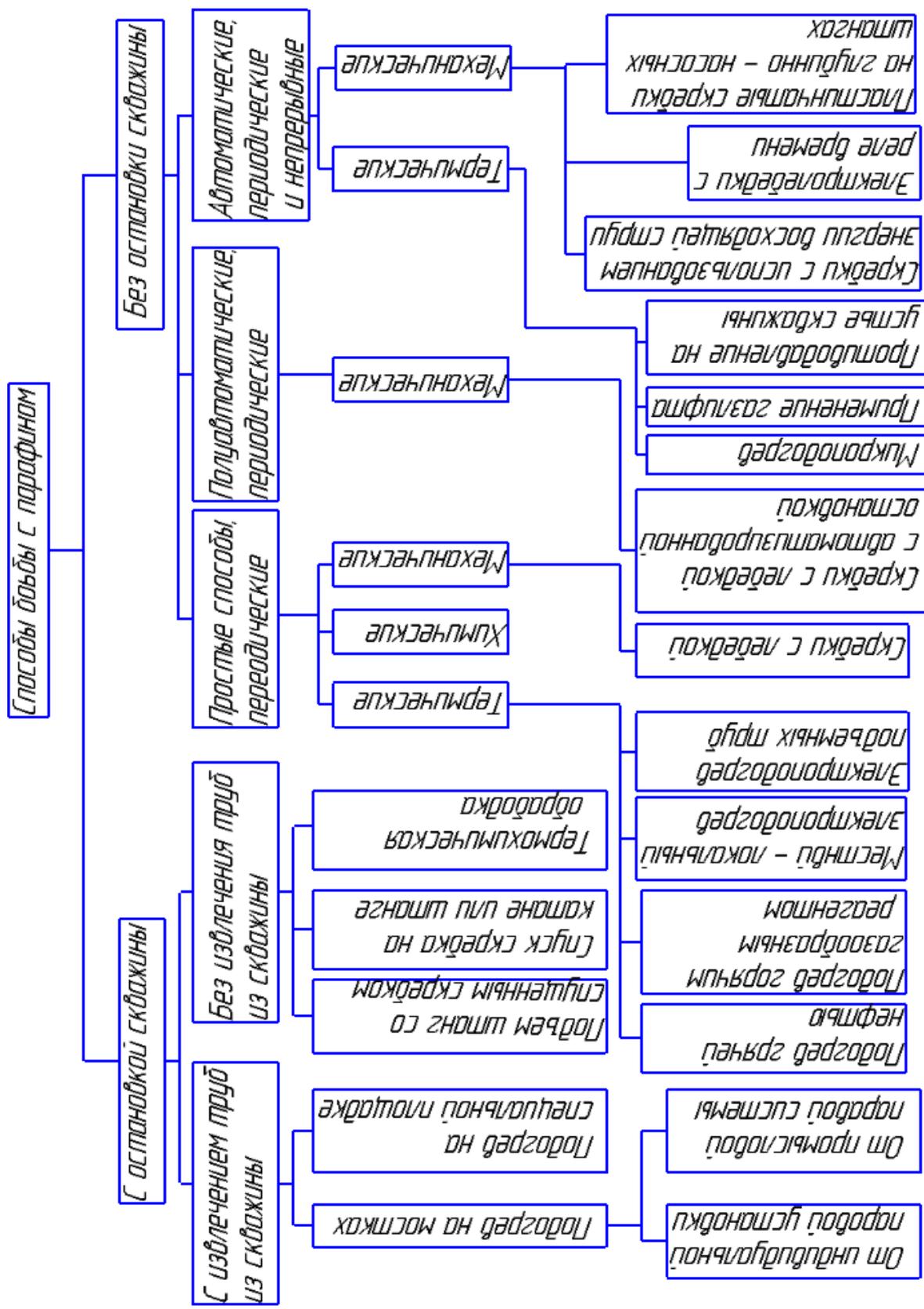


Рисунок 2 – Систематизация способов борьбы с парафином в подъемных трубах

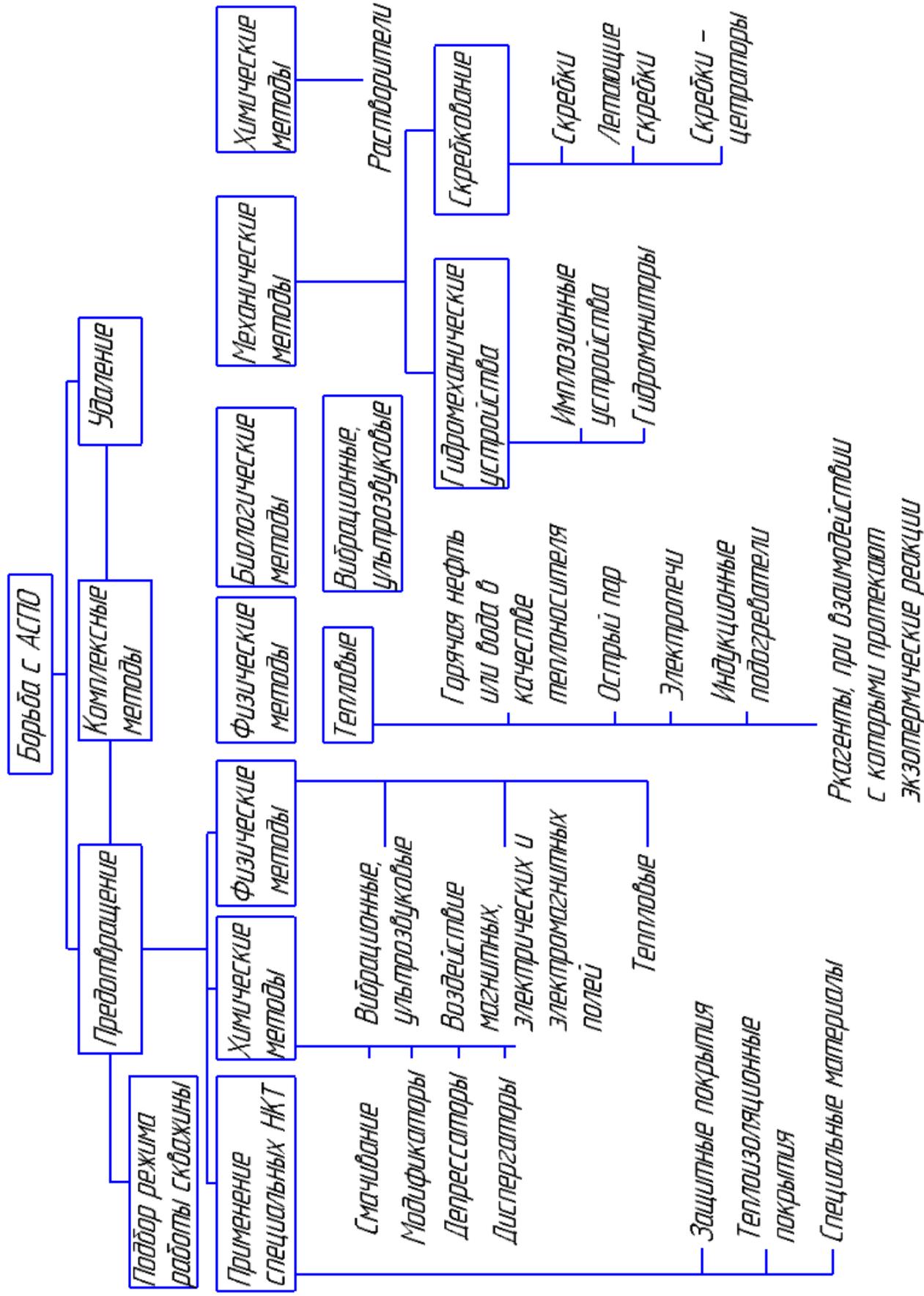


Рисунок 3 – Классификация методов борьбы с АСПО

2.2 Механические способы борьбы с АСПО

Для очистки труб используют скребки различных конструкции, их классифицируют по способу срезания парафина: при движении вниз, вверх, вниз и вверх, при движении вокруг оси. Различают: непрерывного и периодического действия, в зависимости от способа эксплуатации. В зависимости от способа, благодаря которому приводятся в действия: лебедками, энергией потока жидкости, либо штангами.

Скребки спускают в скважину на проволоке. В скважину спускают подъемные трубы 2, концы которых райбируются для того, чтобы обеспечить свободный ход скребка вверх и вниз. Трубы райбируются не только на участке запарафинивания, но и все остальные, что очень важно при ловле упущенных скребков. В нижнем конце подъемных труб из проволоки диаметром 4 - 6 мм делается крестовина 3 для предупреждения выпадения упущенного груза и скребка на забой скважины. Иногда просверливают отверстия, образующий длинный фильтр 4. Это предупреждает от закупорки входного сечения подъемных труб в случае обрыва груза и скребка.

Скребки имеют специальные рабочие элементы такие как: щетки, изготовленные из стальной проволоки, ножи (манжеты) из полиуретана или металла, либо другими соскабливающими или срезающими устройствами. Данный метод очистки труб от парафина – используется давно, но даже сейчас разрабатываются новые конструкции скребков.[9]

В случае применения подъемных труб переменного сечения необходимо на всей длине лифта, подверженной отложению парафина, сохранить диаметр труб постоянным. В верхнюю муфту под посадочным фланцем необходимо ввинчивать воронку 5 с диаметром верхнее ее части равным 1.3 – 1.4 внутреннего диаметра подъемных труб. Над верхним тройником 6 устанавливается буферная заглушка 7. Выше этой задвижки монтируется лубрикатор 8 – герметическая камера, в которой находится приготовленный для спуска груз и скребков. На корпусе лубрикатора сбоку монтируется на парубке вентиль 9 для спуска давления в лубрикаторе. В

верхней части лубрикратора монтируется сальник 10 для создания герметичности проходного отверстия между лубрикратором и проволокой 11, к которой крепится скребок. Второй конец проволоки укреплен на барабане лебедки.

Лубрикратор изготавливают из глубинонасосной трубы диаметром больше диаметра подъемных труб. Длина лубрикратора должна быть достаточной для того, чтобы в нем свободно разместились скребок и груз. Для создания плавного перегиба проволоки и центрирования ее при спуске и подъеме скребка на корпусе лубрикратора устанавливается направляющий ролик 12.

Для обеспечения быстрого и плавного движения скребка вниз и предупреждения его подбрасывания струей восходящего потока при движении вниз и вверх под скребком подвешивается груз 14.

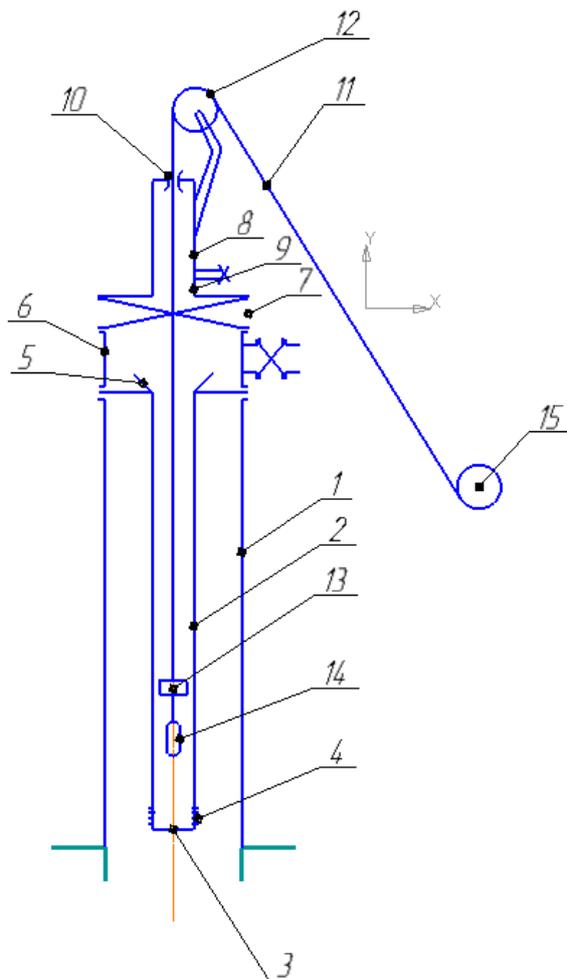


Рисунок 4 – Схема оборудования под депарафинизацию труб скребками

1 – обсадная колонна; 2 – подъемные трубы; 3 – заглушка; 4 – фильтр;
5 – направляющая воронка; 6 – тройник; 7 – буферная задвижка; 8 – лубрикатор; 9 – вентиль для спуска давления в лубрикаторе; 10 – сальник лубрикатора; 11 – проволока; 12 – направляющий ролик; 13 – скребок; 14 – груз; 15 – лебедка;

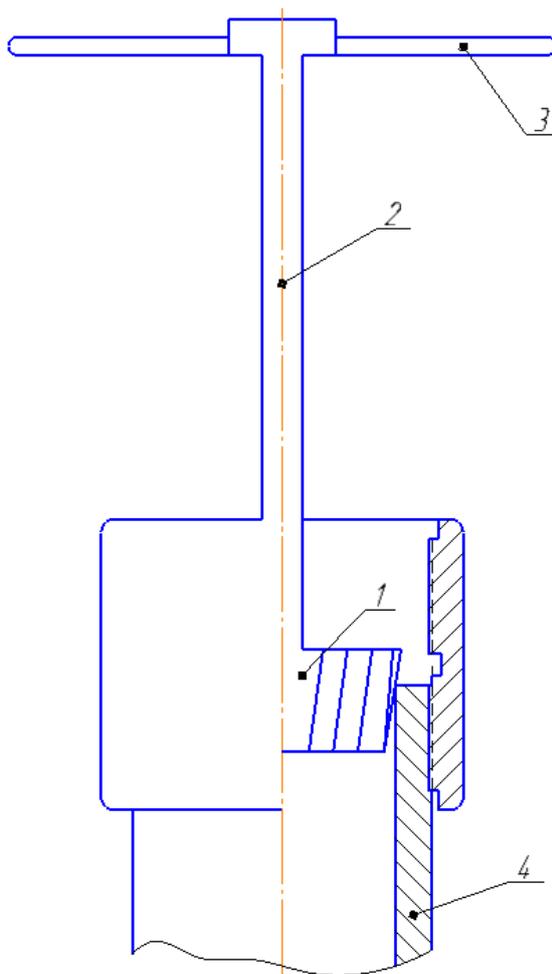


Рисунок 4 – Рейбер для обработки торцевой части подъемных труб.

