

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

Школа *Инженерная школа природных ресурсов*  
 Направление подготовки *21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов*  
 Отделение школы (НОЦ) *Отделение нефтегазового дела*

### МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

<b>Тема работы</b>
<b>Исследование динамических нагрузок при эксплуатации винтовых штанговых насосных установок</b>

УДК 622.276.054.22-047.44

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Никитин Вячеслав Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Саруев Лев Алексеевич	д.т.н., профессор		

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Ирина Валерьевна Шарф	д.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	к.т.н., доцент		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Манабаяев Кайрат Камитович	к.ф-м.н., доцент		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ ООП

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК-1	Способен осуществлять критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, выработать стратегию действий
УК-2	Способен управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла
УК-3	Способен организовывать и руководить работой команды, выработывая командную стратегию для достижения поставленной цели
УК-4	Способен применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия
УК-5	Способен анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия
УК-6	Способен определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК-1	Способен решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области
ОПК-2	Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства
ОПК-3	Способен разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии
ОПК-4	Способен находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности
ОПК-5	Способен оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях
ОПК-6	Способен участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания

Код компетенции	Наименование компетенции
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способность оценивать эффективность инновационных решений и анализировать возможные технологические риски их реализации.
ПК(У) -2	Способность анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль и техническое сопровождение.
ПК(У)-3	Способность обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли.
ПК(У)-4	Знание современных САД-САЕ-систем, их функциональные возможности для проектирования геометрических моделей изделий высокой сложности.
ПК(У)-5	Способность применять полученные знания для разработки и реализации проектов, различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов.
ПК(У)-6	Способность к разработке учебно-методических материалов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования
ПК(У)-7	Способность реализовывать программы профессионального обучения: планировать и проводить учебные занятия, оценивать достижение планируемых результатов для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области обеспечения работы технологического оборудования

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов  
 Уровень образования магистр  
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2021 /2022 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2022
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.04.2022	1. Анализ информационных источников по винтовым штанговым насосным установкам	30
25.04.2022	2. Выявление механизмов возникновения динамических нагрузок на элементы ВШНУ	30
15.05.2022	3. Исследование и методы снижения динамических нагрузок на элементы ВШНУ	30
08.06.2022	4. Устранение недочетов	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Саруев Л.А.	Д.Т.Н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Манабаев К.К.	к.ф.-м.н.		

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

Школа *Инженерная школа природных ресурсов*

Направление подготовки (специальность) 21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)    (Дата)    (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ05	Никитину Вячеславу Андреевичу

Тема работы:

<b>Исследование динамических нагрузок при эксплуатации винтовых штанговых насосных установок</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022 № 39-38/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2022
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p>	<p>Исходными данными к работе послужили:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- материалы преддипломной практики;</li> <li>- научная периодическая литература;</li> <li>- монографическая литература;</li> <li>- нормативно-правовые акты по объекту исследования</li> </ul>
--	--

<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Область применения и классификация винтовых штанговых насосных установок, устройство и принцип действия винтового штангового насоса, выявление динамических нагрузок на элементы ВШНУ и методы их снижения, график выполнения работ, в соответствии с ВКР; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценка эффективность нововведений и др. производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы.
---	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент	профессор Ирина Валерьевна Шарф
Социальная ответственность	доцент Сечин Андрей Александрович
Иностранный язык	профессор Матвеевко Ирина Алексеевна

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

<p>Анализ информационных источников по винтовым штанговым насосным установкам</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзор и анализ ВШНУ</li> <li>2. Выявление и обзор механизмов возникновения динамических нагрузок на элементы ВШНУ</li> <li>3. Методы исследования и снижения динамических нагрузок на элементы ВШНУ</li> <li>4. Расчёты ВШНУ</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>6. Социальная ответственность</li> <li>7. Заключение</li> </ol> <p>Overview and analysis of Screw Rod Pumping Units</p>
---

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	08.02.2022
---	------------

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор ОНД	Саруев Лев Алексеевич	д.т.н., профессор		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ05	Никитин Вячеслав Андреевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ05	Никитину Вячеславу Андреевичу

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение научно-исследовательской работы по ВШНУ
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Единые нормы времени (ЕНВ) Приказ №639 от 20 сентября 2019 года «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья»
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс РФ (ред.от 26.03.2022 г.)

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Оценка перспективности проводимых научных исследований проекта и прогноз повышения нефтеотдачи
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчёт доходов и затрат при проведении НИР по ВШНУ
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Расчет эффективности исследования ВШНУ и экономического эффекта от дополнительной добычи нефти

**Перечень графического материала):**

1. Календарный план график проведения НИР по теме

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.01.2022
--	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор ОНД	Шарф И.В.	д.э.н, профессор		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ05	Никитин Вячеслав Андреевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b> 2БМ05		<b>ФИО</b> Никитин Вячеслав Андреевич	
<b>Инженерная школа</b>	<b>Природных ресурсов</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	магистратура	<b>Направление/ специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело» <u>Машины и оборудование</u> <u>нефтяных и</u> <u>газовых промыслов»</u>

Тема ВКР:

<b>Исследование динамических нагрузок при эксплуатации винтовых штанговых насосных установок</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
<p><b>Введение</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</li> <li>– Описание рабочей зоны (рабочего места) при эксплуатации</li> </ul>	<p><i>Объект исследования:</i> пультовая ВШНУ. <i>Область применения:</i> нефтедобыча. <i>Рабочая зона:</i> производственное помещение. <i>Размеры помещения:</i> 5*6.5 м, высотой 3.5 м. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> пульт управления ВШНУ, блочный щит управления ВШНУ. <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> дистанционный контроль параметров работы ВШНУ, включение, отключение ВШНУ.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»; Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»; ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»; ГОСТ 12.2.062-81 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные»; ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности»; ГОСТ 16354-70 «Лампы ртутные дуговые высокого давления с исправленной цветностью»; ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»; ФЗ от 22.06.2008 г. № 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;</p>
<p><b>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</li> <li>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</li> </ul>	<p><b>Опасные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. углеводороды в виде тяжелых или легких фракций;</li> <li>2. вирусно-инфекционные заболевания, носителями которых чаще всего являются насекомые и грызуны;</li> <li>3. движущиеся машины и механизмы – имеющиеся в рассматриваемой технологии ВШНУ;</li> <li>4. технологическое оборудование, обладающее значительными потенциально опасными и разрушительными свойствами – имеется на ВШНУ;</li> <li>5. высокие давления пневмо-гидросистем, жидкостей и газов – характерно для ВШНУ;</li> <li>6. высокое электрическое напряжение в системе, включая и статическое электричество;</li> </ol>



	<p><b>Вредные факторы:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Повышенный уровень общей вибрации;</li> <li>2. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</li> <li>3. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</li> <li>4. Интенсивные физические нагрузки, тяжесть труда, работа "стоя", монотонность, напряженность трудового процесса;</li> <li>5. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий;</li> </ol> <p><b>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов:</b> использование защитных костюмов, виброизолирующие рукавицы, перчатки, виброизолирующая обувь, беруши, наушники, защитные ограждения.</p> <p><b>Расчет:</b> расчет системы искусственного освещения</p>
3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u>	<p><b>Воздействие на селитебную зону:</b> розлив нефти на территории при аварии</p> <p><b>Воздействие на литосферу:</b> нефтепродукты и ГСМ, проливаемые при заправках или ремонте техники; стоки, сбрасываемые на стройплощадках на рельеф; отходы стройматериалов; твердые бытовые отходы</p> <p><b>Воздействие на гидросферу:</b> изъятие природных вод для обеспечения собственных нужд; загрязнение водных объектов случайными аварийными сбросами, утечки, дренаж и непланируемые разливы нефти; влияние земляных работ на режим стока водоемов</p> <p><b>Воздействие на атмосферу:</b> продукты сгорания топлива от передвигающегося транспорта; растворители при проведении окрасочных работах; сварочные аэрозоли при выполнении сварочных работах.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u>	<p><b>Возможные ЧС:</b> Природные катастрофы; Геологические воздействия (землетрясения, оползни, обвалы, провалы территории и т.д.); Техногенные аварии (отказ систем безопасности; открытое фонтанирование нефти из скважины; прорывы нефтесборной сети и сети ППД.)</p> <p><b>Наиболее типичная ЧС:</b> открытое фонтанирование нефти из скважины.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
31.01.2022	

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Никитин Вячеслав Андреевич		

## Реферат

Магистерская диссертация состоит из 147 страниц, рисунков 25, таблиц 18, источников 39 и 1 приложение.

**Ключевые слова:** наземный привод, ротор, статор, винтовой насос, колонна штанг, наземный электродвигатель, динамические нагрузки.

**Актуальность:** проблема добычи высоковязких нефтей всегда была актуальна. Поэтому одним из направлений решения является применение и дальнейшее совершенствование технологии винтовых насосов, которые показывают низкую чувствительность к вязкости перекачиваемого продукта.

Также исходя из этого актуальна проблема оптимизации конструкции и методов мониторинга за работой приводов винтового насоса, среди которых наиболее популярны в России в настоящий момент штанговые конструкции, проходящие от наземного ведущего двигателя до ротора насоса, располагающегося на глубине в единицы километров.

Дальнейшее расширение штанговых винтовых установок ограничивается рядом технических проблем, среди которых важное место занимает устранение динамических колебаний вращающейся колонны штанг, возникающих под воздействием возмущений как со стороны приводного оборудования или рабочих органов насоса, так и из-за локальных изменений свойств перекачиваемой нефти.

**Цель исследования:** Целью работы является исследование возможностей снижения динамических нагрузок при эксплуатации винтовых штанговых насосных установок.

**Задачи исследования:**

1. Анализ винтовых штанговых насосных установок (ВШНУ);
2. Рассмотрение вариантов монтажа ВШНУ в скважине;
3. Учёт опыта эксплуатации ВШНУ на месторождениях;
4. Выявление причин возникновения динамических нагрузок на элементы ВШНУ;
5. Оценка эффективности современных методов исследования и снижения динамических нагрузок;
6. Определение запаса прочности колонны штанг и ресурса ролико-конического подшипника;
7. Решения вопросов финансового менеджмента и социальной ответственности.

**Объект исследования:** динамические нагрузки и оценка прочности элементов конструкции ВШНУ.

**Область применения:** добыча высоковязкой нефти.

## Оглавление

Реферат .....	10
Анализ информационных источников по винтовым штанговым насосным установкам .....	14
1. Обзор и анализ винтовых штанговых насосных установок .....	16
1.1. Описание ВШНУ .....	16
1.2. Монтаж скважинных штанговых винтовых насосных установок .....	36
1.3. Особенности монтажа ВШНУ со вставным насосом.....	48
1.4. Опыт эксплуатации ВШНУ .....	51
2. Выявление и обзор механизмов возникновения динамических нагрузок на элементы ВШНУ .....	61
3. Методы исследования и снижения динамических нагрузок на элементы вшну	71
3.1. Методы исследования динамических нагрузок на элементы ВШНУ .....	71
3.2. Методы снижения динамических нагрузок на элементы ВШНУ .....	74
4. Расчёт элементов ВШНУ .....	80
4.1. Расчёт прочности колонны штанг .....	80
4.2. Расчёт ролико-конического подшипника .....	82
5. Финансовый менеджмент.....	85
5.1. Потенциальные потребители результатов исследования.....	85
5.2. Планирование научно-исследовательских работ.....	86
5.3. Определение трудоёмкости научно-технической работы .....	87
5.4. Разработка графика проведения научного исследования .....	88
5.5. Бюджет научно-технического исследования.....	90
5.6. Страховые отчисления.....	93
5.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского .....	94
проекта.....	94

5.8.	Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, ..... 95	95
	бюджетной, экономической эффективности исследования ..... 95	95
6.	Социальная ответственность..... 103	103
6.1.	Правовые и организационные вопросы ..... 103	103
	обеспечения безопасности при работе на ВШНУ ..... 103	103
6.2.	Производственная безопасность..... 106	106
6.3.	Анализ опасных и вредных производственных факторов ..... 106	106
6.4.	Мероприятия по снижению уровней воздействия..... 111	111
	опасных и вредных факторов на персонал ВШНУ ..... 111	111
6.5.	Анализ условий труда на рабочем месте ..... 113	113
6.6.	Экологическая безопасность..... 119	119
6.7.	Защита атмосферы..... 119	119
6.8.	Защита гидросферы..... 120	120
6.9.	Защита литосферы..... 121	121
6.10.	Безопасность в чрезвычайных ситуациях ..... 122	122
6.11.	Виды чрезвычайных ситуаций..... 123	123
	Заключение..... 125	125
	Литература ..... 126	126
	Приложение I..... 130	130

## **Анализ информационных источников по винтовым штанговым насосным установкам**

В последнее время в России опубликованы фундаментальные работы, посвященные принципу действия, устройству и проектированию винтовых насосов. В работе [2], например, приводятся весьма подробные сведения о теории винтовых гидравлических машин, рабочем процессе винтовых насосов, их характеристиках, принципах оптимизации геометрических параметров рабочих органов насоса, а также рассматриваются вопросы проектирования и расчета одновинтовых насосов. Однако в указанных источниках мало внимания уделяется вопросам технологии изготовления узлов винтовых насосов и свойствам применяемых материалов, в частности, основному элементу статора винтового насоса – обойме из эластомера. В то время как именно свойства эластомера и технология изготовления определяют эксплуатационные характеристики винтовых насосов для добычи нефти.