1 – шарошка рейбера; 2 – шток; 3 – рукоятка; 4 – подъемная труба;

2.2.1 Скребки для фонтанно – компрессорных скважин и скважин с погружными электронасосами.

Способ основан на удалении отложений со стенок труб скребками различной конфигурации и впоследствии выносом его потоком поднимаемого флюида. Конструкции скребком можно классифицировать по

способу срезания парафина: при движении вверх, вверх и вниз, либо при повороте вокруг оси трубы при движении вверх.[10]

Разделяют два режима депарафинизации: периодический и непрерывный режим.

При периодическом режиме депарафинизация труб при помощи скребков срезается парафин, отложившийся после предыдущей очистки труб. Чем больше период работы скважины, тем больше будет слой отложившегося парафина.

Непрерывная депарафинизация заключается в предупреждении отложения парафина в подъемных трубах.

Скребки приводятся в действия при помощи: лебедок, энергии восходящего потока жидкости или штангами в зависимости от способа эксплуатации скважины, ее дебита и местных условий.

Механические способы предполагают удаления уже образовавшихся АСПО с насосно-компрессорных труб. Для этого существует целый спектр скребков различных конструкции. Также скребки можно разделить по принципу действия: непрерывного и периодического действия.

По принципу действия и конструкции скребки разделяются на:

- Пластинчатые со штанговращателем, имеющие две режущие пластины, способны очищать АСПО только при вращении. Для этого используют штанговращатели. Подвешенные к головке балансира станка-качалки. Вращение колонны штанг и, соответственно скребков происходит только при движении вниз. Таким путем скребок срезает АСПО с поверхности НКТ;
- Спиральные, возвратно-поступательного действия;
- «Летающие», оснащенные ножами-крыльями, которые раскрываются при движении вверх, что обеспечивает им подъемную силу за счет энергии движущегося потока. Применяют в основном в искривленных скважинах.[11]

Скребки для фонтанно-компрессорных скважин и скважин с погружными электронасосами спускаются на проволоке, либо используют скребки поршневого типа, которые в свою очередь перемещаются под действием силы тяжести и энергии восходящего потока.

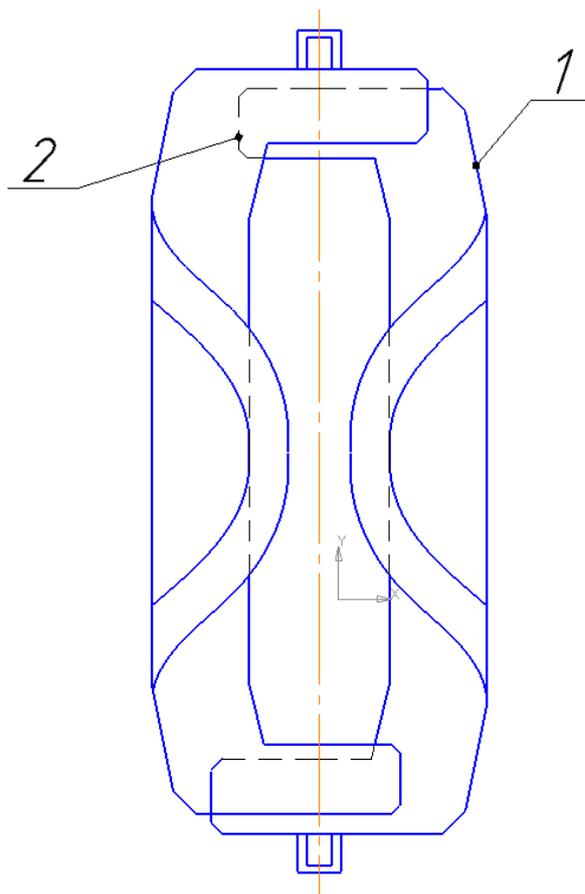


Рисунок 5 – Раздвижной скребок переменного сечения.

Скребок состоит из двух фигурных ножей, укрепленных на плоских металлических планках: 1 – неподвижная планка с ножом; 2 – подвижная планка с ножом. При спуске подвижная планка с ножом сдвигается вверх, диаметр скребка уменьшается. При подъеме ножи, встречая сопротивление со стороны парафиновых отложений, раздвигаются, диаметр скребка увеличивается, и он очищает отложившийся парафин по всей длине подъемной колонны. В скважину спускается по два скребка, смещенных на 90 градусов. Такое смещение обеспечивает срезание парафина по всей окружности подъемных труб.

Существует множество других конструкций скребков переменного сечения, но все они отличаются от скребков постоянного сечения тем, что

при спуске имеют меньшее сечение, чем при подъеме. Это позволяет производить свободный спуск скребка в подъемные трубы с большой степенью запарафинивания и увеличить время между спусками скребка в два и более раз. Важно отметить, что на практике применение такие скребков на промыслах объединения «Татнефть» дало возможность обслуживания нескольких скважин одним оператором. Успешность их применения позволило перейти к механическому приводу лебедки и даже к полной автоматике работы всей установки по очистке труб.

Еще один вид скребков применяемый для очистки подъемных труб в фонтанирующих скважинах – это турбоскребки конструкции Т.В. Шалвача. Данный скребок спускается в подъемные трубы на тросе, для чего устье скважины оборудуется лубрикатором. Вниз такой скребок движется под действием собственного веса, а вверх при помощи лебедки.

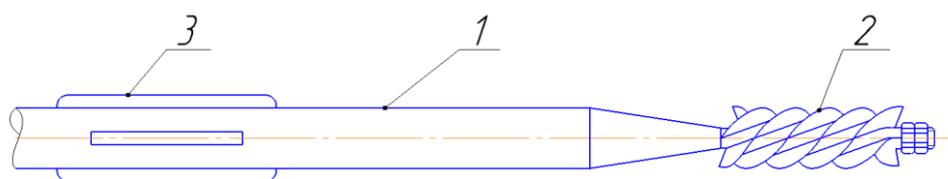


Рисунок 6 – Турбоскребок конструкции Т.В. Шалвача

1 – корпус; 2 – турбина скребка; 3 – центрирующие планки;

Принцип действия скребка основан на том, что парафин при движении скребка вверх и вниз срезается специальной турбиной, которая свободно посажена на оси и вращается под действием энергии восходящего потока нефти и газа. Стружки парафина увлекаются вверх потоками нефти. Число оборотов и мощность турбины зависит от дебита скважины. При этом важно заметить, что нельзя допустить сильное и тем более полное запарафинивание труб, так как турбина работает за счет восходящих потоков нефти и газа.

Еще один вид скребков, применяемый для удаления парафина с поверхности труб - является дисковый скребок.

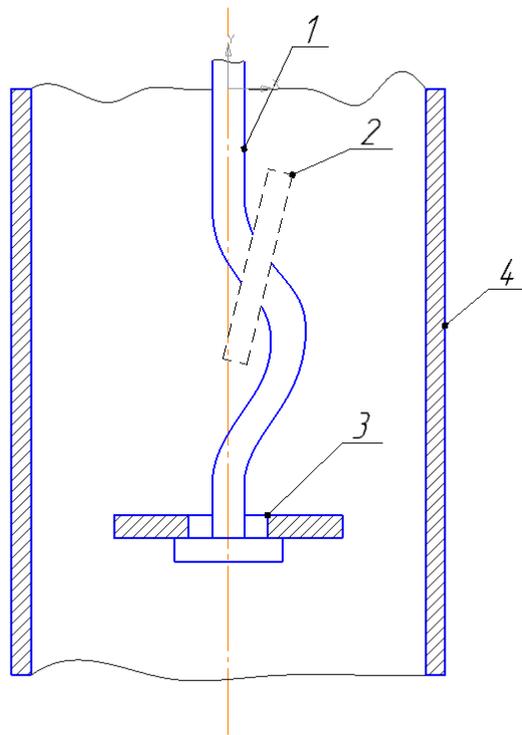


Рисунок 7 – Штанговый скребок для периодической очистки труб от парафина

1 – штанга; 2 – диск в положении спуска; 3 – диск в положении подъема; 4 – очищаемая труба;

Благодаря изгибу штанги диск при спуске принимает вертикальное положение. Это облегчает спуск скребка. При подъеме скребок опускается и принимает горизонтальное положение, занимая все сечение подъемных труб, что обеспечивает срезание отложившегося парафина. Срезанный парафин располагается над диском – скребком. Количество срезанного парафина по мере движения скребка вверх возрастает. Для уменьшения нагрузки на трос скребок спускают в скважину несколько раз, каждый раз увеличивая глубину спуска. В целях предупреждения заклинивания диска в стыках труб необходимо трубы тщательно райбировать и не допускать их неполного свинчивания. При очистке труб данными скребками скважину останавливают, а после очистки вновь пускают. [12]

2.2.2 Способ очистки труб от парафина с применением плунжерного лифта.

Применение плунжерного лифта в скважинах дающих парафинистую нефть, обеспечивает непрерывную очистку подъемных труб от парафина. Однако в фонтанных и компрессорных скважинах применение обычного плунжера невозможно потому, что в «слабых» фонтанных скважинах он вызывает остановку скважины, а в «сильных» скважинах не может двигаться вниз ввиду большого лобового сопротивления.

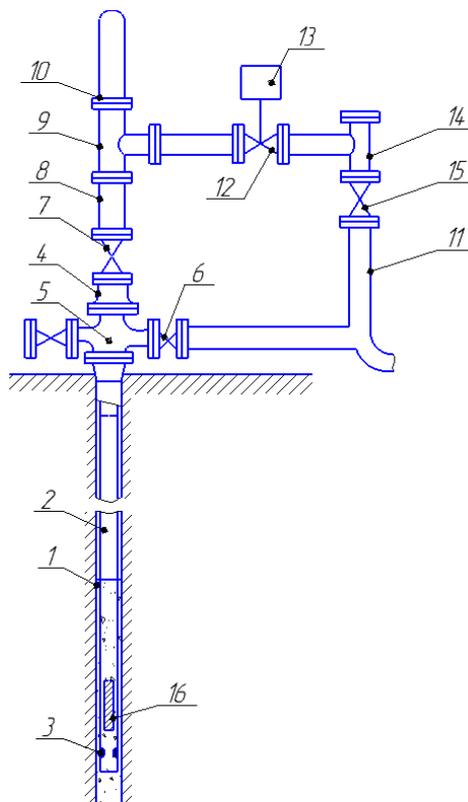


Рисунок 8 – Схема оборудования с плунжерным лифтом.

1 – скважина; 2 – НКТ; 3 – ограничитель – муфта; 4 – подвесная катушка; 5 – крестовина; 6 – задвижка; 7 – центральная задвижка; 8 – индукционный датчик; 9 – тройник; 10 – колпак; 11 - ; 12 – задвижка; 13 – электропривод; 14 – камера; 15 – задвижка; 16 – плунжер;

В скважину 1 спускают шаблонированные насосно-компрессорные трубы 2 со специальным ограничителем – муфтой 3. На крестовине 5 установлена подвесная катушка 4, центральная задвижка 7, индукционный датчик 8, тройник 9 и колпак, служащий верхним амортизатором 10, рабочая

задвижка 12 с электроприводом 13, штуцерная камера и задвижка 15. Когда плунжер 16 находится у башмака лифта на муфте 3, реле времени дает команду на открытие задвижки 12. Задвижка открывается, давление в полости НКТ падает, и плунжер вместе со столбом жидкости над ним поднимается на поверхность. Пройдя через датчик 8, плунжер «дает команду» на закрытие скважины. Задвижка 12 закрывается, и плунжер падает вниз. Скважина готовится к следующему циклу. Количество циклов в сутки задается реле времени. Скорость плунжера регулируется диаметром штуцера, установленного в камере 14.

Плунжер состоит из корпуса с наружным лабиринтным уплотнением и внутренним эллиптическим клапаном. При падении плунжера клапан держится в открытом состоянии, упираясь храповиком в биметаллическую пластину. В нижнем положении плунжера в результате нагревания биметаллическая пластина освобождает храповик, и после открытия скважины при наличии расхода через плунжер клапан закрывается. Плунжер поднимается на поверхность вместе со столбом жидкости.

Для предотвращения отложений парафина на стенках НКТ в верхней части корпуса плунжера размещен скребок переменного сечения. [13]

2.2.3 Удаление АСПО с использованием скребков при глубинно – насосной эксплуатации.

Механический способ депарафинизации глубинно-насосного оборудования включает в себя применение различных скребков укрепляемых на колонне насосных штанг, а также применение шагающего скребка, движущегося автоматически по колонне насосных штанг.

Способ борьбы с парафином при помощи применим лишь для сплошных штанг. Оборудование скважины при этом не отличается от обычного оборудования глубинно-насосных скважин. Разница состоит лишь, что на колонне штанг укрепляют скребки той или иной конструкции. Спускают скребки на такую глубину, чтобы интервал отложений парафина перекрывался на 50 – 100 м. При этом в зависимости от конструкции один из

применяемых скребков совершают лишь возвратно – поступательное движение, а другие наряду с этим вращательное движение. Кроме того, применяются скребки – завихрители. Чтобы скребки очищали всю зону отложений парафина, расстояние между ними устанавливается длине хода плунжера или несколько меньшим (3 – 5 см.). Наиболее распространенным является пластинчатый скребок 1, изготовленные из 2.5 – 3 мм. пластин листового железа и прикрепляемые к штангам 2 при помощи хомутов 3.

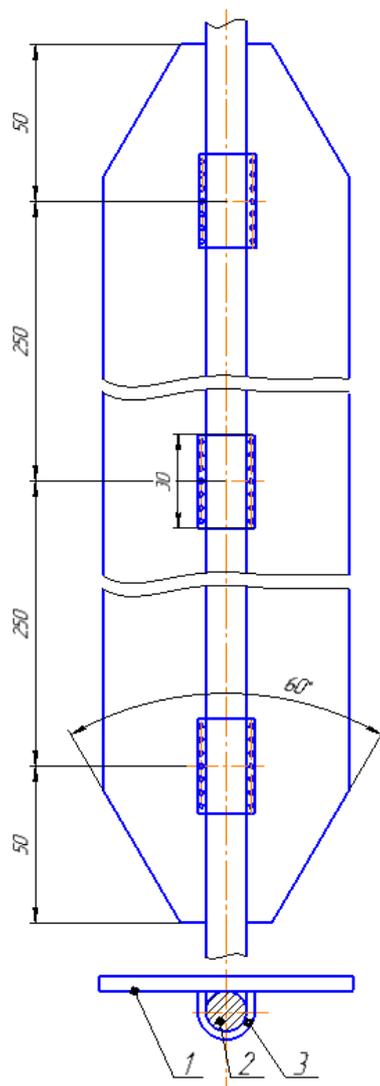


Рисунок 9 – Скребок пластинчатый

1 – пластинчатый скребок; 2 – штанга; 3 – хомут;

При использовании пластинчатых скребков насосные установки оборудуют штанговращателями, которые подвешиваются на головку балансира станка-качалки. Сальниковый шток заклинивается в роторе штанговращателя, и при его повороте поворачивается и колонна насосных

штанг с укрепленными на них скребками, при этом со стенок труб парафин срезается боковыми гранями. Штанговращатель вращает колонну насосных штанг на один оборот обычно за 40 ходов штока.

Отложения парафина в лифтовых трубах скважин, оборудованных СКН, удаляют в основном с помощью торцевых укороченных пластинчатых скребков рисунок 9, привариваемых к штангам. Пластинчатые скребки длиной 60 сантиметров.

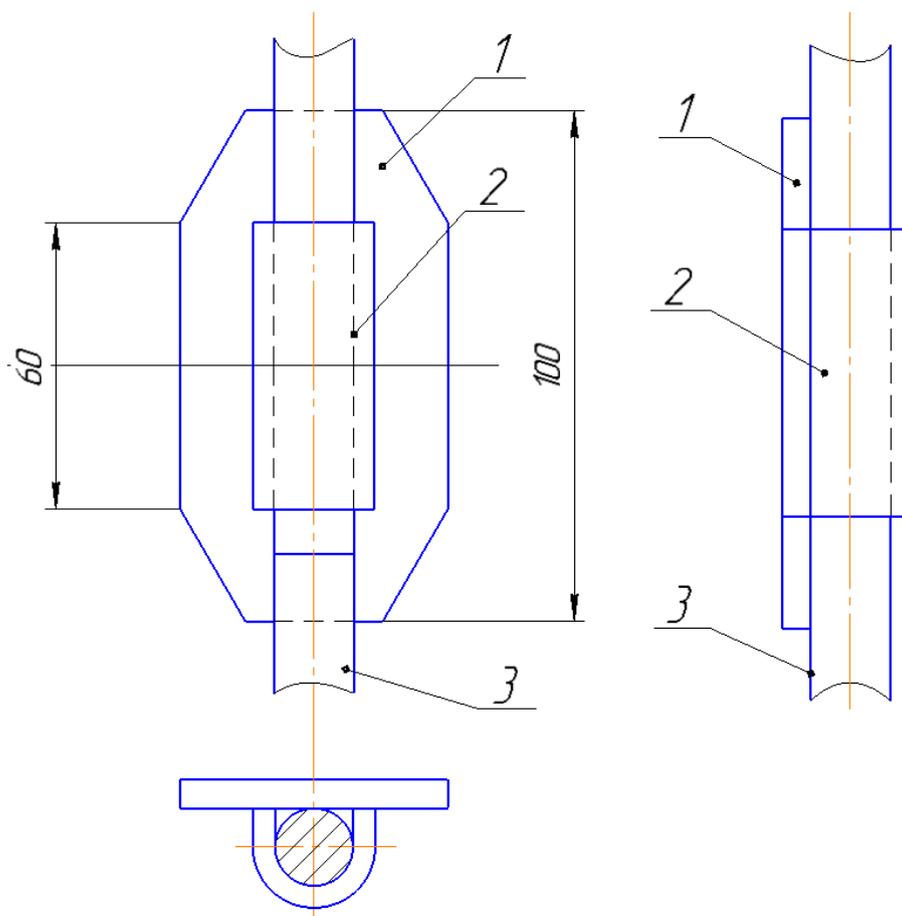


Рисунок 10 – Пластинчатый скребок торцевого типа

1 – скребок; 2 – муфта крепления; 3 – штанга;

При использовании пластинчатых скребков торцевого типа насосные установки также оборудуются штанговращателем, которые подвешиваются к головке балансира. В торцевых скребках основной режущей кромкой является грань, определяющая толщину скребка. Парафин со стенок труб срезается во время движения колонны штанг, при повороте которых с помощью штанговращателя скребок перемещается в новое положение.

Применение укороченных торцевых скребков позволило уменьшить расход металла на их изготовление в 5 раз (по сравнению со скребками большей длины), резко снизить нагрузку на головку балансира, упростить технологию крепления их к штангам.

Ширина пластины принимается на 2 -3 мм меньше соответствующего диаметра подъемных труб.

Пластинчатый скребок имеет лишь две режущие поверхности – боковые грани самой пластины, а следовательно они способны обеспечить очистку поверхности насосных труб лишь при условии вращения самих скребков вокруг оси штанг. Так как скребки закрепляются на штангах неподвижно, то необходимое вращение скребков достигается вращением колонны самих штанг при помощи штанговращателя, который подвешивается к головке – балансира станка качалки. При движении колонны штанг вниз, которое сопровождается их вращением, скребки срезают парафин с поверхности трубы по винтовой линии. Практика применения таких скребков показывает их большую эффективность.

Важно заметить, что отложение парафина происходит на поверхности самих скребков, так как они не самоочищающиеся, и их в зависимости от термодинамических условий в подъемных трубах необходимо периодически очищать, что, как правило, делается в период смены насоса. Кроме того, парафин откладывается и на штангах насоса.[14]

К недостаткам этого метода относятся также затруднения, возникающие при спуске штанг с пластинчатыми скребками, случаи аварий при заклинивании колонны штанг в результате отрыва скребков от штанг, неудовлетворительная очистка труб от парафина вследствие сдвига скребков по штанге.

Там, где пластинчатые скребки по тем или иным причинам не могут быть применены, могут быть использованы скребки возвратно – поступательного действия. Они находят свое применение на промыслах, где отложение парафина в насосном оборудовании незначительно как по

интенсивности, так и по величине интервала отложения. Данные скребки аналогичны по конструкции со скребками постоянного сечения, разница заключается лишь в том, что скребок имеет приспособление в виде хомута для крепления к насосным штангам. На внутренней поверхности хомутов сделана насечка для предупреждения перемещения скребка по штанге. Диаметр скребка обычно на 2 – 3 мм меньше диаметра применяемых насосных труб, а нижний и верхний его концы выполняются в виде конуса для предупреждения задевания скребка о стыки труб.

Скребок срезает парафин при движении колонны штанг вверх и вниз. Опыт применения таких скребков показывает, что они обеспечивают постоянную очистку насосных труб от парафина, но имеют существенный недостаток, ограничивающий их применения на скважинах, где интервал отложения парафина распространяется на большую глубину. Указанный недостаток состоит в том, что значительное количество скребков с большой поверхностью соприкосновения с трубами увеличивает нагрузки на штанги, качалку и электромотор, кроме того, отлагающийся на внутренней поверхности скребков парафин уменьшает проходное сечение внутри скребка.

Еще один вид скребков для удаления АСПО – спиральные конструкции Д.Н. Походило и М.Н. Соболева. Такой вид скребков нашел свое применение на промыслах Сахалиннефти, где по ряду причин пластинчатые скребки со штанговращателем не применяются.

Изготавливают скребки для труб 2,5'' из металлической полосы. В специальном станке пластина скручивается в спираль таким образом, чтобы оба ее конца находились в одной плоскости. Затем в другом станке скребки крепятся к штангам. Каждый скребок крепится к штанге при помощи двух хомутов аналогично креплению к штангам пластинчатых скребков. Скребок, плотно обвивая штангу, прочно удерживается на ней. [15]

Длина скребка составляет 80 мм, а расстояние между ними по длине колонны штанг зависит от длины хода плунжера. При возвратно-

поступательном движении спиральные скребки своими ребрами срезают парафин по всей внутренней поверхности труб, поэтому необходимость во вращении колонны штанг отпадает.

Чтобы избежать вращения штанг при их спуске в скважину, скребки делаются правой и левой скрутки с их поочередным креплением к штанге.

2.2.4 Очистка обсадных колонн скребками

На промыслах нередко возникают проблемы, когда необходима очистка от АСПО обсадных труб скважин. Принцип очистки обсадных труб с помощью скребков выглядит следующим образом. Скребок соответствующей конструкции подвешивается на колонну НКТ, которая опускается в скважину. Чистка происходит как при спуске, так и при подъеме НКТ, при этом делается периодическая промывка труб для выноса очищенного парафина.

Конструкции самих скребков очень разнообразны, и выбор того или иного скребка осуществляется исходя из конструкций скважин и интенсивности отложений. На рисунке 10 представлена конструкция скребка гидромеханического типа СГМ – 2



Рисунок 11 – Скребок гидромеханический СГМ – 2

Скребок данной конструкции предназначен для очистки обсадных колонн не только от АСПО, но и от глинистой, цементной корки, коррозионной окалины, заусенец металла, наплывов, следов перфорации, сварки и других отложений при ремонте негерметичности обсадных колонн

нефтяных, водных и газовых скважин методом установки стальных пластырей.

Существуют конструкции других подобных очищающих устройств. Они спускаются в скважину на кабеле при помощи лебедки, то есть не требуется никаких спускоподъемных операций НКТ.