Также в учебном пособии [3] рассматриваются технологические процессы монтажа, технического обслуживания и ремонта скважинных штанговых винтовых насосных установок, но мало внимания уделено эксплуатационным характеристикам и свойствам оборудования. В то же время проблемные вопросы применения винтовых насосов, в частности, надежность колонны насосных штанг в наклонно направленных скважинах, гидравлические сопротивления при подъеме продукции по кольцевому зазору между насосно-компрессорными трубами и штангами, гидродинамические сопротивления при подъеме обводненной продукции, склонной к образованию эмульсий и другие аспекты, рассматриваются преимущественно в диссертационных работах различных авторов и малодоступны для широкого круга специалистов, в том числе технологов нефтедобывающих промыслов и студентов нефтяных вузов. Вместе с тем эти особенности эксплуатации и применения актуальны и в немалой степени способствуют внедрению винтовых насосов. За последние годы

появились новые области применения винтовых насосов, в частности, одновременно-раздельная эксплуатация и разработка месторождений высоковязкой нефти с применением тепловых методов воздействия на продуктивный пласт, что предъявляет соответствующие новые требования к оборудованию.

# 1. ОБЗОР И АНАЛИЗ ВИНТОВЫХ ШТАНГОВЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

## 1.1. Описание ВШНУ

История ВШНУ отсчитывается с начала второй половины прошлого века, когда появились винтовые артезианские насосы типа ВАН для откачки воды из скважин глубиной до 100 метров [2].

Конкретные системы ВШНУ в нефтедобыче появились в конце прошлого века во Франции и США, и к сегодняшнему дню данная техника перекрывает диапазон добычи от 0.5 до 1000 м<sup>3</sup> в сутки при создаваемом давлении до 30 МПа.

Привод насоса осуществлялся с помощью вала из штанг, который вращался в радиальных опорах из резины и металла, и располагался внутри напорного трубопровода [3].

Компоновка современной системы ВШНУ показана на рис. 1.



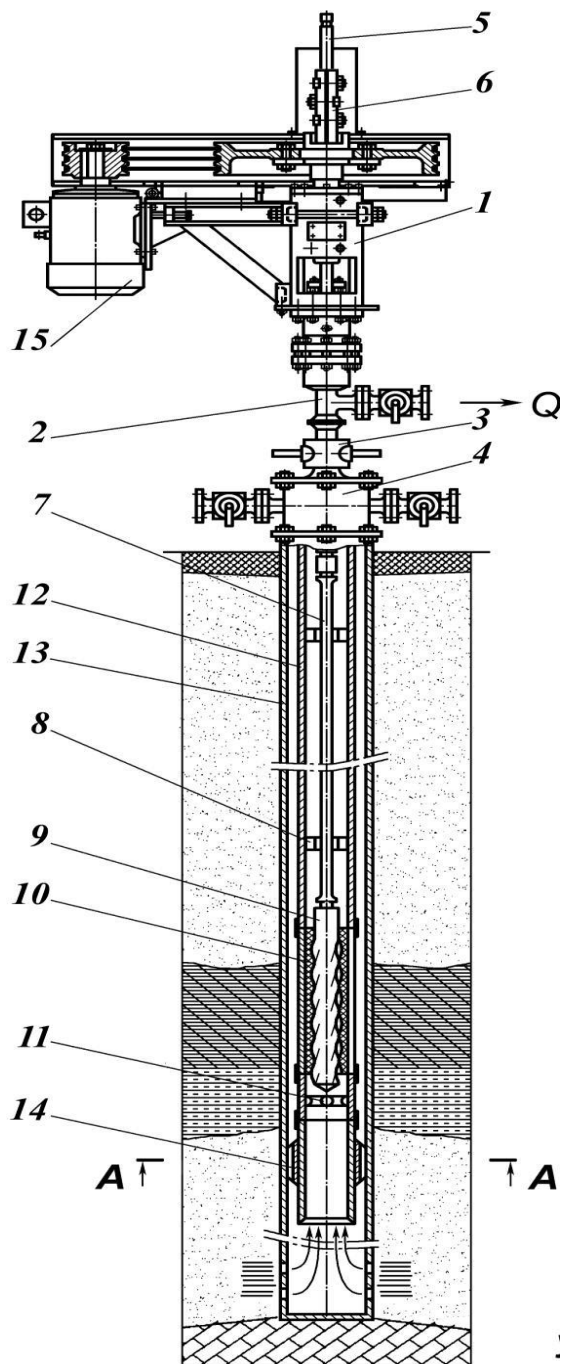


Рисунок 1 - Современная штанговая насосная винтовая установка:

1 – приводная головка; 2 – тройник; 3 – преентор; 4 – трубная головка; 5 – полированный шток; 6 – приводной хомут; 7 – штанги; 8 – центратор; 9 – ротор (винт); 10 – статор (обойма); 11 – нижний переводник статора с упорным пальцем; 12 – насосно-компрессорные трубы; 13 – обсадные трубы; 14 – динамический противоотворотный якорь (анкер); 15 – электродвигатель.

В настоящее время создано большое количество типоразмеров ВШНУ с диапазоном подач от 0,5 до 1000 м<sup>3</sup>/сут и давлением от 6 до 30 МПа.

Причиной достаточно широкого применения ВШНУ служат их технико-экономические преимущества по сравнению с другими механизированными способами добычи нефти [4]:

*по сравнению с СШНУ:*

- простота конструкции и малая масса привода;
- отсутствие необходимости в возведении фундаментов под привод установки;
- простота транспортировки, монтажа и обслуживания;
- широкий диапазон физико-химических свойств откачиваемых пластовых жидкостей (возможность откачки жидкостей высокой вязкости и повышенного газосодержания);
- уравновешенность привода, постоянство нагрузок, действующих на штанги, равномерность потока жидкости, снижение энергозатрат и мощности приводного двигателя, минимальное эмульгирующее воздействие на откачиваемую жидкость;
- отсутствие клапанов в скважинном насосе;

*по сравнению с УЭВН:*

- простота конструкции насоса (отсутствуют шарнирные соединения, пусковые муфты, радиальные и осевые подшипники);
- наземное расположение приводного электродвигателя, что приводит к снижению его стоимости и к отсутствию дорогостоящих гидрозащиты и длинного бронированного кабеля.

Рациональной областью применения ВШНУ являются вертикальные скважины или скважины с малыми темпами набора кривизны с пластовыми жидкостями высокой вязкости, с повышенным содержанием газа и механических примесей. Чаще всего ВШНУ применяются для дебитов от 3 до 50—100 м<sup>3</sup>/сутки с напором до 1000—1500 м, однако, как уже отмечалось,

некоторые типоразмеры ВШНУ могут иметь гораздо большие добычные возможности.

В зарубежной и отечественной практике известно большое количество схем и типоразмеров ВШНУ, которые можно классифицировать следующим образом [4]:

- по типу привода различают установки с электроприводом, объемным гидроприводом, приводом от ДВС и газового двигателя.

Наиболее широкое применение получили ВШНУ с асинхронным электроприводом переменного тока с номинальной частотой вращения 1000 об/мин. Мощность электродвигателя в зависимости от подачи и давления насоса изменяется от 3 до 100 кВт и выше;

- по кинематической схеме привода различают ВШНУ с одной и двухступенчатой трансмиссией.

Простейшая схема ВШНУ, исключая силовую трансмиссию, в которой двигатель напрямую соединяется с валом приводной головки, на практике не используется, поскольку требует применения тихоходных двигателей, что неэффективно.

Одноступенчатая схема трансмиссии может быть реализована на базе ременной, цепной или зубчатой (цилиндрической или конической, встроенной в опорный корпус приводной головки, которая в этом случае выполняет также функцию редуктора) передачи.

Двухступенчатая схема (первая ступень — ременная, вторая ступень — зубчатая передача) обеспечивает возможность использования быстроходных приводных двигателей с пониженными массогабаритными показателями, а также снижение передаточного отношения первой ступени, что позволяет осуществлять широкое регулирование частоты вращения штанг путем смены шкивов ременной передачи.

В отдельных случаях для упрощения трансмиссии в качестве приводного электродвигателя целесообразно использовать мотор-редуктор.

Наибольшее распространение получили схемы приводов с одноступенчатой ременной трансмиссией;

- по типу ременной передачи различают приводы с клиноременными и зубчатыми ремнями.

Наиболее часто в ВШНУ применяются обычные многорядные клиноременные передачи. В некоторых конструкциях используются поликлиновые и зубчатые ремни. Последние обеспечивают передачу высоких крутящих моментов без скольжения, не требуют предварительного натяжения и периодической подтяжки, отличаются компактностью и высоким КПД.

Передачное отношение клиноременной передачи обычно не превышает 5, поэтому при использовании одноступенчатой трансмиссии с номинальной частотой вращения электродвигателя 1000 об/мин минимально возможная частота вращения штанг составляет 200 об/мин, что не всегда соответствует требованиям эксплуатации;

- по конструкции вала приводной головки существуют компоновки с цельным и полым валом.

Компоновка с цельным валом, не требующая использования полированного штока, сложна при регулировке осевого положения ротора насоса относительно статора во время монтажа колонны штанг. В этой связи приводной вал, как правило, выполняется полым, что позволяет пропускать внутри него полированный шток и регулировать положение последнего в осевом направлении;

- по расположению приводного двигателя встречаются компоновки с вертикальным и горизонтальным расположением оси двигателя.

Вертикальная компоновка двигателя характерна для одноступенчатых ременных трансмиссий, горизонтальная (когда ось приводного двигателя располагается перпендикулярно оси скважины) — для приводов с зубчатой конической передачей;

- по способу регулирования скорости приводного вала ВШНУ различают приводы с регулируемым приводным двигателем (электрическим или гидравлическим) и с регулируемым передаточным отношением трансмиссии, осуществляемым сменой шкивов ременной или введением в кинематическую схему механического вариатора передачи.

Наиболее перспективно использование установок с частотно-регулируемым электроприводом переменного тока, обеспечивающим полный диапазон регулирования скорости (от 0 до 100%) и возможность поддержания оптимального в заданных условиях режима работы системы пласт—насос—привод. Другая функция регулируемого электропривода — плавный пуск и останов установки, что повышает надежность ее эксплуатации. Станция управления регулируемым электроприводом включает систему контроля и регистрации, что позволяет отслеживать режим работы привода и вносить необходимые управляющие воздействия;

- по кинематическому отношению рабочих органов винтового насоса различают насосы с однозаходным ротором (с кинематическим отношением 1:2) и многозаходными рабочими органами (с кинематическим отношением 2:3; 3:4; 4:5 и т.д.).

Выбор кинематического отношения рабочих органов насоса обуславливается требуемыми эксплуатационными параметрами (диаметр, расход, давление, частота вращения) и технологическими возможностями производителей винтовых пар;

- по схеме закрепления статора различают трубный (статор закрепляется на резьбе на конце колонны НКТ) и вставной (статор спускается на штангах в сборе с ротором и крепится в НКТ с помощью специального замка) винтовые насосы.
- по схеме закрепления низа НКТ относительно обсадной колонны различают компоновки со свободным и заякоренным низом;

- по кинематической схеме насоса возможна реализация двух вариантов: с вращающимся внутренним элементом (винтом) и с вращающимся наружным элементом (обоймой).

ВШНУ делят на системы с однозаходным ротором, и многозаходным, в любом случае число заходов резьбы в статоре должно быть на единицу больше, чем в роторе, по формулам 1:2, 2:3, 3:4, 4:5 и так далее.

Однозаходные роторы наиболее просты, обеспечивают минимальную скорость движения рабочей жидкости вверх, уменьшая износ, имеют минимальные внутренние напряжения в эластомере статора.

Однако, однозаходные насосы имеют увеличенную высоту по сравнению с многозаходными, что относят к недостаткам первого.

Понятно, что многозаходные насосы имеют увеличенную подачу за счет параллельности каналов ротора, но при этом усложняется конструкция изделия и возрастают необходимые крутящие моменты на оси, а соответственно и нагрузки на колонну ведущих штанг.

Качество работы ВШНУ определяется многими причинами, среди которых важное место занимает осевая подгонка статора и ротора, которая выполняется и определяется с помощью коротких штанг со снятой нагрузкой веса колонны штанг.

Наземный привод может осуществляться как от электродвигателя, показанного на рис. 2., так и от газового, или двигателя внутреннего сгорания (ДВС).



Рисунок 2 – Электродвигатель наземного привода

Мощность приводного двигателя находится в диапазоне (3÷150) кВт в зависимости от глубины скважины, и свойств винтового насоса – создаваемого давления и подачи (расхода).

Трансмиссия от двигателя к колонне штанг может быть цепной, ременной, либо зубчатой, с изменяющимися коэффициентами редукции, обеспечивая частоту вращения колонны штанг в пределах до 200 об/мин, то есть до 3-х Гц.

Наиболее эффективное применение ВШНУ имеет место на вертикальных скважинах с малой кривизной, так как именно на таких профилях существует минимальная вероятность контакта колонны штанг с наружной колонной труб, в отличие от наклонных скважин, где применяют специальные меры для исключения такого контакта.