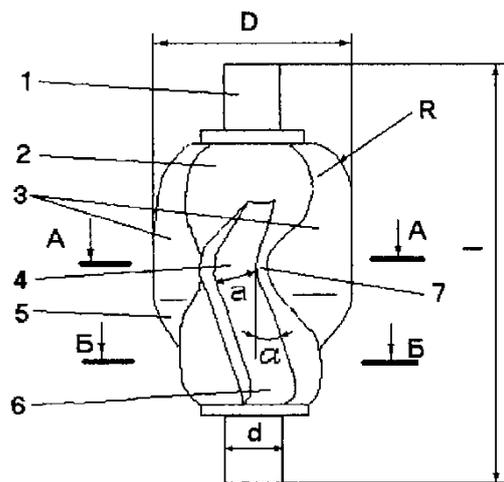
Инструмент САМ 100 американского производства также спускается на тросе или кабеле, это уменьшает стоимость работ и позволяет обеспечивать быстрый, многократный ввод инструмента в скважину. В инструменте САМ 100 используют раздвижные рабочие элементы. Эти очистные элементы имеют максимальную площадь контакта с внутренней поверхностью труб, при этом очистку производят при движении инструмента вверх при регулярном натяжении троса. Элементы имеют форму сегментов, каждый из трех сегментов охватывает 120° , что дает возможность производить очистку всей внутренней поверхности труб. Испытание САМ 100 на скважине показало эффективность его применения. Скважина Заработала с дебитом почти в двое больше, чем до проведения очистительных операций.

При образовании в скважинных трубах гидратно – парафиновых пробок удалить их чисто механическим путем трудно, поэтому вкупе с механическим инструментом для устранения такого вида осложнений комплексное воздействие с применением гидроструйного или теплового воздействия.

3. Патентный поиск

Ниже представлен патентный поиск скребков различных конфигураций, рассмотрена их конструкция, также определены их конструктивные недостатки.

1) RU 2230886 С1, Автор скребка Ганиев Г.Г., Изобретение принадлежит открытому акционерному обществу "Татнефть".



Фиг. 1

Рисунок 12 – Скребок – центратор

Главный недостаток данной конструкции заключается в том, что он сложен в изготовлении и эксплуатации, испытывает большие гидравлические сопротивления, в также не полное перекрытие НКТ.

- 2) Скребок американского производства U.S. Patent 4,995,459

U.S. Patent Feb. 26, 1991 Sheet 1 of 4 4,995,459

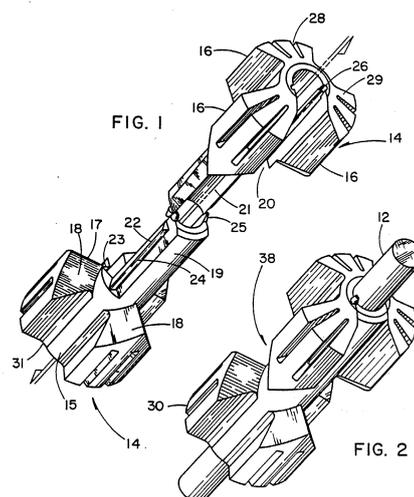


Рисунок 13 – Скребок

Минус конструкции данного скребка заключается в том, что при появлении вращающегося момента на колонне штанг вызывает отворот скребка за счет сопротивления жидкости и внутренней поверхности НКТ о поверхность скребка

3) Патент России №93007795/03

Один из недостатков данного скребка – низкая надежность сцепления скребка – центризатора со штангой, не обеспечивающая необходимое усилие сопротивления сдвигу скребка – центризатора вдоль оси насосной штанги.

Вследствие этого происходит сдвиг центризатора и последующее его скольжение вдоль оси штанги. В результате этого, установленные на штанге скребки – центризаторы, будут сдвигаться и не обеспечат равномерного и надежного центрирования штанги в колонне НКТ и качественной очистки от АСПО.

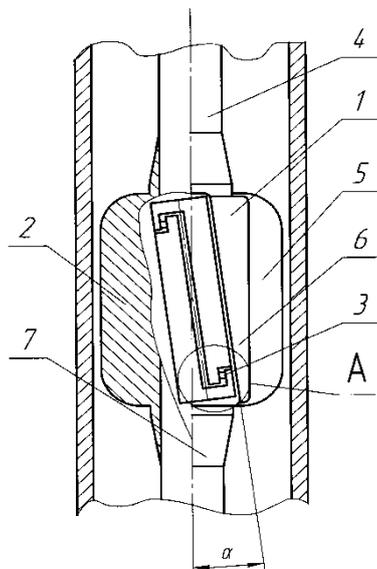


Рисунок 13 – Скребок – центризатор для колны штанг.

4. Расчет и подбор глубинного оборудования ШСНУ.

Данные расчеты необходимы для определения основных параметров ШСНУ, глубинно – насосного оборудования, что в свою очередь необходимо для подбора скребков и расчета на прочность штанги. Расчеты проводятся для геолого-физических характеристик Казанского нефтегазоносного месторождения, скважины №180.

Таблица 1 – Геолого – физическая характеристика скважины № 180

Глубина скважины	$H_{\text{СКВ}} = 2300 \text{ м}$
Дебит	122 т/сут
Объемная обводненность продукции	$\beta_{\text{в}} = 0.2$
Плотность дегазированной нефти	$\rho_{\text{н}} = 743 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
Плотность пластовой воды	$\rho_{\text{в}} = 1018 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
Плотность газа	$\rho_{\text{г}} = 0.7 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$
Кинематическая вязкость жидкости	$\nu_{\text{ж}} = 0.81 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}$
Газовый фактор	$G_0 = 348.2 \frac{\text{м}^3}{\text{т}}$
Устьевое давление	$140 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} = 13.7 \text{ МПа}$
Буферное давление	$300 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} = 29.2 \text{ МПа}$
Затрубное давление	$120 \frac{\text{кгс}}{\text{см}^2} = 17.7 \text{ МПа}$
Средняя температура скважины	80°С
Объемный коэффициент нефти	$\beta_{\text{н}} = 1.09$
Процентное содержание воды в нефти	0.1

Исходных данных представленных в таблице 1 недостаточно для выполнения расчетов. В первую очередь необходимо определить: забойное давление и давление насыщения нефти.

Определение недостающих параметров:

1. Определение забойного давления:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{уст}} + \rho \cdot g \cdot H \quad (1)$$

$$P_{\text{заб}} = 1.37 \cdot 10^6 + 743 \cdot 9.81 \cdot 2300 = 18.13 \text{ МПа}$$

2. Определяем давление насыщения нефти:

Для проведения расчетов необходимо перевести плотность нефти из $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$ в $\frac{\text{г}}{\text{см}^3}$, а также газовый фактор из $\frac{\text{м}^3}{\text{т}}$ в $\frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}$.

Для определения давления насыщения необходимо определить плотность пластовой жидкости:

$$\rho_{\text{см}} = \frac{\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} \cdot G_0 + \rho_{\text{в}} \left(\frac{n_{\text{в}}}{1 - n_{\text{в}}} \right)}{\beta_{\text{н}} + \frac{n_{\text{в}}}{(1 - n_{\text{в}})}}; \quad (2)$$

$\beta_{\text{н}}$ – объемный коэффициент нефти;

$\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$\rho_{\text{г}}$ – плотность газа, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$\rho_{\text{в}}$ – плотность пластовой воды, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

G – газовый фактор, $\frac{\text{м}^3}{\text{т}}$;

$n_{\text{в}}$ – процентное содержание воды в нефти;

$$\rho_{\text{см}} = \frac{743 + 0.7 \cdot 348.2 + 1018 \left(\frac{0.1}{1 - 0.1} \right)}{1.09 + \frac{0.1}{1 - 0.1}} = 915.7 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}; \quad (3)$$

При одной и той же температуре плотность и удельный вес численно равны между собой, то есть:

$$G_0 = \frac{915.7 \cdot 348.2 \text{ м}^3}{1000 \text{ м}^3} = 318.84 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3}; \quad (4)$$

$$P_{\text{нас}} = (324.34 \cdot \rho_{\text{н}}^4 - 1081 \cdot \rho_{\text{н}}^3 + 1351.2 \cdot \rho_{\text{н}}^2 - 749.93 \cdot \rho_{\text{н}} + 155.89) G_0;$$

$$P_{\text{нас}} = (324.34 \cdot 0.743^4 - 1081 \cdot 0.743^3 + 1351.2 \cdot 0.743^2 - 749.93 \cdot 0.743 + 155.89) \cdot 318.84 = 24.52 \text{ МПа};$$

Расчеты необходимые для компоновки ШСНУ

1. Для откачки обводненной смеси давление на приеме насоса:

$$P_{\text{пн}} = 0.3 \cdot P_{\text{нас}}, \text{ где} \quad (5)$$

$$P_{\text{пн}} = 0.3 \cdot 24.52 = 7.35 \text{ МПа}$$

2. Вычисляем глубину спуска насоса:

Расчет динамического уровня

$$L_{\text{Д}} = \frac{(P_{\text{заб.опт.}} - P_{\text{пн}}) \cdot 10^6}{\rho_{\text{см}} \cdot g}, \text{ где} \quad (6)$$

$H_{\text{скв}}$ – глубина скважины, м;

$P_{\text{заб.опт.}}$ – давление забойное оптимальное, МПа;

$P_{\text{пн}}$ – давление на приеме насоса, МПа;

$$P_{\text{заб.опт.}} = P_{\text{нас}}$$

$$L_{\text{Д}} = \frac{(24.52 - 7.35) \cdot 10^6}{915.7 \cdot 9.81} = 1910 \text{ м};$$

$$L_{\text{Н}} = 2300 - 1910 = 390 \text{ м}; \quad (7)$$

3. Вычислим расход газожидкостной смеси при давлении $P_{\text{пн}}$:

$$Q_{\text{нд}} = Q_{\text{жд}} (1 - \beta_{\text{в}}) - \text{дебит дегазированной нефти}, \quad (8)$$

, где $Q_{\text{нд}}$ – дебит жидкости, $\frac{\text{т}}{\text{сут}}$

$\beta_{\text{в}}$ – объемная обводненность продукции

$$Q_{\text{нд}} = 122(1 - 0.2) = 97.6 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$$

4. Вычисляем объемный коэффициент $b_{\text{н}}(P_{\text{пн}})$ нефти и жидкости

$b_{\text{ж}}(P_{\text{пн}})$:

$$b_{\text{н}}(P_{\text{пн}}) = 1 + (b_{\text{н}} - 1) \left(\frac{P_{\text{пн}} - P_0}{P_{\text{нас}} - P_0} \right)^{0.25} \quad (9)$$

$$\text{, где } b_{\text{н}}(P_{\text{пн}}) = 1 + (1.09 - 1) \left(\frac{7.35 - 0.1}{24.52 - 0.1} \right)^{0.25} = 1.66$$

$$b_{\text{ж}}(P_{\text{пн}}) = b_{\text{н}}(P_{\text{пн}}) \cdot (1 - \beta_{\text{в}}) + b_{\text{в}}(P_{\text{пн}}) \cdot \beta_{\text{в}}$$

$$b_{\text{ж}}(P_{\text{пн}}) = 1.66 \cdot (1 - 0.2) + 1 \cdot 0.1 = 1.428$$

5. Вычисляем расход жидкости:

$$Q_{\text{ж}}(P) = \frac{Q_{\text{нд}} \cdot b_{\text{ж}}(P_{\text{пн}})}{(1 - \beta_{\text{в}})} \quad (10)$$

$$Q_{\text{ж}}(P) = \frac{97.6 \cdot 1.428}{1 - 0.2} = 174.216 \frac{\text{т}}{\text{сут}};$$

6. Определяем количество растворенного в нефти газа:

$$G_0(P) = G_0(P_{\text{нас}}) \cdot \frac{P_{\text{пн}} - P_0}{P_{\text{нас}} - P_0}^{0.5}; \quad (11)$$

$$G_0(P) = 318.84 \left(\frac{7.35-0.1}{24.52-0.1} \right)^{0.5} = 174.7 \frac{\text{м}^3}{\text{т}};$$

7. Расход свободного газа:

$$V_{\text{ГВ}}(P) = \frac{(G_0(P_{\text{нас}}) - G_0(P)) \cdot z \cdot P_0 \cdot T_{\text{ск}} \cdot Q_{\text{нд}}}{P_{\text{пн}} \cdot T_0}, \quad (12)$$

$$V_{\text{ГВ}}(P) = \frac{(318.84 - 174.7) \cdot 1 \cdot 0.1 \cdot 353 \cdot 97.6}{7.35 \cdot 273} = 247.5 \frac{\text{т}}{\text{сут}};$$

8. Расход газожидкостной смеси:

$$Q_{\text{см}}(P) = Q_{\text{ж}}(P) + V_{\text{ГВ}}(P); \quad (13)$$

$$Q_{\text{см}}(P) = 174.2 + 247.5 = 421.7 \frac{\text{т}}{\text{сут}}$$

Выбираем штанговый скважинный насос НСН2 с учетом глубины спуска $L_{\text{Н}} = 390$ м.

Таблица 2 – Параметры насоса НСН2

Условный размер, мм	Глубина спуска L, м	Наружный диаметр, мм	Длина насоса, м	Длина плунжера, м	Ход плунжера, м
93	80	133	4	1.2	1.8
	0				-4.5

Таблица 3 – Техническая характеристика СК10 – 3 - 5600

Номинальная нагрузка на устьевом штоке, кН	100
Номинальная длина хода устьевого штока, м	$S = 3$
Номинальный крутящий момент (на выходном валу редуктора), кН·м	56
Число ходов балансира в минуту	10
Редуктор	Ц2НШ-560
Длина, мм	7950
Ширина, мм	2246
Высота, мм	5835
Масса, кг	14120
Длина хода полированного штока, м	$l = 1.5$
Глубина спуска скребков, м	$H = 1100$
Длина скребка, мм	$l_c = 60$
Длина зоны перекрытия до вертикали, м	$l_n = 138$
Диаметр штанги, мм	$d = 25$
Число зубьев штанговращателя	$\alpha = 37$
Площадь сечения штанги нижней ступени, м ²	$f_{шт2} = 0.0004183$
Средняя масса 1 м колонны насосных штанг, кг	$n_T = 1.05$
Средняя масса 1 м колонны стальных штанг, кг	$n_{TC} = 2.35$

Рассчитываем количество скребков необходимых для укомплектовывания колонны штанг:

$$n = \frac{H}{l+l_c-l_n}, \quad (14)$$

где H – глубина спуска скребков, м;

l – длина хода полированного штока, м;

l_c – длина скребка, м;

l_n – длина зоны перекрытия до вертикали, м;

$$n = \frac{1100}{1.5+0.06+138} = 7.88,$$

принимая количество скребков равное 8

Необходимая толщина (режущая кромка) пластины скребка

$$d_{\text{ск}} = \frac{d}{2 \cdot \alpha}, \quad (15)$$

где d – диаметр штанги, мм;

α – число зубьев штанговращателя;

$$d_{\text{ск}} = \frac{25}{2 \cdot 37} = 0.33 \text{ мм},$$

Во избежание деформаций скребка во время работ по депарафинизации принимаем толщину режущей кромки скребка равной 2 мм

Расчет и подбор ступенчатых колонн насосных штанг со скребками – центраторами:

При материале штанг Сталь40, предел прочности $\sigma_{\text{max}} = 410$ МПа;

Рассчитываем вес столба жидкости:

$$P_{\text{ж}} = F_{\text{пл}} \cdot L \cdot \rho_{\text{см}} \cdot g, \quad (16)$$

где $F_{\text{пл}}$ – площадь плунжера, м^2 ;

L – глубина спуска насоса, м;

$\rho_{\text{см}}$ – плотность смеси, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$;

$$F_{\text{пл}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{пл}}^2}{4} = \frac{3.14 \cdot (32 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 8.01 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2; \quad (17)$$

$$P_{\text{ж}} = 8.01 \cdot 10^{-4} \cdot 800 \cdot 9.81 \cdot 915.7 = 5756 \text{ Н}; \quad (18)$$

Определяем площадь сечения штанг нижней ступени:

$$f_{\text{шт2}} = \frac{\pi \cdot d^2}{4} \quad (19)$$

$$f_{\text{шт2}} = \frac{3.14 \cdot 0.025^2}{4} = 0.000491 \text{ м}^2;$$

Рассчитаем коэффициент плавучести штанг:

$$K_{\text{арх}} = \frac{(\rho_{\text{шт}} - \rho_{\text{смт}})}{\rho_{\text{шт}}}; \quad (20)$$

Определяем плотность газожидкостной смеси:

$$\rho_{\text{смт}} = \frac{\rho_{\text{н}} + \rho_{\text{г}} \cdot G_0 + \rho_{\text{в}} \frac{\beta_{\text{в}}}{1 - \beta_{\text{в}}}}{\beta_{\text{н}} + \frac{\beta_{\text{в}}}{1 - \beta_{\text{в}}}}; \quad (21)$$

$$\rho_{\text{сшт}} = \frac{743 + 0.7 \cdot 348.2 + 1018 \frac{0.2}{1-0.2}}{1.09 + \frac{0.2}{1-0.2}} = 926.3 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

$$\rho_{\text{шт}} = 7859 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} - \text{плотность штаг};$$

$$K_{\text{арх}} = \frac{7859 - 926.3}{7859} = 0.88;$$

Определяем фактор динамичности:

$$m_a = \sqrt{\frac{\omega^2 \cdot S}{g}} \quad (22)$$

$$m_a = \sqrt{\frac{1.256^2 \cdot 3}{9.81}} = 0.7;$$

Для определения веса 1 м колонны штанг, зная плотность необходимо определить объем.

Исходя из геометрии штанги определяем ее объем по формуле:

$$V = \pi \cdot r^2 \cdot h; \quad (23)$$

$$V = 3.14 \cdot 0.0125^2 \cdot 1 = 0.000491 \text{ м}^3;$$

Вычисляем вес по формуле:

$$m = \rho_{\text{шт}} \cdot V; \quad (24)$$

$$m = 7859 \cdot 0.000491 = 3.85 \text{ кг};$$

Зная толщину режущей кромки и геометрические размеры скребка определим массу скребка.

Площадь скребка будет состояться из трех участков

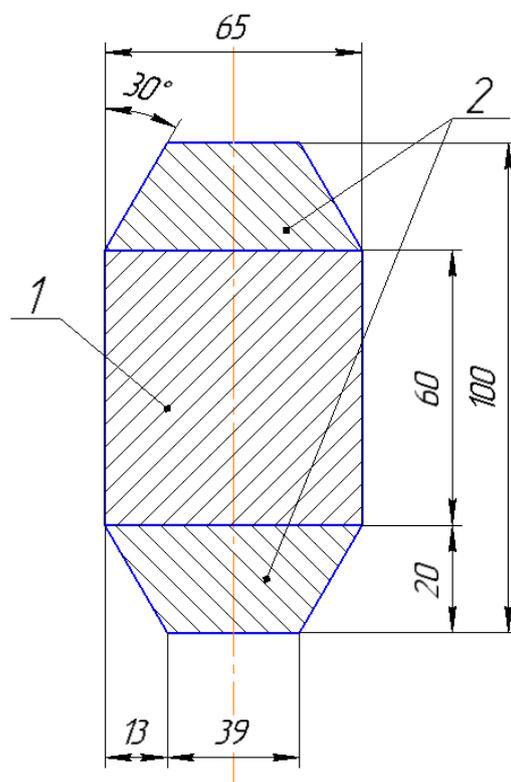


Рисунок 12 – Геометрические параметры пластинчатого скребка

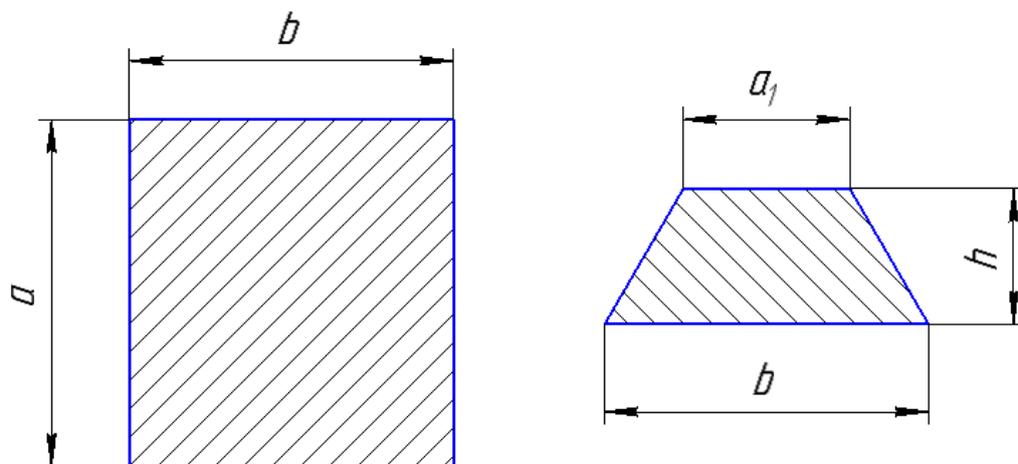


Рисунок 13 – Площади поперечного сечения пластинчатого скребка

$$f_{\text{ск1}} = a \cdot b; \quad (25)$$

$$f_{\text{ск1}} = 0.060 \cdot 0.065 = 0.0039 \text{ м}^2;$$

$$f_{\text{ск2}} = \frac{a_1 + b}{2} \cdot h; \quad (26)$$

$$f_{\text{ск2}} = \frac{0.039 + 0.065}{2} \cdot 0.020 = 0.00140 \text{ м}^2;$$

Полная площадь пластинчатого скребка:

$$f_{\text{ск}} = f_{\text{ск1}} + 2 \cdot f_{\text{ск2}}; \quad (27)$$

$$f_{\text{ск}} = 0.0039 + 2 \cdot 0.00140 = 0.0067 \text{ м}^2; \quad (28)$$

Далее определяем объем, зная плотность и объем найдем массу пластинчатого скребка.

Определяем объем:

Объем, скребка является составным из трех частей:

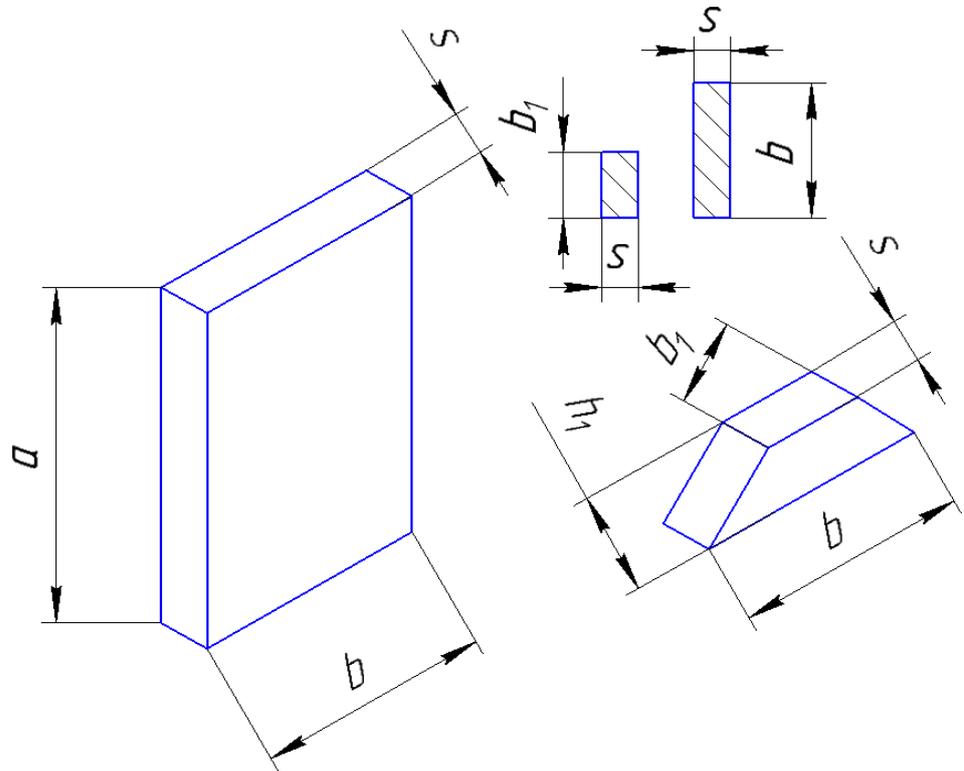


Рисунок 14 – Геометрические параметры сечений пластинчатого скребка

$$V_1 = a \cdot b \cdot c; \quad (29)$$

$$V_1 = 0.06 \cdot 0.065 \cdot 0.002 = 0.000008 \text{ м}^3;$$

$$V_2 = \frac{1}{3} h (S_1 + \sqrt{S_1 \cdot S_2} + S_2); \quad (30)$$

$$S_1 = s \cdot b_1; \quad (31)$$

$$S_1 = 0.002 \cdot 0.039 = 0.000078 \text{ м}^2;$$

$$S_2 = s \cdot b; \quad (32)$$

$$S_2 = 0.002 \cdot 0.065 = 0.00013 \text{ м}^2;$$

$$V_2 = \frac{1}{3} 0.02 (0.000078 + \sqrt{0.000078 \cdot 0.00013} + 0.00013) = 2.05 \cdot$$

$$10^{-6} \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{ск}} = V_1 + 2 \cdot V_2 = 0.00002 + 2 \cdot 2.05 \cdot 10^{-6} = 0.000024 \text{ м}^3$$

Выбираем материал скребка Сталь20, плотность которой равна

$$\rho_{\text{ск}} = 7589 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3};$$