Сам винтовой насос – Progressive Cavity Pump (PCP) – классифицируют как объёмную роторную винтовую гидромашину, и применяется не только при

добыче нефти, а и в других областях для перемещения различных физико-химических сред.

Винтовой героторный механизм рабочих органов винтового насоса представляет собой зубчатую косозубую пару, обладающую внутренним циклоидальным зацеплением, и состоит из Z1-заходного статора, и Z2-заходного ротора.

Рабочие замкнутые камеры - области, переносящие рабочую жидкость, образуются как раз между винтовыми поверхностями ротора и статора, и эти камеры с рабочим веществом перемещаются вверх по оси насоса по мере вращения ротора относительно статора.

Числа заходов резьбы в статоре должно быть на единицу больше чем число заходов резьбы в роторе, поэтому в статоре конкретного ВШНУ заходов больше, чем в роторе.

Отношение шагов должно быть пропорционально отношению числа зубьев. Длина насоса не меньше одного шага резьбы в статоре.

Должен быть организован непрерывный и надежный контакт профилей статора и ротора, что достигается применением специального эластомера, покрывающего внутреннюю поверхность статора, тогда как ротор – полностью металлический.

Здесь проявляется проблема, рассматриваемая в данном исследовании – при вращении длинной колонны штанг, передающей крутящий момент от верхнего привода к нижнему ротору ВШНУ – теряется устойчивость колонны, возникают динамические возмущения вращению, в результате чего снижается наработка колонны на отказ, повышается износ, и в конечном итоге происходят обрывы штанг, требующие ремонта.

Эластомер в статоре обеспечивает герметичность системы, но одновременно является источником проблем – возникает перекокс ротора относительно статора, образуются зазоры, утечка жидкости.

Длина ВШНУ чаще всего находится в пределах (0.5÷15) метров.



Существуют предложения насосов такого рода и от отечественных производителей.

ШВНУ включает в свой состав две категории оборудования - наземное и скважинное.

Рабочую часть ВШНУ опускают в готовую скважину ниже динамического – изменяющегося уровня рабочей жидкости. Так как ВШНУ может работать с содержанием газа в перекачиваемой жидкости до 50% по объёму, то нет необходимости значительного заглубления насоса по динамический уровень нефти.

Существенным является порядок монтажа скважинного оборудования ВШНУ, который производится в следующей последовательности:

1. Выходной тройник устанавливается на фланце головы колонны;
2. Низ колонны НКТ вместе со статором ВШНУ собирается на устье скважины;
3. Колонна НКТ вместе с подготовленным низом опускается в скважину на требуемую глубину, причем особое внимание уделяется надежной затяжке всех резьбовых соединений по пути;
4. Спускаем ротор насоса на колонне штанг также с особым вниманием к затяжке всех попутных резьбовых соединений;
5. Взвешивает спущенную на всю длину колонну штанг до установки ротора на место в статоре;
6. Производится плавная посадка ротора в статор до упора его в палец, и обнуление веса колонны на верхнем индикаторе;
7. Плавный подъем колонны верхним краном до разгрузки нижнего пальца – выбираем прогибы колонны;
8. Компонуем верх колонны штанг – верхнюю штангу заменяет на полированный шток, проходящий через герметизирующий сальник.
9. Система готова к работе по смазке штока, соединения его с приводом и первого пробного запуска всего оборудования.

Первый вид оборудования ВШНУ состоит из следующих элементов, часть из которых показана выше на рис. 1:

- верхний коллектор – тройник, предназначенный для вывода пластовой жидкости из канала НКТ в сборный наземный резервуар;
- головка наземного привода;
- массивная рама, предназначенная для установки, монтажа и крепления приводного двигателя;
- трансмиссия – редуктор и передача между двигателем и приводимой во вращения колонной штанг;
- приводной двигатель, оборудованный средствами и устройствами управления и защиты;
- обязательное силовое устройство, предназначенное для подвески полированного штока.

Скважинное оборудование ШВНУ, в свою очередь, включает в себя следующие компоненты:

- колонна НКТ, с установленным в нижней части неподвижным статором насоса;
- ротора, вращающийся на нижнем конце колонны штанг;
- колонна, которая изолирована от соприкосновений с НКТ специальными центраторами.

Несмотря на явные преимущества перед качающимися насосами, как отсутствие клапанов и работа со свободным газом в потоке, систему УШВН до сих пор не получили в нашей стране широкого применения при добыче нефти, хотя во многих странах являются наиболее востребованным в данной области [5]. Однако, в последнее время роль ВШНУ существенно возросла из-за необходимости разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Во многих осложненных условиях, ВШНУ оказывается единственной технологической возможностью для добычи такой нефти.

К дополнительным преимуществам ВШНУ относят отсутствие турбулизации потока жидкости, что снижает скорость движения подвижных

частей – песка в потоке, и повышает, тем самым, долговечность и надежность данного вида оборудования.

Регулирование частоты вращения ротора ВШНУ позволяет просто и в широком диапазоне изменять подачу насоса при малом изменении напора.

При этом увеличение вязкости рабочей жидкости не снижает расходных характеристик насоса.

Главным недостатком винтовых насосов, как показала практика, служит нестабильность напорных характеристик по причине изменения и текучести свойств эластомера на внутренней поверхности статора.

Данная особенность ведет к тому, что подбор винтового насоса под конкретную скважину начинается во многом со следующих операций:

- подбор типа эластомера, совместимого с конкретной рабочей жидкостью в данной скважине;
- определение величины натяга и зазора между статором и ротором насоса.

Данный выбор делают на основании сведений о дебите скважины, обводненности продукции, газовом факторе, давлении насыщения, а также данных о составе нефти и газа.

На практике, из-за отсутствия таких подробных данных выбор и заказ ВШНУ чаще всего производится по усредненным данным, полученным по одной - двум исследованным скважинам.

Сказанное говорит об актуальности повышения объема информации о конкретных скважинах на этапе заказа скважинных винтовых насосов.

Системы ВШНУ позволяют снизить капитальные затраты при сооружении новых скважин за счет отсутствия фундаментов и применения компактных приводов на поверхности земли, что дополнительно упрощает наладку оборудования системы ВШНУ [6].

Винтовой насос имеет достаточно большой КПД на уровне 70%, что позволяет снизить эксплуатационные расходы на добычу нефти, что весьма актуально при современных объемах дебитов скважин.

Сравнительная простота конструкции ВШНУ, достигаемая за счет отсутствия клапанов как в штоковых насосах, обеспечивает, соответственно, более высокую надежность изделия.

В наиболее распространенной конфигурации ВШНУ однозаходный винт «ротор» эксцентрично вращается внутри двухзаходного «статора», внутренняя поверхность которого выполнена из эластомера.

Поверхностный привод ВШНУ работает практически бесшумно, что обеспечивает дополнительную экологическую привлекательность такого решения, с учетом современных конструкций сальниковых соединений, практически устраняющих возможность утечки рабочих жидкостей в экологическую среду.

По сравнению с традиционными установками для добычи нефти винтовые насосы действительно отличаются меньшими экологическими рисками по сравнению со штоковой качалкой, где возвратно-поступательное движение штока приводит в конце концов к износу устьевого сальника, что часто приводит к разливу нефти [7].

Роторы ВШНУ изготавливают из легированной стали марки 4140 с упрочненным хромистым покрытием, которое обеспечивает высокую устойчивость к износу (рис. 3).

Для достижения проектной производительности насоса ротор всегда должен иметь чистовую обработку поверхности, достигаемую специальными покрытиями и технологиями упрочнения - лазерной, плазменной и других.

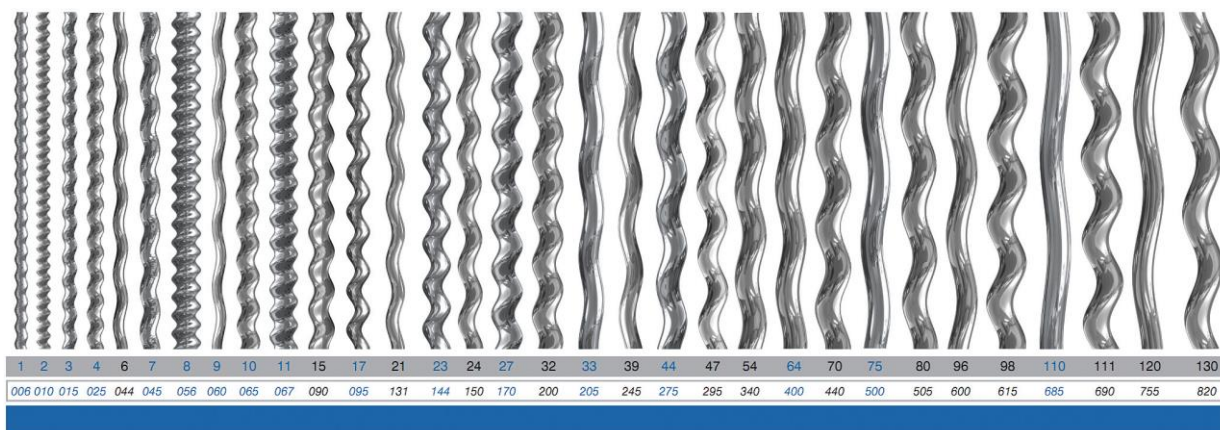


Рисунок 3 - Линейка роторов ВШНУ разного шага

В классическом варианте конструктивного решения винтовой профиль выполняется из специального эластомера, который приклеивается к внутренней поверхности металлической трубы статора. При этом ротор входит в статор с отрицательным зазором, то есть с исходным напряжением.

В качестве эластомеров применяют нитрил (стойкий к нагреву каучук, непроницаемый для газа) разной степени насыщенности – мягкий, гидрированный, насыщенный (рис.4.).



Рисунок 4 - Эластомер статора

Типы эластомеров:

- Нитрил (ОА) – данный материал представляет собой средненасыщенный акрилонитриловый каучук с хорошей стойкостью к нефти и растворителям. Нитрил ОА обладает хорошими механическими свойствами, его прочность на

растяжение и разрыв – выше среднего. Также материал обладает хорошей стойкостью к нагреву, агрессивному воздействию озона и очень высокой газонепроницаемостью. Обычно применяется при наличии абразивов в очень обводненных скважинах с низким содержанием ароматических соединений. Температурный предел – 95°C (200°F)

- Насыщенный нитрил (ОВ) – данный материал представляет собой высоконасыщенный акрилонитриловый каучук. Повышенное содержание акрилонитрила улучшает стойкость материала к нефти и растворителям, обеспечивая возможность применения в нефтяных скважинах со средним и высоким содержанием ароматических соединений. Нитрил ОВ обладает высокой прочностью на растяжение и разрыв. Также материал обладает хорошей стойкостью к нагреву, агрессивному воздействию озона и внезапной мгновенной разгерметизации. Температурный предел – 100°C (212°F)

- Мягкий нитрил (ОД) – данный материал представляет собой средненасыщенный акрилонитриловый каучук с хорошей стойкостью к нефти и растворителям. Нитрил ОД характеризуется отличными механическими свойствами и обладает наилучшей стойкостью к истиранию. Нитрил ОД менее тверд, чем нитрил ОА, и обычно применяется при очень высоком содержании абразивов при низком содержании ароматических соединений. Температурный предел – 90°C (195°F)

- Гидрированный нитрил (ОН) – данный материал представляет собой высоконасыщенный акрилонитриловый каучук. Свойства этого материала очень близки к свойствам нитрила ОВ, но отличаются повышенной стойкостью к сероводороду (H<sub>2</sub>S) и возможностью применения в условиях высоких температур. Применение статора насоса, оснащенного высокотемпературным механическим замком, еще больше повышает максимальную рабочую температуру. Температурный предел – 135°C (275°F), температурный предел при наличии высокотемпературного замка – 150°C (300°F)

Существуют металлические винтовые насосы без эластомера, в которых статор выполнен полностью из металла и поэтому способен выдерживать

гораздо более высокие температуры, чем в варианте с эластомером. В этом случае как статор, так и ротор обработаны специальным покрытием для работы при высоких температурах.

Частота вращения колонны штанг ВШНУ определяет подачу насоса, и при малой величине увеличивает ресурс системы, а при большой частоте возрастает деформация колонны штанг, и её износ соответственно.

Нормальный диапазон частот вращения привода ВШНУ находится в пределах (80-350) об/мин [8].

Частота вращения привода ВШНУ может контролироваться с помощью частотно регулируемого привода (рис. 5).



Рисунок 5 - Преобразователь ЧРП

Шкаф управления с преобразователем частоты обладает несколькими основными функциями [9]:

- Поддерживает заданное настройками давление в системе подачи воды.
- Контролирует работу системы насосов. При прекращении работы основного насоса система может переключить работу на резервный.
- Контроль над попеременным включением и отключением насосов в системе, что позволяет распределить нагрузку на электродвигатели и даст время на проведение ТО.
- Позволяет переходить на ручное управление насосной станцией.

- Обеспечивает возможность удалённого управления насосами и подключение к пульту диспетчера

К основным преимуществам применения шкафов управления электродвигателями на базе частотного преобразователя можно отнести:

- Существенное понижение расхода электрической энергии.
- Увеличение срока службы электрических двигателей, насосных узлов и систем трубопровода.
- Максимально сниженный риск возникновения гидроударов в системе трубопроводов.
- Облегчение работы персонала по обслуживанию насосов.
- Уменьшение расходов на численность обслуживающего персонала.

Дополнительно шкаф управления может обеспечивать:

- Комплексную защиту работы и состояния электрических двигателей (за счёт контроля потребляемого тока, определения температуры обмоток), времени непрерывной работы.
- Немедленный переход из автоматического режима в ручной с предоставлением полного контроля процесса работы оператору.
- Управление микропроцессором, согласно данным сигналов датчиков перегрузки, давления, определения отсутствия воды в системе.
- Автоматическую остановку насос, если пропала вода в системе (с выводом соответствующего сигнала на панель управления и/или передачу сигнала тревоги диспетчеру).
- Остановка насосов при получении сигнала о перегреве или заклинивании крыльчатки насоса.
- Также может быть остановлен при полном отсутствии сигнала (выход из строя датчика).
- Остановка насосов при обнаружении короткого замыкания в обмотке или в системе питания станции.



- Отключение питания двигателей, при обнаружении ошибочного подключения фаз. Система сможет автоматически включить питание, как только ошибка будет устранена.
- Обеспечение автоматической взаимной подстраховки электродвигателей.
- Отображение состояния каждого двигателя в системе. Сигнал может быть выведен как на панель управления, так и отправлен диспетчеру через сетевой интерфейс.
- Выведение на панель управления сигнала об аварии самого частотника.
- Попеременное программируемое управление двигателями, автоматическое назначение каждого из двигателей основным, по мере необходимости.
- Установление запрета на пуск определённого двигателя, в работе которого обнаружена критическая ошибка (заклинивание ротора, перегрев, сильно завышенное потребление тока).
- Защита корпуса по европейским стандартам безопасности (влага, температура, огонь).

Винтовые насосы не создают пульсаций потока и обеспечивают постоянный расход при данной частоте вращения ротора [9].

Различают ВШНУ с поверхностным и погружным приводом, отличающиеся местом размещения привода [10].

В первом случае ротор насоса приводится во вращение двигателем, который расположен на поверхности, в верхней части скважинной колонны.

К самому насосу вращение передается с помощью колонны вращающихся штанг, длина которой весьма значительна, и равна глубине скважины.

Именно значительная длина колонны вызывает появление проблемы с поведением такой длиной вращающейся колонны штанг, рассматриваемой частично в данном исследовании.

Во втором случае – погружной электродвигатель находится в нижней части скважины вблизи винтового насоса, и входит в состав погружной части насосной установки. В данном варианте винтовой насос соединён с наземной

станцией управления лишь с помощью электрического кабеля, исключая тем самым вращающуюся колонну штанг.

В первом варианте основные риски вызваны наличием длинной, вращающейся колонны управляющих штанг. Такая конфигурация создает ненулевую вероятность обрыва штанг под нагрузкой. Именно здесь требуется стабилизации динамических процессов в штангах, которые происходят при смене режима работы насоса или привода.

В искривленных скважинах возникает дополнительный риск прикосновения вращающихся штанг к стенкам НКТ, увеличивающийся с ростом кривизны скважины.

При нижнем расположении привода ВШНУ возникают другие проблемы, связанные как с защитой двигателя от окружающей агрессивной среды и с необходимостью его охлаждения во взрывоопасной среде, так и организацией длинного питающего кабеля.

Проблемы с перегревом эластомера на статоре ВШНУ присущи обоим вариантам.

Понятно, что при относительно неглубоких скважинах (до 2000 метров) применяются наземные приводы со штанговой передачей вращения вниз.

Желательно также иметь минимум искривления скважины для применения штангового привода, и ограниченным дебитом скважины до 150 м<sup>3</sup> в сутки, что не требует большой скорости вращения ротора насоса.

При более глубоких скважинах, до 3000 метров и более, искривленных и в пределах – в горизонтальных скважинах, целесообразнее и экономически выгоднее использовать погружной электропривод.

При этом дебит может увеличиваться до 500 м<sup>3</sup> в сутки за счет возможности увеличивать частоту вращения ротора.

Анализ современного состояния и перспектив нефтедобывающего фонда на добычу тяжелой нефти с больших глубин показывает актуальность поиска путей развития ситуации в данном вопросе, чему частично посвящено и настоящее исследование.

По размещению винтового насоса в скважине выделяют вставные насосы и не вставные - трубные.

В трубном варианте статор заранее закреплен на НКТ, а ротор опускается в готовую скважину на колонне ведущих штанг.

Вставной вариант опускается в готовую скважину на колонне штанг и фиксируется в зоне забоя специальным замком, что позволяет при необходимости заменить насос, подняв его на поверхность без демонтажа НКТ.

Штанговые центраторы используются во всех типах скважин, и позволяют минимизировать контакт штанг с НКТ, который ведет к износу тех и других.

Использование центраторов увеличивает момент на валу привода на величину трения с НКТ.

Нижние штанги колонны не оборудуются центраторами из-за эксцентричного характера их движения.

Выбор материалов для центраторов является предметом отдельного исследования и в данной работе не рассматривается.

В законченной конфигурации ВШНУ рабочая жидкость из пласта движется вверх по НКТ под действием насоса в зазоре между колонной штанг, и наверху через выходной тройник подается в накопительный коллектор.

Наиболее распространен внутренний диаметр НКТ – 73 мм, а наружный диаметр штанг – 22 мм, тогда как верхние, герметизирующие полированные штоки имеют диаметр 31, либо 36 мм.

Упругая колонна ведущих штанг ВШНУ находится под воздействием осевой нагрузки собственного веса, но кроме того, здесь возникают специфические деформации кручения, а также – изгиба, как поперечного, так и продольного.

При этом возникает закручивание верхнего конца колонны штанг относительно ротора насоса на угол  $\varphi$ , величина которого зависит от момента привода и насоса  $M$ , длины штанг  $L$ , материала колонны штанг через модуль сдвига  $G \approx 10^5$  МПа, и её момента инерции  $I = \pi d^4/32$  при диаметре штанги  $d$ , в соответствии со следующим выражением:

$$\varphi = k_{\varphi} \cdot M \cdot L / (G \cdot I_p) \quad (1.1)$$

где:  $k_{\varphi}$  - коэффициент для учета не вертикальности штанги и наличия трения в центраторах.

Практика показывает, что предварительное закручивание колонны штанг при пуске проводного двигателя может составлять до 30-ти оборотов на длину колонны ведущих штанг, что действительно приводит к накоплению упругой деформации колонны, которая и является источником характерных динамических нагрузок, возникающих при эксплуатации ВШНУ.

## **1.2. Монтаж скважинных штанговых винтовых насосных установок**

При принятии решения об эксплуатации скважины ШВНУ необходимо собрать как можно более полные сведения об этой скважине. Следует проверить по паспорту скважины диаметр и толщину стенок обсадных труб, кривизну эксплуатационной колонны (инклинограмму ствола скважины), глубину скважины и глубину интервала перфорации.

Необходимо провести и оформить в установленном порядке контрольные замеры статического уровня жидкости в скважине, температуры на забое и устье, газосодержания, обводненности, плотности, вязкости и теплоемкости нефти, давления насыщения, а также содержания сероводорода, углекислого газа, ароматических соединений и механических примесей в продукции скважины. При содержании механических примесей более 1% уточняется размер и твердость зерна. Дополнительно предоставляется информация о предполагаемых методах обработки скважины и воздействия на призабойную зону пласта (тепловые, химические, комплексные).

На основании полученных данных определяется коэффициент продуктивности скважины, глубина подвески насоса, обеспечивающая необходимое погружение насоса под уровень жидкости, планируемый дебит и

предполагаемый динамический уровень жидкости в скважине.

Наличие всех этих данных позволяет осуществить подбор оптимальной конструкции (типоразмера) ШВНУ (рис. 6): верхнего привода, колонны штанг и винтового насоса, включая тип эластомера для обкладки статора и натяг в паре ротор-статор, а также выбрать оптимальный режим работы установки.

На выполнение работ по монтажу ШВНУ выдается наряд, в котором указываются все виды работ по подземному ремонту скважины и подготовке ее к эксплуатации, включая мероприятия по очистке эксплуатационной колонны от песка, грязи, парафина и посторонних предметов. Очистка эксплуатационной колонны осуществляется скребками и многократной промывкой до забоя. При наличии парафина на стенках эксплуатационной колонны промывки проводят горячей нефтью (горячая промывка) или растворами, содержащими поверхностно-активные вещества

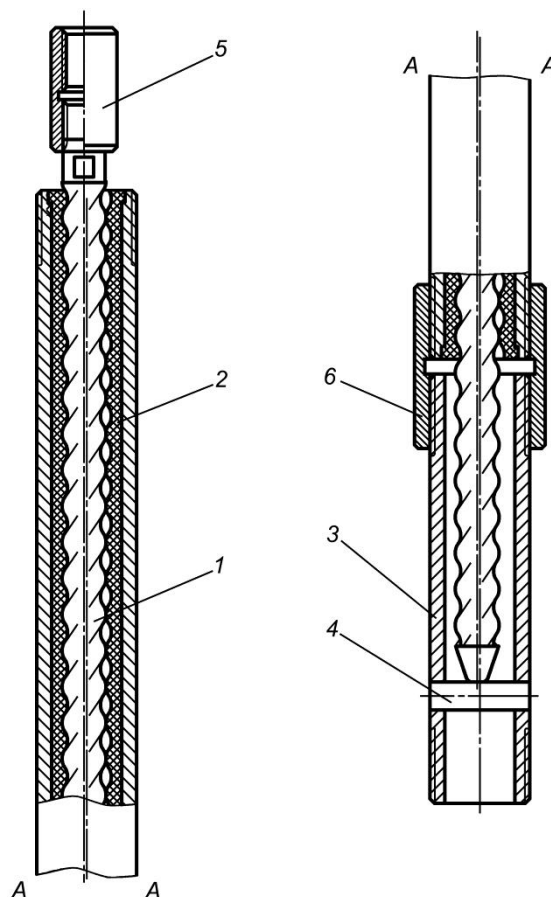


Рисунок 6 - Скважинный штанговый винтовой насос:

- 1 – ротор (винт); 2 – статор (обойма); 3 – нижний переводник; 4 – упорный палец; 5 – штанговая муфта; 6 – соединительная муфта.

Монтаж (демонтаж) ШВНУ производится с помощью подъемного агрегата, который должен быть укомплектован:

- индикатором веса, чтобы обеспечить точную подгонку ротора;
- устройством, позволяющим контролировать крутящий момент при свинчивании насосно-компрессорных труб (при использовании гидравлических ключей момент свинчивания контролируется по манометру).

Перед доставкой винтового насоса на скважину его проверяют в мастерских, имеющих необходимое оборудование и инструмент. Насос должен быть снабжен паспортом, который содержит свидетельство о приемке и консервации рабочих органов, где указываются заводские номера статора и ротора, их даты выпуска, основные размеры (диаметр статора по выступам зубьев, размер «выступ – впадина» зубьев ротора, натяг в зацеплении), а также материал ротора и вид поверхностного упрочнения его зубьев. Особое внимание следует обратить на величину действительного натяга (зазора) в паре винт-обойма, т.к. даже у новых обоек в результате хранения ее геометрические размеры могут измениться.

Для ШВНУ со стандартными штангами с правой резьбой и вращением колонны по часовой стрелке для подъема пластовой жидкости рабочие органы насоса должны иметь *правое* направление винтовых поверхностей.

Перед началом монтажа ШВНУ следует удостовериться, что все необходимые элементы установки имеются на площадке перед скважиной. Устьевую обвязку частично демонтируют и на колонной головке закрепляют трубную головку, если ее наличие предусмотрено в конструкции ШВНУ.

Монтаж ШВНУ рассмотрим на примере наиболее распространенного типа этих установок – с невставными (трубными) насосами и приводом, выполненным по схеме с одноступенчатой ременной трансмиссией (см. рис. 1).

Невставные (трубные) винтовые насосы доставляют на скважину в разобранном виде, статор (обойма) и ротор (винт) каждый в отдельной упаковке,

исключающей их повреждение при транспортировке и хранении. Не допускается сбрасывания статора и ротора при разгрузке и перемещение их волоком.

Монтаж ШВНУ выполняется в несколько этапов [11].

На первом этапе осуществляется спуск статора насоса в скважину на насосно-компрессорных трубах. Эту операцию выполняют в следующей последовательности:

*1. Сборка низа колонны насосно-компрессорных труб.*

Последовательно устанавливают на устье скважины, подвесив на хомуте-элеваторе, и соединяют друг с другом приемный фильтр, противоотворотный якорь (рис. 7) и газовый сепаратор (если при подборе оборудования было обосновано их использование). Извлекают из упаковки статор и подвергают наружному осмотру. Особое внимание следует обратить на целостность резиновой обкладки, отсутствие трещин и вмятин на корпусе статора, а также на состояние присоединительных резьб. Статор, имеющий перечисленные дефекты, к работе не допускается.