Масса скребка будет равна:

$$m_{\text{ск}} = \rho_{\text{ск}} \cdot V_{\text{ск}}; \quad (33)$$

$$m_{\text{ск}} = 7589 \cdot 0.000024 = 0.19 \text{ кг};$$

С учетом веса скребков, вес одного метра штанг будет равен:

$$m_{\text{шт2}} = 8 \cdot m_{\text{ск}} + m_{\text{шт2}}; \quad (34)$$

$$m_{\text{шт2}} = 8 \cdot 0.19 + 3.85 = 5.37 \text{ кг};$$

Определяем вес 1 м штанг:

$$P_{\text{шт2}} = g \cdot m_{\text{шт2}} = 5.37 \cdot 9.81 = 52.67 \text{ Н};$$

Определяем длину нижней ступени колонны насосных штанг:

$$l_2 = \frac{150 \cdot 10^6 \cdot 0.000491 - 5756}{52.67 \cdot (0.88 + 0.7)} = 816 \text{ м};$$

$$\sigma_{\text{max}} = 150 \text{ МПа};$$

$$f_{\text{шт2}} = 0.000491 \text{ м}^2;$$

Длина верхней ступени штанг:

$$m_{\text{шт1}} = \rho_{\text{шт}} \cdot V_{\text{шт1}}; \quad (35)$$

$$m_{\text{шт1}} = 7589 \cdot 0.000283 = 2.22;$$

$$m_{\text{шт1}} = 2.22 + 8 \cdot 0.19 = 3.74 \text{ кг};$$

$$P_{\text{шт1}} = 9.81 \cdot 3.74 = 36.72 \text{ Н};$$

$$l_1 = \frac{150 \cdot 10^6 \cdot (0.000491 - 0.000283)}{36.72 \cdot (0.88 + 0.7)} = 538 \text{ м};$$

Общая длина двух ступеней:

$$L = l_1 + l_2; \quad (36)$$

$$L = 816 + 538 = 1354 \text{ м};$$

Определяем максимальное напряжение:

$$\sigma_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}}{f_{\text{шт1}}}; \quad (37)$$

$$P_{\text{max}} = P_{\text{ж}} + (P_{\text{шт1}} \cdot l_1 + P_{\text{шт2}} \cdot l_2) \cdot (\kappa_{\text{арх}} + m_a); \quad (38)$$

$$P_{\text{max}} = 5756 + (36.72 \cdot 538 + 52.57 \cdot 816) \cdot (0.88 + 0.7) = 104746 \text{ Н};$$

$$\sigma_{\max} = \frac{104746}{0.000283} = 370 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\max} < [\sigma]$$

Условие прочности соблюдается. Работа штанг с пластинчатыми скребками в количестве 8 штук не требует увеличения диаметра штанг.

Расчет нагрузок действующих на головку балансира:

5. Определяем собственный вес колонны штанг:

$$P'_{\text{шт}} = \kappa_{\text{арх}} \cdot P_{\text{шт}}; \quad (39)$$

Определяем вес колонны штанг:

$$P_{\text{шт}} = g \cdot (m_{\text{шт1}} + m_{\text{шт2}} + m_{\text{ш1}} \cdot l_1 + m_{\text{ш2}} \cdot l_2); \quad (40)$$

$$P_{\text{шт}} = 9.81 \cdot (3.74 + 5.37 + 2.22 \cdot 537 + 3.85 \cdot 816) = 42603 \text{ Н};$$

$$P'_{\text{шт}} = 0.88 \cdot 42603 = 37491 \text{ Н};$$

6. Динамические нагрузки, к которым относятся вибрационная и инерционная, с наибольшей точность определяются по формулам Вирновского А.С. для хода вверх(вниз):

$$P_{\text{виб.в(н)}} = \alpha_1(\alpha_2) \cdot m_a \cdot \sqrt{(\alpha_1(\alpha_2) \cdot \psi - \frac{\lambda_{\text{шт}}}{S}) \cdot P_{\text{шт}} \cdot P_{\text{ж}}}; \quad (41)$$

$$\text{,где } P_{\text{виб.в(н)}} = 1 \cdot 0.7 \cdot \sqrt{(1 \cdot 1.256 - 0.016) \cdot 42603 \cdot 5756} = 12206 \text{ Н};$$

$P_{\text{ж}}$ – гидростатическое нагрузка, обусловленная разницей давления над и под плунжером при ходе его вверх, Н

S – длина хода компрессорного штока, м

$$P_{\text{ин.в(н)}} = \alpha_1^2(\alpha_1^2) \cdot m_a^2 \cdot \frac{(\alpha_1^2(\alpha_1^2) - \frac{\lambda_{\text{шт}}}{\psi \cdot S}) \cdot P_{\text{шт}}}{2}; \quad (42)$$

$\alpha_1 = \alpha_2 = 1$ – кинематические коэффициенты

$$\psi = \frac{\lambda_{\text{шт}}}{\lambda_{\text{шт}} + \lambda_{\text{тр}}} = \frac{0.048}{0.048 - 0.0097} = 1.256; \quad (43)$$

$$P_{\text{виб.в(н)}} = 1 \cdot 0.88^2 \cdot \frac{1 - \frac{0.48}{1.256 \cdot 3} \cdot 42603}{2} = 1440 \text{ Н};$$

Введем поправочные коэффициенты $\kappa_{\text{дин.в.}}$ $\kappa_{\text{дин.н.}}$ для расчета динамических нагрузок при ходе вверх и вниз:

$$P_{\text{дин.в.}} = \kappa_{\text{дин.в.}} \cdot (P_{\text{виб.в(н)}} + P_{\text{ин.в(н)}}); \quad (44)$$

$$P_{\text{дин.н.}} = K_{\text{дин.н.}} \cdot (P_{\text{виб.в(н)}} + P_{\text{ин.в(н)}}); \quad (45)$$

$$P_{\text{дин.в.}} = 1 \cdot (12206 + 14400) = 26606 \text{ Н};$$

$$P_{\text{дин.н.}} = 0.99 \cdot (12206 + 14400) = 26334 \text{ Н};$$

Для статических режимов откачки при $\mu < 0.3 - 0.4$ рассчитаем

$P_{\text{дин.в.н}}$:

$$P_{\text{дин.в.н}} = D_{\text{пл}} \cdot m_a \cdot P_{\text{шт}} \cdot \sqrt{\psi - \frac{\lambda_{\text{шт}}}{S} \cdot 3 \cdot d_{\text{шт.ср.}} + 1000}; \quad (46)$$

$$d_{\text{шт.ср.}} = \frac{1.128}{\sqrt{\sum_{i=1}^n \left(\frac{\varepsilon_i}{f_{\text{шт.}i}} \right)^2}}; \quad (47)$$

$$d_{\text{шт.ср.}} = \frac{1.128}{\sqrt{\frac{0.7}{0.000293} + \frac{0.3}{0.000491}}} = 0.020 \text{ м};$$

$$P_{\text{дин.в.н}} = 0.032 \cdot 0.7 \cdot 42603 \sqrt{1.256 - \frac{0.48}{3} \cdot 3 \cdot 0.020 + 1000} =$$

1059 Н;

Определяем максимальные и минимальные нагрузки:

$$P_{\text{max}} = P'_{\text{шт}} + P_{\text{дин.в.}} + P_{\text{ж}}; \quad (48)$$

$$P_{\text{max}} = 37491 + 1059 + 5756 = 44306 \text{ Н};$$

$$P_{\text{min}} = P'_{\text{шт}} - P_{\text{дин.н.}}; \quad (49)$$

$$P_{\text{min}} = 37491 - 1059 = 36432 \text{ Н};$$

Определим экстремальные нагрузки:

$$P_{\text{max}} = P_{\text{шт}} \cdot \left(K_{\text{арх}} + \frac{S \cdot n^2}{1440} \right) + P_{\text{ж}} \text{ — формула Муравьева}; \quad (50)$$

$$P_{\text{max}} = 37491 \cdot \left(0.88 + \frac{3 \cdot 10^2}{1440} \right) + 5756 = 46781 \text{ Н};$$

$$P_{\text{max}} = P_{\text{шт}} \cdot \left(K_{\text{арх}} + \frac{S \cdot n^2}{1790 \cdot \text{tg} \frac{\mu_{\partial}}{\mu_{\partial}}} \right) + P_{\text{ж}} \text{ — формула Чарного}; \quad (51)$$

$$P_{\text{max}} = 37491 \cdot \left(0.88 + \frac{3 \cdot 10^2}{1790 \cdot 1} \right) + 5756 = 45031 \text{ Н}; \quad (52)$$

$$P_{\text{max}} = (P_{\text{шт}} + P_{\text{ж}}) \cdot \left(1 + \frac{(S \cdot n)}{137} \right) \text{ — формула Слоннеджера};$$

$$P_{\text{max}} = (37491 + 5756) \cdot \left(1 + \frac{3 \cdot 10}{137} \right) = 52717 \text{ Н}; \quad (53)$$

$$P_{\text{min}} = P_{\text{шт}} \cdot \left(1 - \frac{S \cdot n^2}{1790} \right) \text{ — формула Милса};$$

$$P_{\min} = 37491 \cdot \left(1 - \frac{3 \cdot 10^2}{1790}\right) = 31207 \text{ Н};$$

$$P_{\min} = P_{\text{шт}} \cdot \left(k_{\text{арх}} - \frac{S \cdot n^2}{1790}\right) \text{ — формула Джонсона}; \quad (54)$$

$$P_{\min} = 37491 \cdot \left(0.88 - \frac{3 \cdot 10^2}{1790}\right) = 26708 \text{ Н};$$

Определяем силы сопротивления. Силу механического трения штанг рассчитывают, полагая, что угол отклонения ствола скважины от вертикали постоянен по всей длине и равен:

$$\alpha_{\max} = 5 = 0.087 \text{ рад};$$

$$P_{\text{тр.мех.}} = C_{\text{шт}} \cdot \sum_{i=1}^n \Delta L_i \left(\frac{g'_{\text{шти}}}{\sin \alpha_i} + \frac{P_{i-1} \cdot \Delta \alpha_i}{\Delta L_i} \right); \quad (55)$$

$C_{\text{шт}}$ — коэффициент трения штанг о трубы

Гидродинамическое трение штанг:

$$P_{\text{тр.мех.}} = C_{\text{шт}} \cdot \alpha_{\max} \cdot (P_{\text{ж}} + P'_{\text{шт}}); \quad (56)$$

$$P_{\text{тр.мех.}} = 0.25 \cdot 0.087 \cdot (5756 \cdot 37491) = 940 \text{ Н};$$

$$P_{\text{тр.г.}} = 2 \cdot \pi^2 \cdot L_{\text{Н}} \cdot v_{\text{ж}} \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot S \cdot N \cdot M; \quad (57)$$

$$P_{\text{тр.г.}} = 2 \cdot 3.14^2 \cdot 800 \cdot 0.81 \cdot 10^{-6} \cdot 1018 \cdot 3 \cdot 0.2 \cdot 4346 = 33919 \text{ Н};$$

Определим силу трения плунжера:

$$P_{\text{тр.пл.}} = \frac{0.82 D_{\text{пл}}}{\delta} - 127; \quad (58)$$

$$P_{\text{тр.пл.}} = \frac{0.82 \cdot 0.032}{0.5 \cdot 10^{-4}} - 127 = 397 \text{ Н};$$

При смазке трансформаторным маслом

Сила гидродинамического сопротивления:

$$P_{\text{кл.н.}} = \Delta P_{\text{кл.н.}} \cdot F_{\text{пл}}; \quad (59)$$

$$P_{\text{кл.н.}} = 0.01 \cdot 10^6 \cdot 0.000804 = 8 \text{ Н};$$

Расчет экстремальных нагрузок:

$$P_{\max} = P'_{\text{шт}} + P_{\text{ж}} + P_{\text{дин.в.}} + P_{\text{тр.пл.}} + P_{\text{тр.мех.}} \quad (60)$$

$$P_{\min} = P'_{\text{шт}} - P_{\text{дин.н.}} - P_{\text{тр.мех.}} - P_{\text{кл.н.}} \quad (61)$$

$$P_{\max} = 37491 + 5756 + 397 + 940 + 1059 = 45613 \text{ Н};$$

$$P_{\min} = 37491 - 1059 - 940 - 8 = 35487 \text{ Н};$$

5. Социальная ответственность

В данной выпускной квалификационной работе был проведен расчет на прочность штанг «ШСНУ» при проведении работ по депарафинизации с использованием скребков. Данный раздел посвящен анализу возможных и вредных факторов при депарафинизации скважины с помощью скребков.

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

Рабочее место рабочего персонала является устьевая площадка.

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.

В разделе рассмотрены методы улучшения условий труда, обеспечения безопасности при проведении текущего ремонта, охраны окружающей среды, повышению производительности человека, а также сохранении работоспособности.

Описание рабочего места на предмет возникновения опасных и вредных факторов, вредного воздействия на окружающую среду.

Согласно ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ «Опасные и вредные факторы производства» можно выделить следующие вредные факторы производственной среды на штанговой скважинной насосной установке при депарафинизации скважины:

- повышенный уровень шума на рабочем месте;
- повышенный уровень вибрации.