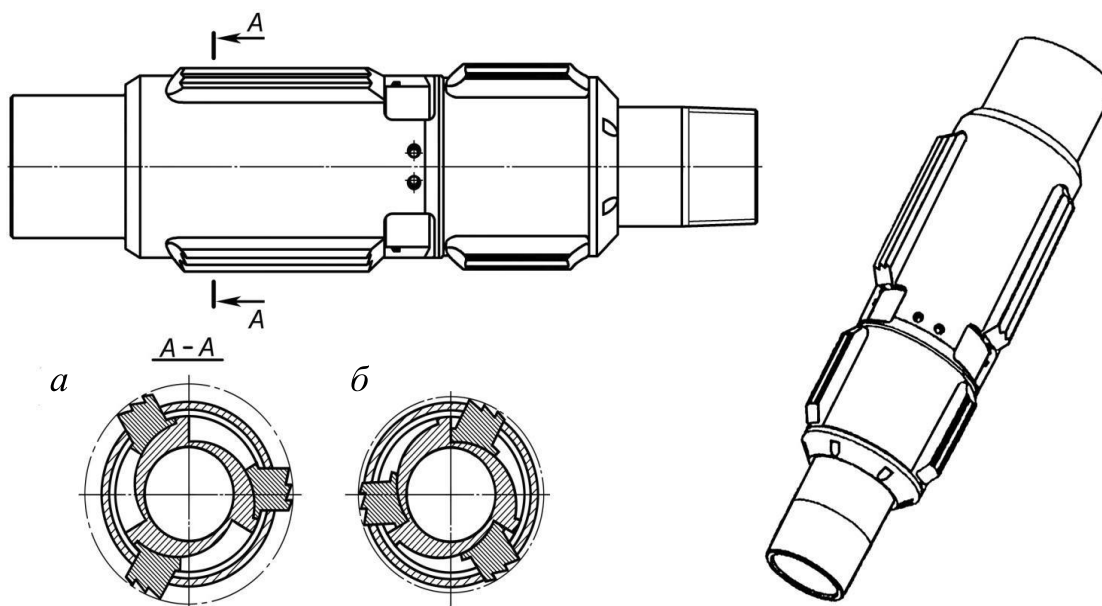


Рисунок 7 - Динамический противоотворотный якорь (анкер):

а – якорь в рабочем положении; б – якорь в транспортном положении.

Затем закрепляют на сборке нижний переводник статора с упорным пальцем. Соединяют с нижним переводником статор насоса, а со статором насоса – муфту насосно-компрессорных труб (или верхний переводник, если диаметр статора насоса не соответствует диаметру насосно-компрессорных труб). Подготовленный статор в сборе подвешивают на устье скважины на хомуте-элеваторе.

*2. Спуск колонны насосно-компрессорных труб со статором винтового насоса.*

Первую насосно-компрессорную трубу соединяют с верхним концом сборки статора и начинают спуск статора в скважину на расчетную глубину на колонне насосно-компрессорных труб с затяжкой всех резьбовых соединений необходимым моментом, указанным в нормативно-технической документации. При этом следует помнить, что, если в установке не предусмотрено использование противоотворотного якоря, насосно-компрессорные трубы следует свинчивать с максимальным допустимым моментом.

После спуска колонны в скважину производят закрепление низа колонны насосно-компрессорных труб относительно эксплуатационной колонны для чего противоотворотный якорь переводится из транспортного положения в рабочее. Перевод противоотворотного якоря из транспортного положения в рабочее осуществляют с помощью специальных процедур в зависимости от конструкции противоотворотного якоря, например, приподъемом колонны насосно-компрессорных труб на определенную высоту или проворотом колонны с последующим приложением осевой нагрузки от веса колонны. Некоторые типы противоотворотных якорей (динамические) переводятся из транспортного положения в рабочее автоматически при возникновении правого крутящего момента во время работы насоса.

Спущенную колонну насосно-компрессорных труб подвешивают на трубную головку с помощью трубодержателя.



### *3. Монтаж устьевого оборудования.*

После того, как все операции по подвешиванию колонны насосно - компрессорных труб завершены, производят монтаж устьевого оборудования. В состав этого оборудования входит тройник 2 (см. рис. 1), который устанавливается на трубную головку 4. На выкидной линии (боковой отвод тройника 2) устанавливают пробковый кран. Если это предусмотрено монтажной документацией, то между трубной головкой 4 и тройником 2 устанавливают превентор 3. Все фланцы устьевого оборудования очищают от грязи и проверяют целостность прокладок. Затем фланцы стягивают болтами.

На втором этапе осуществляется спуск ротора насоса в скважину и его подгонка. Эту операцию выполняют в следующей последовательности:

#### *1. Подготовка ротора винтового насоса.*

Соединяют ротор насоса с полноразмерной штангой 7 (см. рис. 1). При свинчивании необходимо обратить внимание на качество поверхности ротора. Наличие сколов хрома на поверхности винта не допускается. Свинчивание ротора винтового насоса с первой штангой осуществляется, как правило, вручную при помощи предусмотренного для этого инструмента. Захват ротора инструментом должен быть осуществлен только в предусмотренных для этой цели местах. Захват ротора инструментом за рабочую (хромированную винтовую) поверхность категорически запрещается, т.к. это может привести к её повреждению.

Перед спуском в скважину ротор рекомендуется смазать консистентной смазкой. Это облегчит его установку в статор.

#### *2. Спуск колонны штанг.*

По специальным расчетным программам с использованием сведений по инклинограмме скважины, а также данных о диаметре насосно-компрессорных труб и штанг, глубине подвески насоса, частоты его вращения и других данных определяют необходимое количество штанговых центраторов 8 (см. рис. 1) и схему их расстановки по длине колонны. Следует помнить, что *центратор между ротором насоса и штангой не устанавливается.*

В вертикальных скважинах рекомендуется использование не менее пяти центраторов для решения следующих задач:

- предотвращение передачи планетарного движения ротора 9 на колонну насосных штанг 7 (устанавливаются на верхних концах каждой из трех нижних штанг);

- предотвращение передачи каких-либо колебаний на полированный шток 5 для создания условий хорошего уплотнения в сальниковом узле (устанавливают центраторы на нижних концах устьевого штока и следующей за ним штанги).

Наиболее распространенные типы центраторов рис. (8, 9.).

С помощью штангового элеватора спускают ротор насоса с первой штангой в колонну насосно-компрессорных труб и подвешивают на трубной головке. Затем производят спуск штанговой колонны с ротором винтового насоса и центраторами, затягивая все резьбовые соединения необходимым моментом, указанным в нормативно-технической документации.

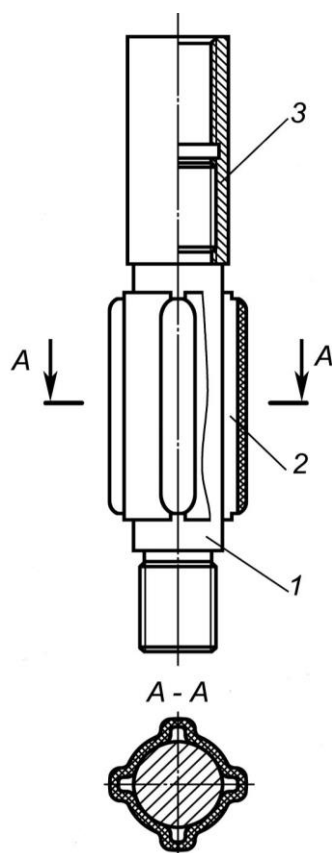


Рисунок 8 - Штанговый центратор невращающийся:

1 – тело центратора; 2 – рубашка; 3 – штанговая муфта.

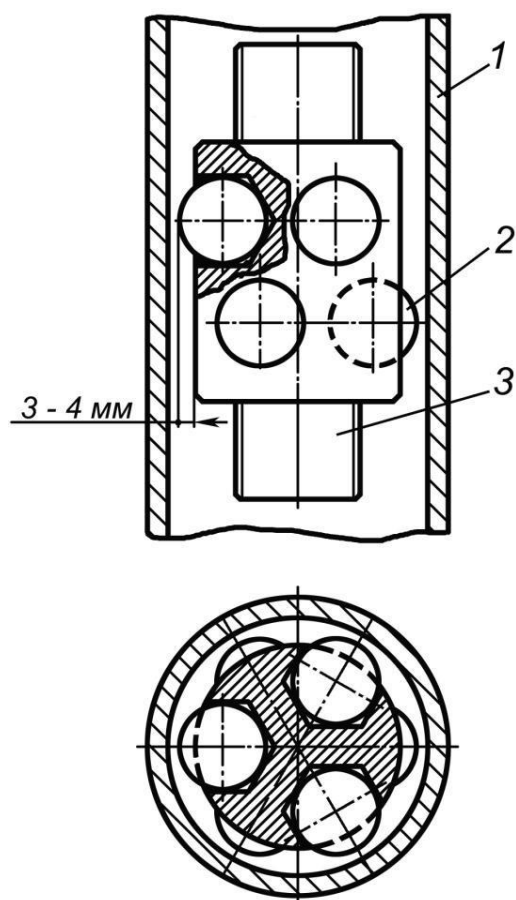


Рисунок 9 - Штанговый центратор вращающийся:  
здесь: 1 – НКТ; 2 – шарик; 3 – резьба штанги.

Спуск колонны штанг следует проводить с небольшой скоростью (не более 0,25 м/с) для исключения возможности повреждения хромированной поверхности ротора в результате ударов о стыки насосно-компрессорных труб и их внутреннюю поверхность. При прохождении ротором участков с большой кривизной скорость спуска должна быть снижена до 0,1 м/с.

Спуск последних 3–4 штанг необходимо замедлить, чтобы произвести плавную посадку ротора в статор. Когда ротор входит в статор, штанговая колонна начинает проворачиваться, что позволяет определить положение верхней плоскости статора и установить ротор над статором.

### *3. Взвешивание колонны штанг*

Когда ротор винтового насоса установлен над статором, перед вводом ротора в статор записывают вес колонны по индикатору веса  $G$ .

### *4. Посадка ротора на упор.*

После определения полного веса колонны штанг, плавно опускают колонну штанг до тех пор, пока вес на индикаторе не станет равным нулю. В этот момент ротор входит внутрь статора (при этом колонна может проворачиваться) и проходит до упора в палец нижнего переводника статора.

### *5. Снятие нагрузки с упора.*

Плавно поднимают верхний конец колонны до тех пор, пока не восстановится полный вес колонны штанг и показания индикатора не станут равны  $G$ . Момент снятия колонны с упора, как правило, сопровождается проворотом штанг, фиксируемым на устье. Делают отметку на колонне штанг ("полный вес") напротив верхнего фланца тройника 2.

Для исключения погрешностей данную процедуру повторяют 2 – 3 раза.

### *6. Компоновка верха колонны штанг.*

Снимают первую полноразмерную штангу с нанесенной отметкой "полный вес" (если отметка окажется меньше, чем в трех метрах от нижней муфты, то необходимо извлечь и вторую полноразмерную штангу) и располагают ее на мостках рядом с полированным штоком.

На третьем этапе осуществляется монтаж верхнего привода (рис. 10).

Эту операцию выполняют в следующей последовательности:

#### *1. Подготовительные операции.*

Закрепляют электродвигатель на раме.

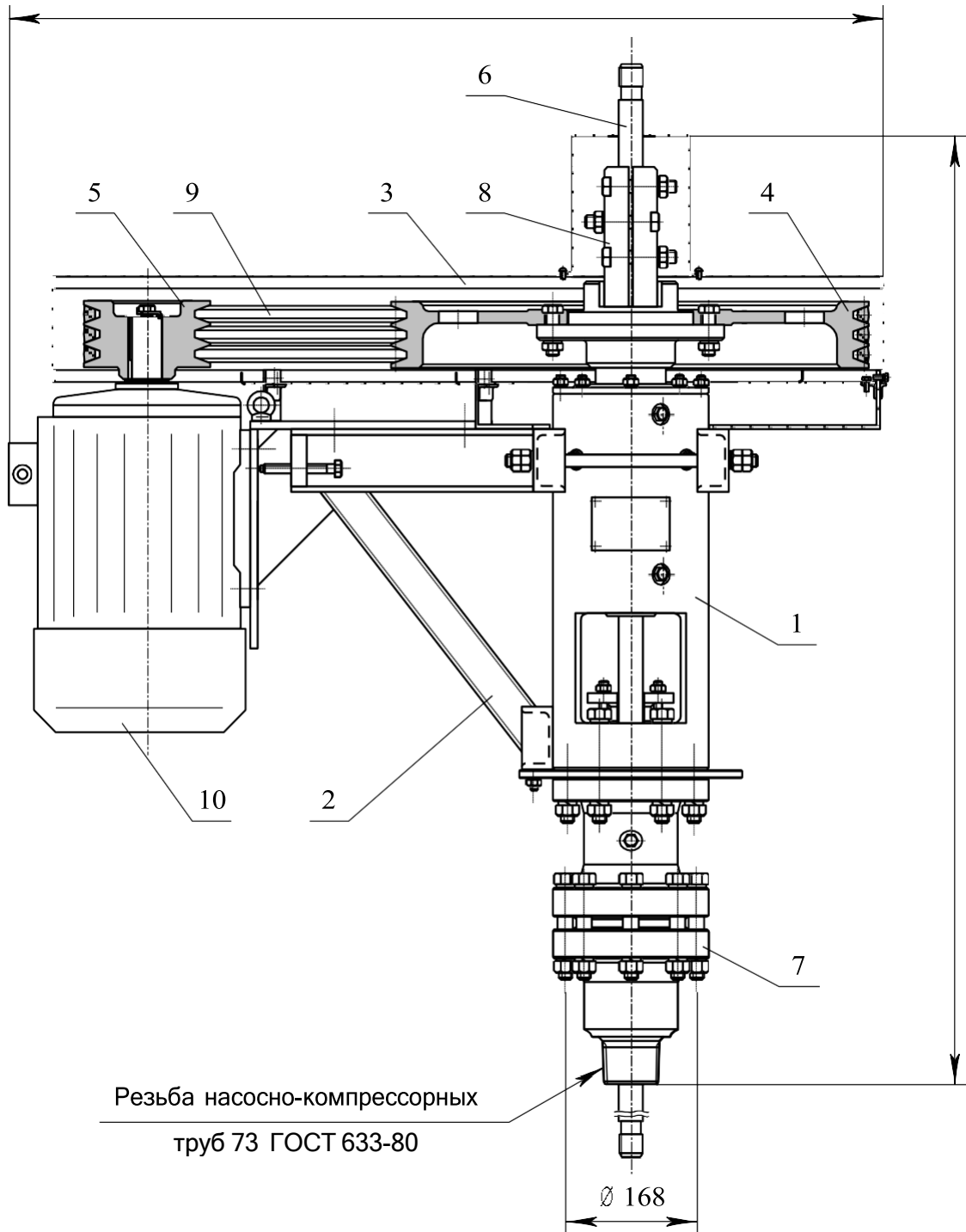


Рисунок 10 - Привод штангового винтового насоса:

- 1 – вращатель (опорный корпус); 2 – рама; 3 – защитный кожух;  
 4 – шкив ведомый; 5 – шкив ведущий; 6 – шток сальниковый  
 устьевой; 7 – переводник; 8 – хомут приводной (устройство крепления  
 вала со штоком); 9 – клиновой ремень; 10 – электродвигатель.

Устанавливают вращатель (рис. 11) в горизонтальном положении на ложементы. Устанавливают крышку сальника в корпусе сальникового узла. Вводят свободный конец полированного штока с лысками в отверстия полого вала вращателя и сальникового узла. Присоединяют к его верхнему концу укороченную монтажную штангу длиной 1 м, а к нижней штанговой муфте. В смотровом окне вращателя закрепляют на штоке двумя болтами монтажный хомут. Устанавливают вращатель на вспомогательную опору под углом 30-45 градусов.

### *2. Установка вращателя на трубную головку скважины.*

Устанавливают на фланец тройника уплотнительное кольцо.

Поднимают полированный шток вместе с вращателем и подводят его к устью скважины. Соединяют шток с колонной штанг и затягивают муфту необходимым моментом, указанным в нормативно-технической документации. Удаляют нижний элеватор, приподняв всю конструкцию. Опускают вращатель на тройник и закрепляют его болтами. Снимают монтажный хомут и опускают колонну штанг до посадки приводного хомута на полый вал вращателя, введя его в шлицы ступицы. Отсоединяют укороченную монтажную штангу.

### *3. Подготовка привода к пуску.*

Отвинчивают пробку заливного отверстия и заполняют внутренние полости опорного корпуса вращателя жидкой смазкой.

Устанавливают на опорный фланец вращателя раму с электродвигателем и закрепляют ее на корпусе ответным швеллером-хомутом двумя шпильками. Устанавливают ведомый шкив.

Производят электромонтажные работы. Проверяют правильность направления вращения вала электродвигателя. Измеряют холостой ток электродвигателя.

Устанавливают клиновые ремни и регулируют их натяжение. Закрепляют защитный кожух.

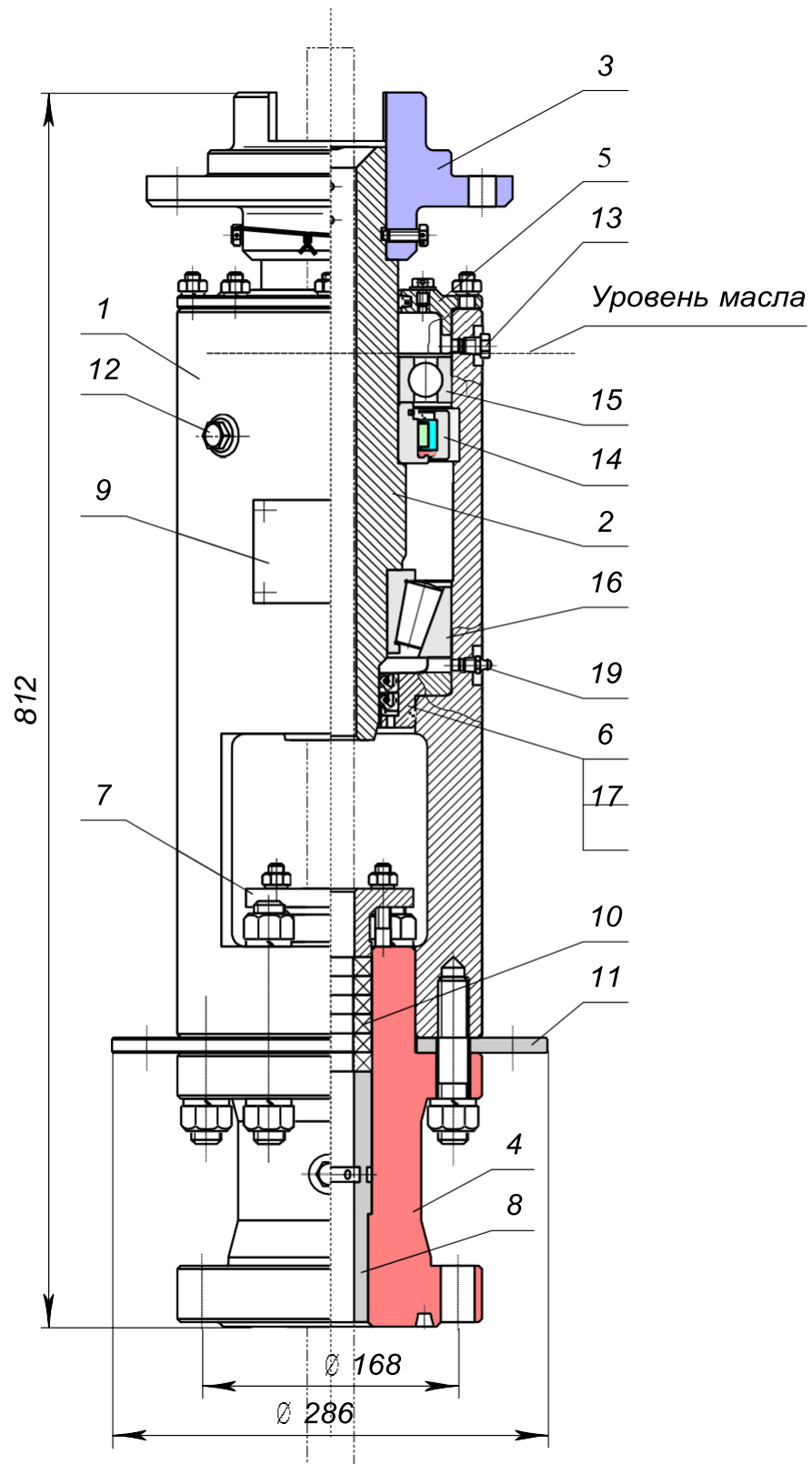


Рисунок 11 - Вращатель:

1 – корпус; 2 – полый вал; 3 – ступица; 4 – корпус сальника; 5 – крышка; 6 – вкладыш; 7 – крышка сальника; 8 – втулка; 9 – информационная табличка; 10 – кольцо сальниковой набивки; 11 – фланец упорный; 12 – болт крепления стопора; 13 – пробка; 14 – замедлитель обратного вращения; 15, 16 – подшипники; 17 – уплотнительная манжета; 18 – уплотнительное кольцо; 19 – масленка.

### 1.3. Особенности монтажа ВШНУ со вставным насосом

Монтаж ШВНУ со вставным насосом (рис. 12) имеет следующие особенности. При компоновке низа колонны насосно-компрессорных труб вместо статора невставного (трубного) насоса ставится посадочный узел (седло) вставного насоса, имеющий пояски для установки уплотнения для разобщения зоны всасывания от зоны нагнетания винтового насоса и замковую опору для закрепления статора насоса в колонне насосно-компрессорных труб. Спуск самой колонны насосно-компрессорных труб проводится также, как и со статором невставного (трубного) насоса. Затем производится спуск вставного насоса на штанговой колонне до посадки в седло. В результате захвата насоса замковой опорой производится фиксация статора насоса от проворота и вертикальных перемещений. После этого производится операция по вытягиванию колонны штанг для обеспечения нужного положения ротора насоса относительно статора. После выполненной подгонки при необходимости производится подбор длины верхних штанг для достижения необходимого положения полированного штока относительно вращателя верхнего привода. Затем производится монтаж верхнего привода.

Пуск ШВНУ и вывод на режим. Подконтрольная эксплуатация.

Устанавливают оборудование устья скважины: выкидной трубопровод с манометром, обратным клапаном и задвижкой, которая должна стоять по ходу жидкости перед обратным клапаном, а также линию для отбора газа из межтрубного пространства.



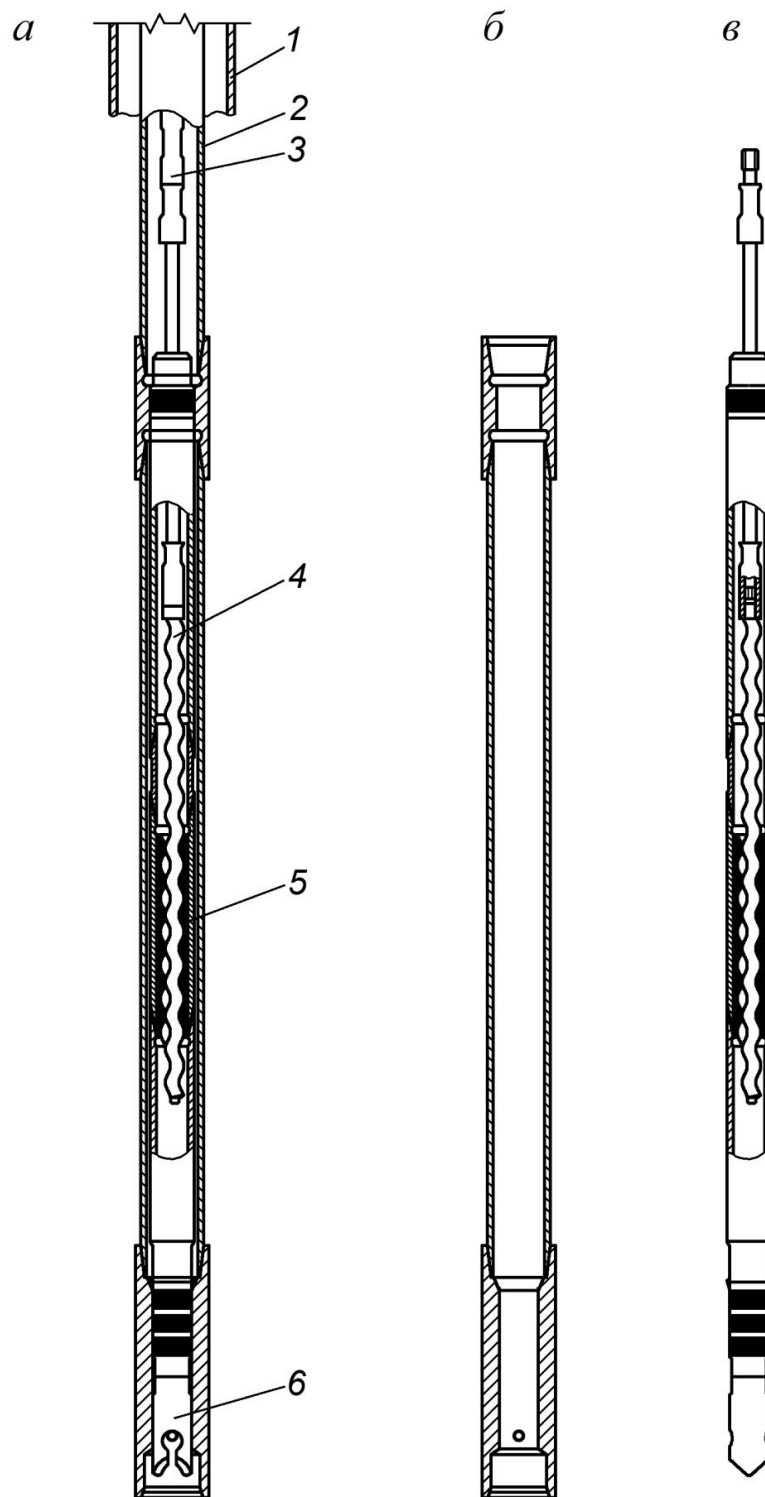


Рисунок 12 - Вставной штанговый винтовой насос:

а – рабочее положение насоса в скважине; б – посадочный узел; в – насос  
 1 – обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – насосная штанга; 4 – ротор; 5 – статор; 6  
 – замковая опора.

Производят настройку и регулировку пусковой электроаппаратуры.

Перед пуском установки необходимо открыть задвижку. Эксплуатация насоса при закрытой задвижке недопустима, т.к. это неизбежно приведет к аварии.