При использовании скребков – центраторов для очистки насосно – компрессорных труб от отложений парафинов и асфальто – смоловых веществ уровень шума не превышает предельно допустимого.

Также использование скребков – центраторов не увеличивает вибрации в штанговой скважинной насосной установке.

Основными источниками шума и вибрации являются редуктор ШСНУ и штанговращатель.

Также шумы возникают при повороте штанговращателя и возвратно – поступательном движении головки балансира, что в совокупности оказывает влияние на обслуживающий персонал, работающий в непосредственной близости от ШСНУ.

К опасным факторам относятся следующие:

- пожароопасность;
- наличие вращающихся механизмов;

Штанговые скважинные насосные установки предназначены для подъема пластовой жидкости из скважины на дневную поверхность.

ШСНУ включает:

Наземное оборудование: станок-качалка (СК), оборудование устья.

Подземное оборудование: насосно-компрессорные трубы (НКТ), насосные штанги (НШ), штанговый скважинный насос (ШСН) и различные защитные устройства, улучшающие работу установки в осложненных условиях.

Воздействие на окружающую среду оказывают выхлопные газы при работе электродвигателя, также возможны разливы смазочных жидкостей, отходы при ремонте штанговой скважинной насосной установке и скребков – центраторов.

Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды.

В зависимости от длительного и интенсивного воздействия шума происходит большее или меньшее снижение чувствительности органов слуха, выражающееся временным смещением порога слышимости, которое исчезает после окончания воздействия шума, а при большой длительности и (или) интенсивности шума происходят необратимые потери слуха (тугоухость), характеризующиеся постоянным изменением порога слышимости.

Повышенный шум влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы, репродуктивную функцию человека, вызывает раздражение, нарушение сна, утомление, агрессивность, способствует психическим заболеваниям.

Пагубное воздействие оказывает даже шум, не ощущаемый ухом человека (находящийся за пределами чувствительности его слухового аппарата): инфразвуки, к примеру, вызывают чувство тревоги, боли в ушах и позвоночнике, а при длительном воздействии сказываются на нарушении периферического кровообращения.

Также шум влияет на производительность труда. Увеличение уровня шума на 1-2 дБ приводит к снижению производительности труда на 1%.

По ГОСТ 12.1.003-83 «Шум. Общие требования безопасности» допустимый уровень шума на рабочем месте штанговой скважинной насосной установки составляет 80 дБ. Для различных штанговых скважинных насосных установок применяются различные редукторы, у которых частота вращения вала может достигать 1000 об/мин, что в зависимости от ШСНУ может увеличивать уровень шума и вибраций.

Использование скребков – центратором не увеличивает уровень шума и вибраций.

Для снижения вредного воздействия шума на организм человека необходимо применение коллективных и индивидуальных средств защиты.

Согласно ГОСТ 12.1.029-80 «Средства и методы защиты от шума. Классификация» возможно установление звукоизолирующего кожуха непосредственно для штанговращателя.

В качестве средств индивидуальной защиты по ГОСТ 12.1.029-80 персонал необходимо снабдить противошумными наушниками, закрывающими ушную раковину снаружи, либо противошумными вкладышами, перекрывающими наружный слуховой проход и прилегающие к нему.

Воздействие вибрации на организм человека может привести к появлению вибрационной болезни, которая проявляется в нарушении работы сердечно-сосудистой и нервной систем, в поражении мышечных тканей и суставов, нарушении функций опорно-двигательного аппарата.

Воздействие локальной вибрации на организм человека приводит к головным болям, тошноте; оказывает воздействие на процесс кровообращения и нервные окончания.

По 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.

Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды.

В штанговой скважинной насосной установке для очистки насосно – компрессорных труб от отложений парафина и асфальтено – смолистых веществ основным рабочим органом является штанговращатель с установленной на нем штангой, на которой в свою очередь установлены скребки – центраторы. При несвоевременном обслуживании возможны, как повреждения насосно – компрессорных труб, так и отрыв режущей кромки скребка – центратора, что может привести к отрыву штанговращателя от головки – балансира и травмированию рабочего персонала. В качестве средств защиты необходимо использовать защитные экраны, закрывающие непосредственно головку балансира станка качалки с закрепленной на ней штанговращателем по ГОСТ 12.2.062-81.

Пожар может возникнуть при появлении искры в момент удара скребка – центратора об насосно – компрессорную трубу, вследствие неправильного режима эксплуатации установки. На устьевой площадке должен быть установлен противопожарный трубопровод с установленными

на нем гидрантами. Также обязательно наличие огнетушителей на территории месторождения.

Охрана окружающей среды.

Защита селитебной зоны.

Ввиду того, что штанговая скважина насосная установка с установленными на ней скребками расположена вдали от населенных пунктов, никаких мер по обеспечению безопасности селитебной зоны предпринимать не нужно.

Воздействие на атмосферу.

Для проведения процесса депарафинизации необходимо привести в движение скребки – центраторы, которые установлены на штанге. Штанговращатель вращает штангу за счет возвратно – поступательных движений головки балансира станка качалки, который в свою очередь приводится в движение электродвигателем. Электродвигатель для своей работы использует дизельное топливо, которое представляет собой смесь углеводородов с избыточным горением. Частицы, содержащиеся в выхлопном газе, наносят вред, здоровью человека, попадая в органы дыхания.

Также возможны испарения парафинов и асфальтено – смолистых веществ из отстойника.

Воздействие на гидросферу

Возможен разлив смазочных жидкостей, а также при не соблюдении правил технического обслуживания дизельных установок возможен разлив масел и топлива. При неправильной депарафинизации возможно попадания углеводородов в грунтовые воды.

Воздействие на литосферу

Работа скребков – центраторов связана с регулярным выносом высокопарафиновой нефти со срезанными отложениями АСПО. Замена отработавших материалов и узлов приводит к образованию твердых отходов производства (металлолом, фторопласт, прочий бытовой и технический

мусор). Для утилизации бытовых отходов применяются полигоны твердых бытовых отходов.

Решения по обеспечению экологической безопасности

При работе скребков – центраторов, а также узлов и механизмов штанговой скважинной насосной установки необходимо соблюдать инструкции и правила техники безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности, которые разрабатываются для конкретной ШСНУ.

Работающие с нефтепродуктами должны быть обучены безопасности труда в соответствии с ГОСТ 12.0.004-90.

При работе с отработанными нефтепродуктами, являющимися легковоспламеняющимися и ядовитыми веществами, необходимо применять индивидуальные средства защиты по типовым отраслевым нормам.

Для предотвращения загрязнения окружающей среды нефтепродуктами, уменьшения пожарной опасности и улучшения условий труда рекомендуются установки герметичного налива и слива, стационарные шланговые устройства, системы автоматизации процессов сливно-наливных операций.

Режим слива и налива нефтепродуктов, конструкция и условия эксплуатации средств хранения и транспортирования должны удовлетворять требованиям электростатической искробезопасности по ГОСТ 12.1.018-93.

Устройства полигонов твердых бытовых отходов должны организовываться в соответствии с СанПиНом 2.1.7.722-98.

Защита в чрезвычайных ситуациях

Перечень возможных ЧС на объекте

- аварийная остановка при превышении уровня вибрации;
- обрыв штанги со скребками – центраторами;
- пожар при повреждении скребками - центраторами насосно – компрессорной трубы;
- нарушение рабочего режима штанговращателя;
- аварийная остановка при превышении угла поворота штанги;

Описание превентивных мер по предупреждению ЧС

Превентивные меры по предупреждению ЧС: проведения расчетов на прочность штанг при работе со скребками – центраторами, также исследования режимов работы при различном содержании отложений.

Необходимо перед изготовлением скребков – центраторов произвести ряд исследований с помощью ЭВМ и просимулировать различные гидродинамические процессы, возникающие при их работе, с целью контроля напряжений возникающих в режущей кромке скребка – центратора.

В случае возникновения данной аварийной ситуации необходимо действовать согласно инструкции, предписанной данному предприятию на случай возникновения ЧС.

Описание мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС

Одной из главных причин разрушения режущей кромки скребка – центратора является неправильный угол поворота штанговращателя. Для предотвращения этого необходимо тщательно подбирать режим вращения штанговращателя, также необходимо производить расчеты в конструкторском бюро.

Необходимо перед изготовлением скребков – центраторов произвести ряд исследований с помощью ЭВМ и просимулировать различные гидродинамические процессы, возникающие при их работе, с целью контроля напряжений возникающих в режущей кромке скребка – центратора.

В случае возникновения данной аварийной ситуации необходимо действовать согласно инструкции, предписанной данному предприятию на случай возникновения ЧС.

Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Правила безопасного ведения работ регламентируются ПБ 08-624-03 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», который разработан в соответствии с "Положением о Федеральном горном и промышленном надзоре России" и учитывают требования Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных

объектов" от 21.07.97 N 116-ФЗ, а также других действующих нормативных документов.

Допуск к работе имеют лица не моложе 18 лет, прошедшие медицинское освидетельствование в установленном порядке и не имеющие противопоказаний к выполнению данного вида работ, обученные безопасным методам и приемам работы, применению средств индивидуальной защиты, правилам и приемам оказания первой медицинской помощи пострадавшим и прошедшие проверку знаний в установленном порядке.

Лица женского пола могут привлекаться к проведению отдельных газоопасных работ, предусмотренных технологическими регламентами и инструкциями и допускаемых законодательством о труде женщин.

К выполнению работ допускаются руководители, специалисты и рабочие, обученные и сдавшие экзамены на знание правил безопасности и техники безопасности, умеющие пользоваться средствами индивидуальной защиты и знающие способы оказания первой (доврачебной) помощи.

Первичное обучение рабочих безопасным методам и приемам труда; руководителей и специалистов, лиц, ответственных за безопасную эксплуатацию газового хозяйства и ведение технического надзора, а также лиц, допускаемых к выполнению газоопасных работ, должно проводиться в организациях (учебных центрах), имеющих соответствующую лицензию.

Основным органом государственного надзора и контроля за состоянием охраны труда является Федеральная служба по труду и занятости. В ее структуру входят Управление надзора и контроля за соблюдением законодательства о труде, территориальные органы по государственному надзору и контролю за соблюдением трудового законодательства и иных нормативных правовых актов, содержащих нормы трудового права, государственные инспекции труда субъектов Российской Федерации.

Действующая с 1 января 2014 г. редакция ТК РФ определяет, что работникам, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, положены следующие гарантии и компенсации:

1) сокращенная продолжительность рабочего времени с возможностью выплаты денежной компенсации за работу в пределах общеустановленной 40-часовой рабочей недели (ст. 92 ТК РФ);

2) ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск работникам с возможностью выплаты компенсации за часть такого отпуска, превышающую минимальную продолжительность (ст. 117 ТК РФ);

3) повышенная оплата труда работников (ст. 147 ТК РФ).

6. Анализ экономической эффективности.

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 смотри Приложение 1, Таблица 1 – Матрица SWOT

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 таблице 4, таблице 5, таблице 6, таблице 7.

Таблица 4 Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	-	-	0	+
	B2	-	-	0	+	+
	B3	-	-	-	+	0
	B4	-	-	0	+	+
	B5	-	+	+	-	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1C5, B2C4C5, B3C4, B4C4C5, B5C2C3.

Таблица 5 Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	0	-
	B2	+	+	-
	B3	-	+	0
	B4	-	-	+
	B5	+	-	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл1, B2Сл1Сл2, B3Сл2, B4Сл3, B5Сл1Сл3.

Таблица 6 Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	У1	-	-	-	-	-
	У2	0	0	-	-	+
	У3	-	+	+	-	-
	У4	-	-	-	+	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У2С5, У3С2С3, У4С4.

Таблица 7 Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	+	+
	У2	+	0	-
	У3	+	-	+
	У4	+	+	+

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл1Сл2Сл3, У2Сл1, У3Сл1Сл3, У4Сл1Сл2Сл3.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа смотри Приложение 1 Таблица 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 Приложении 1 таблице 3.

Определение трудоемкости выполнения работ

Трудовые затраты в большинстве случаев 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 $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (62)$$

где $t_{ожі}$ – 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 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (63)$$

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

$t_{ожі}$ – 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:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} \quad (64)$$

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:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (65)$$

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 приложении 1 таблица 4.

На основе таблицы строим план график представленный в Приложении 1
Таблица 5

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 Приложении 1 Таблица 6.