Открывают кран, установленный на нагнетательной линии около задвижки. При правильном направлении вращения электродвигателя сразу после пуска будет слышно шипение газа, выходящего через открытый кран, а через определенное расчетное время (в зависимости от статического уровня жидкости в скважине) должна появиться откачиваемая насосом жидкость, после чего кран следует закрыть.

После пуска за работой ШВНУ должен быть установлен специальный контроль, во время которого периодически производят проверку силы тока электродвигателя, замеряют дебит, динамический уровень, производят отбор проб пластовой жидкости. Периодичность проверок и замеров определяется по специальным программам, например, в первый день пуска насоса – через каждые два часа, на вторые сутки через 6 часов, на третьи сутки – через 12 часов, далее – один раз в сутки в течение первой недели с начала эксплуатации, а затем один раз в 5 дней до истечения срока эксплуатации.

В первые 10 дней работы привода проверяют натяжение клиновых ремней до их приработки.

После выхода насоса на установившийся режим подачи производят окончательную настройку наземной аппаратуры, при этом ток электродвигателя не должен превышать предельных значений, указанных в нормативно-технической документации.

После ввода установки на заданный режим работы необходимо проверить герметичность сальникового узла. Допускается небольшая утечка через дренажный патрубок сальниковой крышки.

#### 1.4. Опыт эксплуатации ВШНУ

Типичный вид устья нефтедобывающей скважины, использующей ВШНУ для добычи, показан на рис. 13.



Рисунок 13 - Устье скважины при добыче жидкости с помощью ВШНУ с наземным приводом

Эксплуатационная практика работы с системами ВШНУ показала их преимущества во многих отношениях.

Так, весьма привлекательно выглядит простая возможность контроля – управления дебитом путем регулирования скорости вращения ротора, будь то с помощью приводных штанг, или погружного электродвигателя.

Современные винтовые насосы имеют с запасом большой диапазон рабочих температур, до  $(250 \div 350)^\circ\text{C}$ , что устраняет необходимость оперативных забот о соответствии рабочих температур.

Слабое влияние вязкости жидкости на подачу насоса также является большим преимуществом при добыче тяжелых нефтей, что в равной степени относится и малой величине давления на приёме, при котором винтовой насос обладает достаточной работоспособностью, в отличие, например, от штоковых возвратно – поступательных насосов [12].

Возможность работы ВШНУ с газожидкостной смесью делает его полезным при добыче газозагазованных флюидов, включая и жидкость повышенной вязкости.

Наиболее частые причины отказов установок ВШНУ, определенные в результате анализ опыта эксплуатации в период (2009-2016) гг., показаны на рис. 14.



Рисунок 14 - Распределение отказов основных узлов УШВН по основным причинам

Обширный опыт эксплуатации УШВН, например, от ООО «Газпром добыча Кузнецк» [14], показывает, что наиболее частой причиной отказов данных установок, является заклинивание глубинно-насосного оборудования, что требует демонтажа и ремонта системы.

В качестве решения такой проблемы в указанной работе даны рекомендации по преимущественному использованию вставных штанговых

винтовых насосов, которые позволяют значительно экономить средства на решение указанной проблемы заклинивания ВШНУ.

Если подъём ротора насоса возможен на колонне насосных штанг, то для подъема статора весьма существенен тип примененной конструкции – вставной статор, или невставной.

К тому же в связи с уменьшением дебита скважины по мере откачивания полезного слоя, возникает необходимость замены насосной установки на менее производительную, что также выгоднее и быстрее при использовании вставных конфигураций насосной станции.



Рисунок 15 - Сравнительные затраты времени на ремонт и замену элементов УШВН (указано время в часах, на одну бригаду)

Относительный расклад трудоемкости при замене УШВН, показанный на рис. 15, подтверждает – максимальное время затрачивается именно на спуск НКТ, который исключается при использовании вставного варианта компоновки насоса.

Проведен анализ статистических данных по эксплуатации ВШНУ в промысловых условиях. Данные получены от НГДУ "Лениногорскнефть" и "Татнефтебитум" [15]. Анализ показывает, что самой распространенной причиной

отказов, и последующего выхода из строя винтовой насосной установки является излом штанги именно в верхней части колонны.

В случае данного конкретного исследования во всех 12-ти статистически рассмотренных скважинах применялся наземный привод, в которых использовались насосы типа 40Т-063 и 40Т-025.

Частота вращения наземных приводов находилась в пределах  $(123 \div 197)$  мин<sup>-1</sup>, что соответствовало частоте вращения колонны штанг.

Выходное давление нефти на выходе из скважин изменялось в пределах  $(2 \div 16)$ .

Средняя глубина подвески насосов по всем рассмотренным скважинам составляла не более 900 м.

Обнаруженный феномен авторы данной работы объясняют тем, что верхний конец колонны штанг максимально жестко закреплен в зажимах ведущего наземного привода. Данный вид закрепления определяет гораздо большую жесткость верхних штанг по сравнению с дальнейшими по колонне вниз. Большая жесткость соответственно определяет их меньшую устойчивость к усталостному разрушению.

В результате многолетней эксплуатации ШВНУ различными нефтегазовыми компаниями, и обобщения полученных статистических результатов были получены обобщенные данные по слабым сторонам данного насоса, которые представлены на рис. 16.

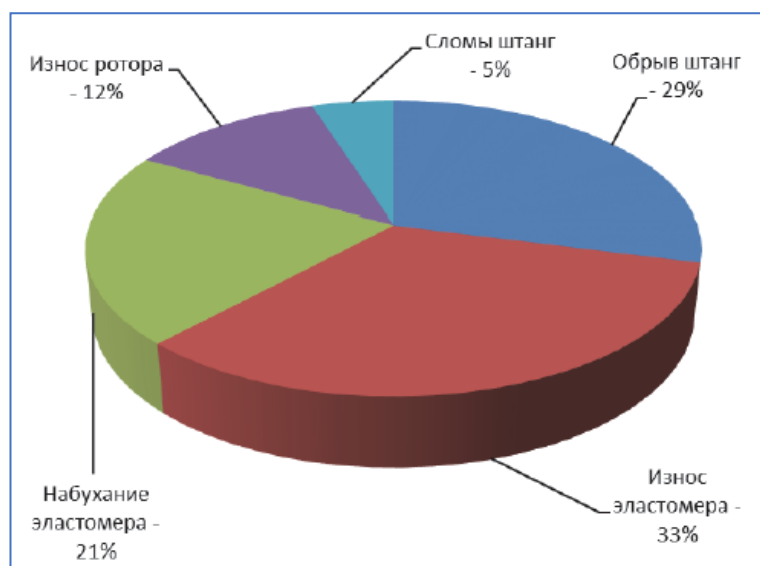


Рисунок 16 - Обобщенный результат выявления причин отказов ВШНУ на современном этапе

Из приведенной обобщенной диаграммы видно, что максимальные проблемы составляет износ эластомера в статоре насоса.

Постепенное истирание ротора и статора является основной причиной отказов оборудования, и фрикционное качество материала эластомера на статоре имеет в данном вопросе первостепенную роль.

В скважинах с высокой температурой среды, например – при промывке ствола горячей нефтью, обнаруживались отказы, вызванные набуханием эластомера. Данный тип дефектов относится к другим свойствам данного материала, не фрикционным, и объясняется иными механизмами.

Предлагается заменить эластомер на металлический сильфон для решения данной проблемы. Тем самым обосновывается возможность получения свойств насоса и при таком конструктивном решении, как показано на рис. 17.

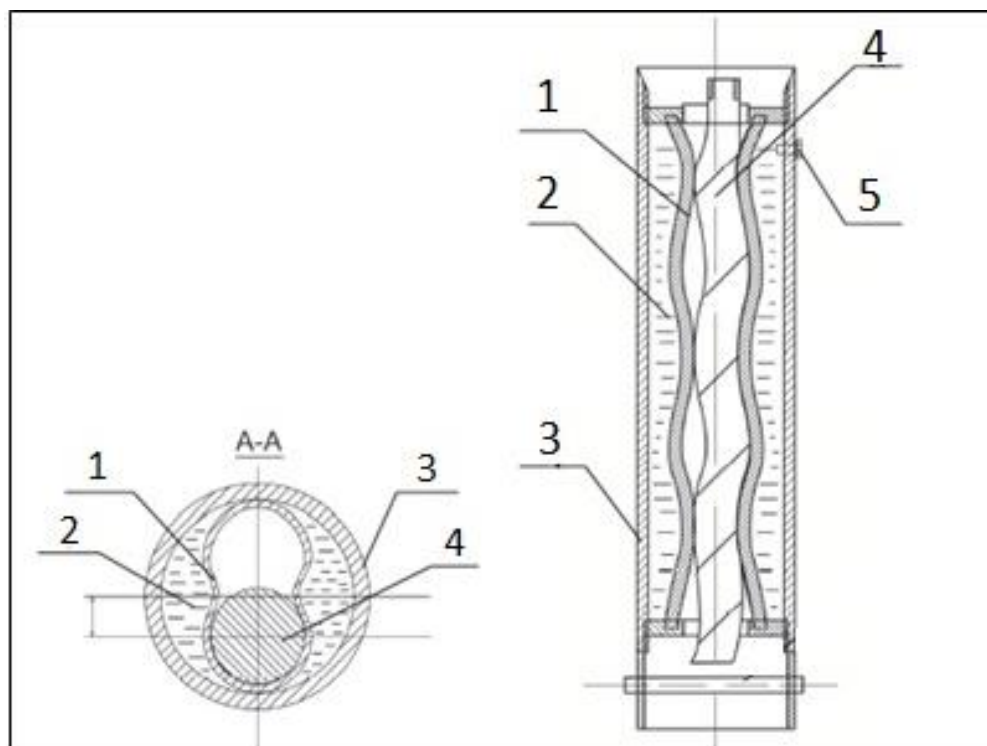


Рисунок 17 - Конструкция ВШНУ с металлическим статором:

1 – металлический статор; 2 - антикоррозионная жидкость в зазоре между НКТ и сильфоном; 3 – корпус статора (НКТ); 4 – ротор; 5 – заливочное отверстие.

Действительно, видно, что между сильфонным металлическим статором, не подверженным набухания и истиранию, возникают замкнутые объемы с рабочей жидкостью (слева), которые перемещаются вверх при вращении ротора, что и определяет насосные свойства данной конструкции в соответствии с заявлением авторов.

Данное предложение безусловно является результатом, полученным из опыта эксплуатации ВШНУ.

В ходе эксплуатации [17] выявлено снижение наработки на отказ насосных штанг при увеличении вязкости откачиваемой жидкости, как показано на рис. 18.

При этом, в результате визуального осмотра элементов винтового насоса установлен износ эластомера, который пропорционален количеству накопленных оборотов ротора.



Кроме того, влияет обводнённость перекачиваемого продукта, содержание в нём механических примесей, уровень жидкости в скважине.

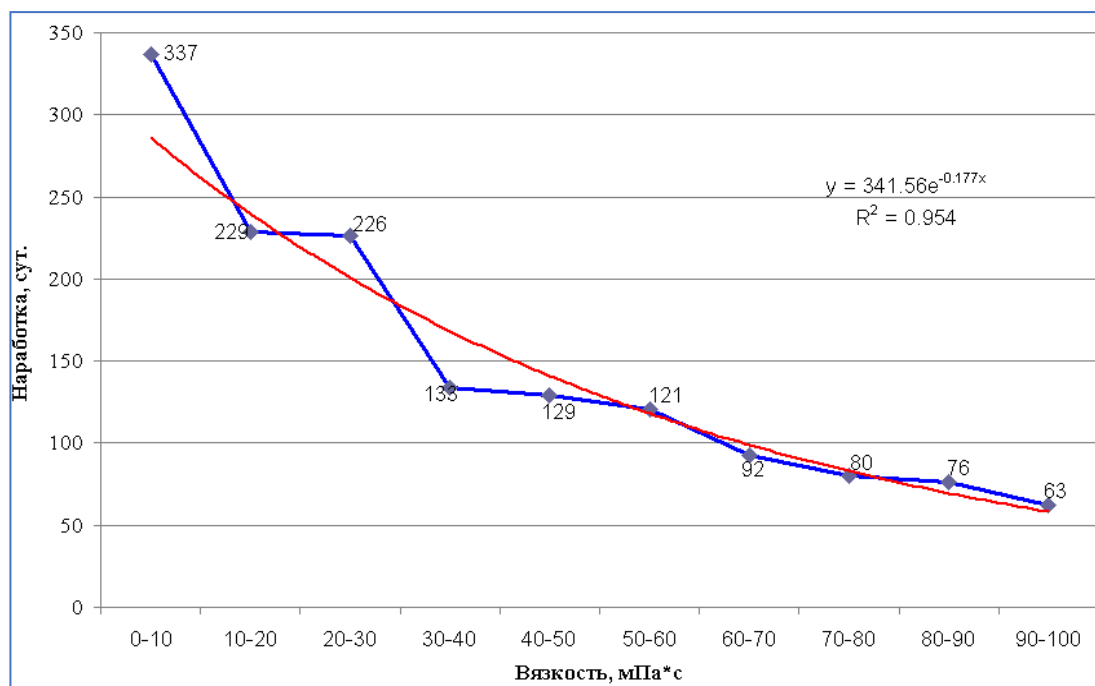


Рисунок 18 - Падающая зависимость наработки на отказ штанг от вязкости добываемой нефти

Физическое объяснение данного результата достаточно очевидно, и состоит в следующем. Чем более вязкая нефть, тем труднее её перекачивать, и тем раньше перекачивающий насос выходит из строя.