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

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп} , \quad (66)$$

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

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

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

$$Z_{осн} = T_p \cdot Z_{дн} , \quad (67)$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d} , \quad (68)$$

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 8 – 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:

$$Z_M = Z_{TC} * (1 + k_{пр} + k_d) * k_p, \quad (69)$$

где Z_{TC} – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от Z_{TC});

k_d – 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 Z_{TC});

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

Таблица 9 – расчет основной заработной платы

Исполнители	З _{тс} , тыс. руб.	к _{пр}	к _д	к _р	З _м , тыс. руб.	З _{дн} , тыс. руб.	Т _р , раб. дн.	З _{осн} , тыс. руб.
Руководитель	24.349	0,3	0,4	1,3	53.811	4.017	20	80.340
Дипломник	5261	0	0	1,3	6.840	0.390	47	18.33
Итого З _{осн}								98.67

Дополнительная заработная плата составляет 12% от основной, для руководителя 9.640, дипломник – 2.199

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:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} * (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (70)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – 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 10 – отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб	Дополнительная заработная плата, тыс. руб
	Исп. 1	
Руководитель	80.340	9.640
Дипломник	18.330	2.199
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,271	
Итого		
Исполнение 1	29.947	

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. Расчет бюджета затрат НИИ представлен в приложении 1 таблица

Заключение

В данной работе был произведен расчет на прочность штаг с использованием пластинчатых скребков в количестве восьми штук. Для произведения расчетов были взяты геолого – физические характеристики скважины № 180 Казанского нефтегазоконденсатного месторождения томской области.

В результате расчеты показали, что использование пластинчатых скребков удовлетворяет условию прочности. Были рассчитаны дополнительные характеристики скважины, необходимые для произведения прочностного расчета штанг.

В теоретической части дипломной работы было описано образование, как парафиновых, так и асфальто – парафиновых. Способы борьбы с отложениями парафина. Представлен механический способ борьбы с АСПО, который включает в себя обзор скребков для фонтанно – компрессорных скважин, скважин с погружными электронасосами, также рассмотрен способ очистки труб от парафина с применением плунжерного лифта.

В экономической части дипломной работы было установлено, что данный метод очистки от парафиновых отложений является актуальным. Составлен список работ и необходимых этапов для произведения данного проекта. Выполнен SWOT – анализ проекта, были выявлены его сильные и слабые стороны, произведен расчет бюджета затрат, в который входят, затраты на оборудование, заработную плату, страховые отчисления.

В главе социальная ответственность были рассмотрены, как опасные, так и вредные факторы, и проанализированы способы борьбы с ними. Также рассмотрены возможные воздействия на окружающую среду, например на: селитебную зону, воздействие на атмосферу, гидросферу и литосферу.

Список используемых источников:

- [1] Бакиров А.У., Будников В.Ф., Булаотов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. В 6 – и тг. Т. 5, 6. – М.: Недра, 2003
- [2] Выбор наиболее рационального способа борьбы с органическими отложениями в скважинах / Уразбаев У.К., Ражетдинов У.З., Исланов Р.Г. и др. // Нефтепромысловое дело. 2005. - № 11. – С.27 – 30.
- [3] Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: Недра, 2002. – 639 с.
- [4] Иванов Н.П. Разработка и внедрение механического способа удаления асфальто – смолистых и парафиновых отложений на нефтяном оборудовании [Электронный ресурс]: Дис, ... канд.техн.наук: ОБ.17.07. – М.№ РГБ, 2006
- [5] Кудинов В.И., Сучков Б.М. Интенсификация добычи вязкой нефти. – М.: Недра, 1994
- [6] Малышев А.Г., Черемсин Н. А., Шевчекл Г.В. Выбор оптимальных способов борьбы с парафиноотложением / Нефтяное хозяйство. – 2003. - № 9. – С. 62 – 69.
- [7] Насыров А.М. и др. Способы борьбы с отложениями парафина. – М.: ВНИИОЭНГ, 1991 – 44 с.
- [8] Особенности состава АСПО Западной Сибири: Науч. Тр. «Проблемы химии нефти» / А.Н. Садыков, Р.Ш. Нигматудлина, Д.Ф. Фазлыев, - Новосибирск: Наука, 2009 – С. 302 – 305.
- [9] Особенности состава и строения нефтяных отложений / А.В. Шарифуллин, Л.Р. Байбекова и др. // Технология нефти и газа. – М., 2006. - №6.
- [10] Рагудин В.В., Смолянец Е.Ф. и др. Исследование свойств асфальто – смоло – парафиновых отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых комплексов // Нефтепромысловое дело. – 2001. - №5. – С. 33 – 36.

[11] Персиянцев М.Н. Добыча нефти в осложненных условиях. – ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000 -653 с.

[12] Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. - М.: Недра, 1970. - 192 с.

[13] 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.

[14] Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т., Челоянц Д.К. Интенсификация добычи нефти. М.: Наука, 2000. 414 с

[15] Сорокин С.А., Хавкин С.А. Особенности физико-химического механизма образования АСПО в скважинах // Бурение и нефть. 2007. №10. С. 30-31.

Таблица 1 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
<p>Возможности:</p> <p>В1. Реализация проекта с государственной поддержкой;</p>	<p>С1. Наличие бюджетного финансирования;</p> <p>С2. Более низкая стоимость технологического процесса по сравнению с другими.</p> <p>С3. Отсутствие необходимости закупки материалов и комплектующих;</p> <p>С4. Определение возможных опасных проявлений при работе скребков – центраторов.</p> <p>С5. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Сл1. Использование некоторых упрощений при осуществлении расчетов;</p> <p>Сл2. При расчетах не учтен состав АСПО и его количество;</p> <p>Сл3. Отсутствие возможности проверки результатов исследования с помощью практических опытов;</p>

<p>В2. Сотрудничество с предприятием-изготовителем скребков - центраторов;</p> <p>В3. Появление дополнительного спроса на исследование;</p> <p>В4. Получение гранта для дальнейших исследований;</p> <p>В5. Повышение стоимости конкурентных исследований.</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на данные исследования;</p> <p>У2. Отсутствие универсальности для подбора режущей кромки скребка - центратора;</p> <p>У3. Снижение бюджета на исследование;</p> <p>У4. Недоверие к производителю;</p>		

Таблица 2 SWOT-анализ

	Сильные стороны	Слабые стороны
	<p>научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Наличие бюджетного финансирования;</p> <p>С2. Более низкая стоимость технологического процесса по сравнению с другими.</p> <p>С3. Отсутствие необходимости закупки материалов и комплектующих;</p> <p>С4. Определение опасных напряжений при работе скребков – центраторов.</p> <p>С5. Квалифицированный персонал.</p>	<p>научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Использование некоторых упрощений при осуществлении расчетов;</p> <p>Сл2. При расчетах не учтен состав АСПО и его количество;</p> <p>Сл3. Отсутствие возможности проверки результатов исследования с помощью практических опытов;</p> <p>Сл4. Возможные ошибки в расчетной части</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Реализация проекта с государственной поддержкой;</p> <p>В2. Сотрудничество с</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»:</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»:</p>

<p>предприятием-изготовителем скребков - центраторов;</p> <p>В3. Появление дополнительного спроса на исследование;</p> <p>В4. Получение гранта для дальнейших исследований;</p> <p>В5. Повышение стоимости конкурентных исследований.</p>	<p>В1С5 – для исследования проекта необходимы лаборатории ТПУ, допуск к которым имеет квалифицированный персонал;</p> <p>В2С4С5 – исследования, проводимые для определения опасных напряжений на режущей кромке скребка - центратора, должны быть интересны для предприятия с целью развития более совершенной продукции;</p> <p>квалифицированный персонал является гарантом качества выполняемых работ;</p> <p>В3С4 – появление дополнительного спроса к исследованию вследствие обоснования гарантии работы с помощью теоретических расчетов</p> <p>В4С4С5 – получение</p>	<p>В1Сл1 – возможные отклонения полученных результатов с действительностью.</p> <p>В2Сл2Сл3 – отсутствие универсальности для подбора режущей кромки скребка – центратора.</p> <p>В3Сл2 – возможно появление дополнительного спроса на исследование в случае использования расчетов для конкретного месторождения;</p> <p>В4Сл3 – в случае решения актуальных задач возможно получение гранта для дальнейшего развития проекта.</p> <p>В5Сл1Сл5 – недостоверность расчетов может привести к сбою в работе оборудования.</p>
---	---	--

	<p>гранта связано с актуальностью решаемой проблемы при участии квалифицированного персонала;</p> <p>B5C2C3 – удорожание проектов конкурентов, вследствие того, что нам не надо производить закупки материалов, т.к. проводим теоретические расчеты.</p>	
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Отсутствие спроса на данные исследования;</p> <p>У2. Развитая конкуренция технологий;</p> <p>У3. Снижение бюджета на исследование;</p> <p>У4. Неточность расчетов в ходе моделирования.</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»:</p> <p>У2С5 – возможно развитие конкурентных разработок, если при их создании участвует квалифицированный персонал;</p> <p>У3С2С3 – возможно урезание бюджета, т.к. в основном смета затрат состоит из начисления зарплаты ввиду отсутствия</p>	<p>Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»:</p> <p>У1Сл1Сл2Сл3 – возможно отсутствие спроса на данное исследование вследствие: применения некоторых упрощений при производстве расчетов, наличия некоторых погрешностей при отсутствии возможности проверки результатов;</p>

	<p>необходимости закупки оборудования и материалов для исследования;</p> <p>У4С4 – существует вероятность появления погрешностей в расчетах, т.к. при исследовании используется не практические испытания, теоретические расчеты на прочность.</p>	<p>У2Сл1 – возможно развитие конкурентных исследований вследствие осуществления более точных расчетов при минимальных упрощениях в проекте;</p> <p>У3Сл1Сл3 – есть вероятность урезания финансирования в случае проведения не полного исследования с использованием упрощений;</p> <p>У4Сл1Сл2Сл3 – на неточность результатов исследования напрямую влияют вводимые упрощения, учет не полного спектра факторов при работе режущей кромки скребков - центраторов; наличие ошибок в сочетании с отсутствием практических опытов могут допустить наличие неточных расчетов при</p>
--	--	--

		исследовании.
--	--	---------------

Таблица 3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания		Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований		Выбор направления исследований	Руководитель
		Подбор и изучение литературы по теме	Дипломник
		Календарное планирование работ по теме	Руководитель, дипломник
Теоретические и экспериментальные исследования		Поиск необходимых параметров для производства теоретических расчетов	Дипломник
		Производства расчетов на прочность колонны штанг ШСНУ	Дипломник
Обобщение и оценка результатов		Оценка результатов исследования	Руководитель, дипломник
Оформления отчета по исследовательской работе		Составление пояснительной записки	Руководитель, дипломник

Таблица 4 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	min, чел-дни	max, чел-дни	ож, чел-дни			
	сп. 1	сп. 1	сп. 1	Исп. 1	Исп. 1	Исп. 1
Составление и утверждение технического задания	1	3	.8	Руков.	2	3
Выбор направления исследования	5	10	7	Руков.	7	11
Подбор и изучение литературы по теме	7	12	9	Дипл.	9	14
Календарное планирование работ по теме	3	4	4.2	Руков. дипл.	3	5
Поиск необходимых параметров для производства теоретических расчетов	6	10	7.6	Дипл.	8	12
Производства расчетов на прочность колонны штанг ШСНУ	8	12	9.6	Дипл.	10	15
Оценка результатов исследования	4	10	6.4	Руков. дипл.	4	6

Составление пояснительной записки	4	10	6.4	Руков. дипл.	4	6
--------------------------------------	---	----	-----	-----------------	---	---

Таблица 5 – Календарный план график проведения НИР по теме

№ работ	Вид работ	Испол нител и	к ^и , ка л. дн и	Продолжительность выполнения работ										
				Фев.		Март			Апрель		Май			
	Составление и утверждение ТЗ	Руков.		■										
	Выбор направления исследования	Руков.	1	■	■									
	Подбор и изучение литературы по теме	Дипл.	4			□	□							
	Календарное планирование работ по теме	Руков. дипл.					■	□						
	Поиск необходимых параметров для расчетов	Дипл.	2					□	□					
	Производство расчетов на	Дипл.	5							□	□			

прочность колонны штанг ШСНУ																		
Оценка результатов	Руков. дипл.																	
Пояснительная записка	Руков. дипл.																	

 - руководитель,
  - дипломник.

Таблица 6 – Расчет основной заработной платы

№ п/ п	Наименование этапов	Исполнитель и по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Зарботная плата, приходящая я на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего зарботная плата по тарифу(окладам), тыс. руб.
			Исп. 1	Исп. 1	Исп. 1
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	2	4.017	8.034
2	Выбор направления исследования	Руководитель	7	4.017	28.190
3	Подбор и изучение литературы по теме	Дипломник	9	0.390	3.510

4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, дипломник	3	4.407	13.221
5	Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	Дипломник	8	0.390	3.120
6	Построение модели лопатки осевого компрессора и проведение исследования	Дипломник	10	0.390	3.900
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, дипломник	4	4.407	17.880
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, дипломник	4	4.407	17.880
Итого					98.735

Таблица 7 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
	Исп. 1	
1. Затраты по основной и дополнительной заработной плате исполнителей темы	110509	
2. Отчисления на социальные нужды	29947	
3. Накладные расходы	22472	16% от суммы 1-2
4. Бюджет затрат НИИ	162928	Сумма ст. 1-3