Более детальное распределение отказов ВШНУ по их категориям показан на рисунке 19.

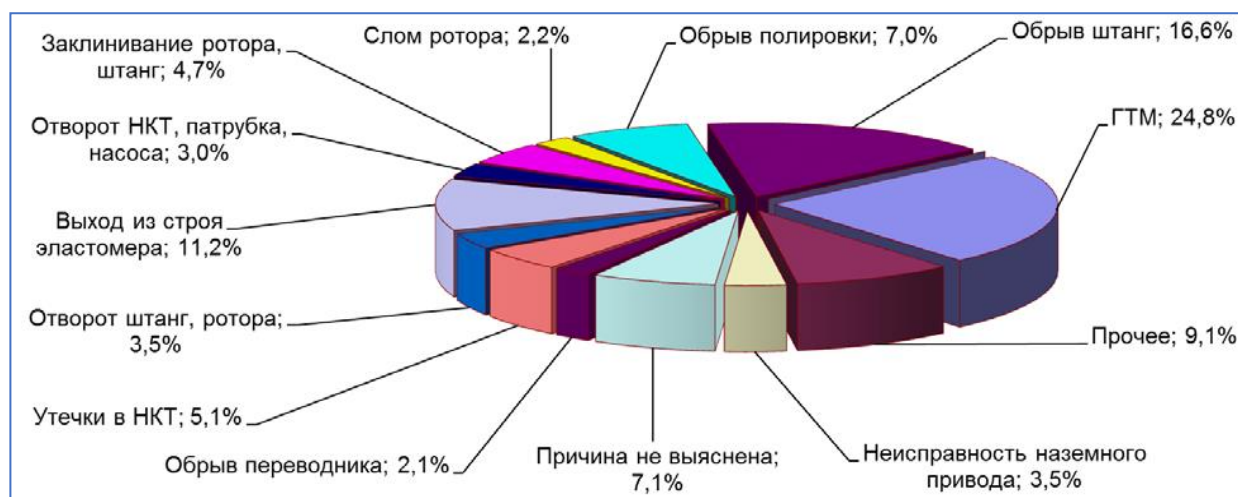


Рисунок 19 - Детальное распределение отказов

Приведенные на рисунке выше отказы соответственно связаны с необходимостью ремонтов скважин, оборудованных УШВН. Причины такого ремонта касаются как подземного, так и наземного оборудования.

Видно, что на первом месте находится ГТМ – геолого-технические мероприятия по увеличению дебитов – сами сломали при регулировках; далее – обрыв штанг как обычно и везде; проблемы с эластомером и так далее по списку.

Показано, что наличие в скважинной продукции механических примесей даже на уровне 470 мг на литр – вдвое увеличивает скорость износа эластомера.

С увеличением накопленных оборотов выше 21 миллиона - степень износа эластомера начинает сильнее зависеть от давления насыщения. При превышении указанного числа оборотов наблюдается практически мгновенный износ эластомера при наличии механических примесей в перекачиваемой продукции. С другой стороны, авторы утверждают, что практически не влияет на износ эластомера обводнение в диапазоне до 80 %.

Наличие механических примесей резко увеличивает износ эластомера. Причем не установлено износа зависимости от содержания воды в скважинной продукции. Нет зависимости износа и от содержания воды при высоком содержании газа в перекачиваемой нефти.

Проведенный анализ показал - основной причиной обрывов штанг является их низкое качество изготовления на заводе. Наблюдается отклонение штанг от геометрических размеров по ГОСТ 13877 и API. Обнаружена различная структура материала, твёрдости, химического состава, все то, что характеризуется понятием - заводской брак.

Основные причины обрывов состоят в обрыве по резьбе штанги, или обрыве полированных штоков. Также существенно влияет недостаточный момент свинчивания резьбовых соединений, и изгиб в области головки штанги.

В качестве возможных причин отворотов штанг авторы указывают неэффективную работу тормоза привода. Также влияет недостаточное крепление резьбовых соединений штанг; неверная балансировка ротора. Вибрация штанг, их кривизна способствуют возникновению дополнительного крутящего момента, который вызывает развенчивание соединений.

Обрывы полированных штоков происходят у верхнего сальника. Обрывы вызваны усталостными напряжениями в материале штока, возникающими под действием приложенных усилий и изменяющихся температур.

В результате происходит постепенное истирание материала штока из-за перетяжки и перекоса буксы сальникового узла. Отвороты НКТ происходят чаще всего в зоне статора насоса. Причина отворотов состоит в недостаточном креплении резьбовых соединений НКТ.

На срок службы насоса отрицательно влияет также повышенная вибрация ротора. Величина вибрации зависит от качества посадки ротора в статоре, от частоты оборотов колонны, от количества штанговых центраторов на длину колонны.

С увеличением плотности посадки ротора и скорости его вращения выше 200 мин.<sup>-1</sup> - срок службы эластомера в статоре быстро сокращается.

Установлено, что основная причина набухания эластомера состоит в низком давлении на входе насоса – ниже давления насыщения.

В этом случае возникает насыщение материала эластомера газами и заклинивание ротора в статоре. Данный механизм в свою очередь ведёт к обрывам всей колонны штанг, включая и верхний полированный шток. Отказы такого рода достигают 44% от всех случаев, при которых требуется ремонт.

### **Выводы по разделу:**

Таким образом, исследование показало:

- увеличение роста вязкости перекачиваемой нефти от 60 до 1000 мПа·с приводит к снижению наработки на отказ насосных штанг до пяти раз;
- вместе с износом эластомера основными причинами выхода из строя УШВН являются обрывы штанг и полированных штоков;
- заводские дефекты штанг являются причиной снижения работоспособности ВШНУ;
- наличие механических примесей в перекачиваемом продукте вдвое увеличивает скорость износа статора насоса;
- при понижении динамического уровня ниже уровня 100 м происходит ускоренный износ эластомера.

## 2. ВЫЯВЛЕНИЕ И ОБЗОР МЕХАНИЗМОВ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ЭЛЕМЕНТЫ ВШНУ

В работе [18] выявили некоторые причины возникновения механических колебаний в колонне штанг. Данные колебания проявляются в виде крутильных, продольных, поперечных и изгибных механических напряжений, которые возникают в длинной колонне штанг, в связи с особенностями её механического нагружения.

В ходе вращения колонны штанг возникают ударные импульсные циклические нагрузки, вызванные изменениями в режимах работы привода и винтового насоса.

Дело в том, что колонна штанг в процессе передачи крутящего момента от привода к ротору – находится в напряженно – деформированном состоянии, которое определяет текущие значения статических и динамических деформаций как штанг, так и соединительных муфт между ними.

Колебания колонны штанг, появляющиеся при роторном способе бурения, исследованы авторами многих работ, которые применяли модели динамического нагружения системы последовательно соединенных штанг.

Механизм возникновения крутильных колебаний в колонне штанг ВШНУ следующий:

- При передаче момента к насосу в колонне штанг сначала накапливается потенциальная энергия за счет упругости материала колонны. Выше отмечалось, что при длине колонны штанг 1000 метров наземный привод совершает до 30-ти оборотов после включения, прежде чем ротор в забое скважины начнет свое вращательное движение.
- Таким образом, за эти 30 оборотов в колонне штанг накопилась определенная, довольно большая потенциальная энергия, которая сохраняется в

случае равномерного вращательного движения привод – колонна – ротор с постоянной скоростью.

- В действительности же скорость вращения системы не является постоянной – изменяются параметры наземного привода (питание), изменяются свойства колонны штанг (нагрев из-за трения), изменяется момент сопротивления винтового насоса (нагрев, изменение свойств нефти).
- В результате, на систему с запасенной начальной потенциальной энергией действуют импульсные возмущения – торможения привода, колонны, насоса.
- После каждого кратковременного динамического торможения в системе привод – колонна – насос возникают переходные процессы в виде затухающих колебаний элементов системы на собственных частотах.

Энергия, запасенная в напряженной колонне, уменьшается при каждом акте возбуждения свободных динамических колебаний, а затем снова накапливается от привода при последующем заторможенном вращении.

Запасаемая таким образом энергия в колонне штанг вызвана упругостью составных элементов системы, которая после определенного значения приводит к быстрому раскручиванию нижнего конца штанги.

Именно эта энергия штанг является источником динамических нагрузок, возникающих и наблюдаемых постоянно на реальных скважинах с приводом ВШНУ от наземного устройства через длинную колонну штанг.

При этом происходят периодические заклинивания – кратковременные остановки колонны штанг по всей её длине, вызывающие – разрывные автоколебания, затухающие с определенным декрементом, и наблюдаемые на собственных частотах сложной трехмерной вращательной системы.

Кроме того, создаваемые таким образом крутильные и продольные колебания в колонне штанг прикладываются к её элементам, увеличивая и без того большие деформации, что дополнительно увеличивает вероятность отказов оборудования вплоть до обрыва колонны штанг под действием указанных ударных динамических нагрузок.

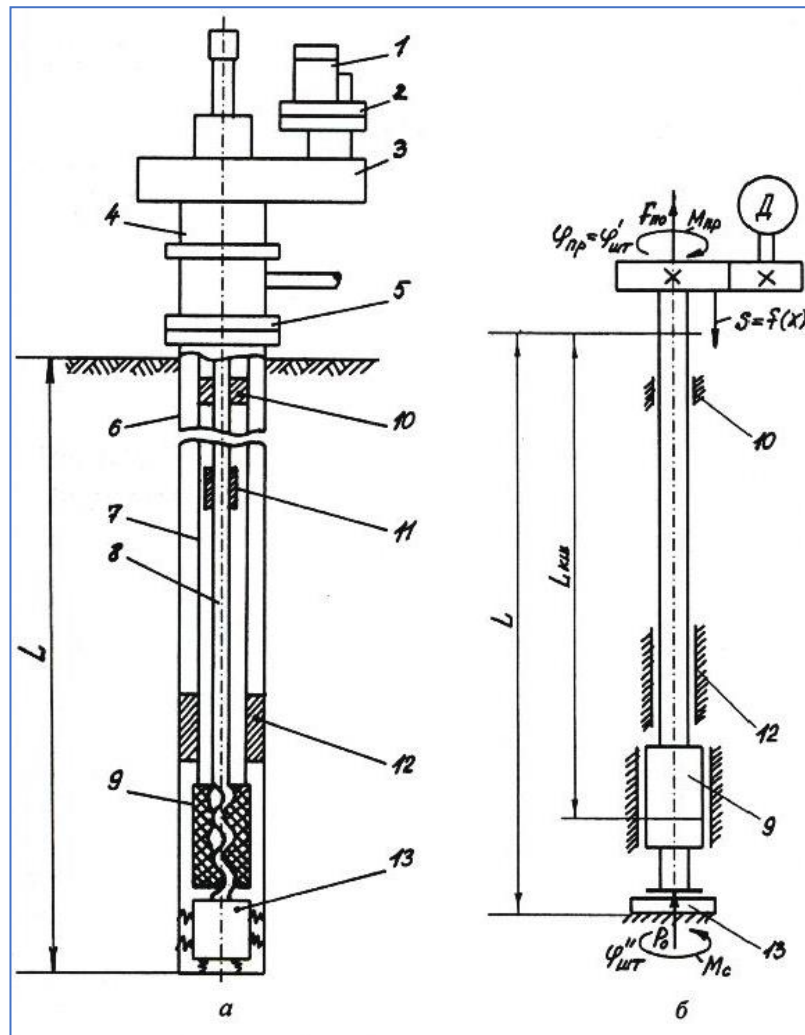


Рисунок 20 - Конструктивная схема (слева) и динамическая модель вращающейся системы «привод – колонна – насос»:

1 – приводной наземный электродвигатель; 2, 3 – элементы редукции; 4 – преентор с сальником; 5 – колонная голова; 6 – обсадные трубы; 7 – НКТ; 8 – колонна штанг; 9 – ВШНУ; 10 – центратор; 11 – муфта на колонне штанг; 12, 13 – якорь.

Из приведенной на рис. 20 модели ясно видно, что вращательное напряжение колонны штанг 8 приводит к накоплению в ней энергии, выделяющейся затем в виде динамических нагрузок на ВШНУ, центраторы, привод, якорь, и в конечном итоге побуждают эти элементы к отказам и накоплению дефектов.

Колебания и динамические нагрузки возникают непосредственно в момент пуска привода ВШНУ – когда верхняя часть штанг начинает вращаться, а нижняя еще неподвижна.

При этом возникают реактивные моменты, образующие общий момент сопротивления системы штанг.

Потенциальная энергия накапливается и после превышения определенного момента сопротивления – происходит мгновенное выделение энергии в виде динамических воздействий на элементы колонны, привода, насоса – все элементы подвергаются динамическим воздействиям со стороны закрученной колонны штанг.

Изменения амплитуды запасённой энергии принимает устойчивый периодический характер.

В результате, нижняя часть колонны штанг всегда запаздывает по отношению к верхней на определенный угол поворота, как говорилось – на десятки оборотов на длине в 1000 метров.

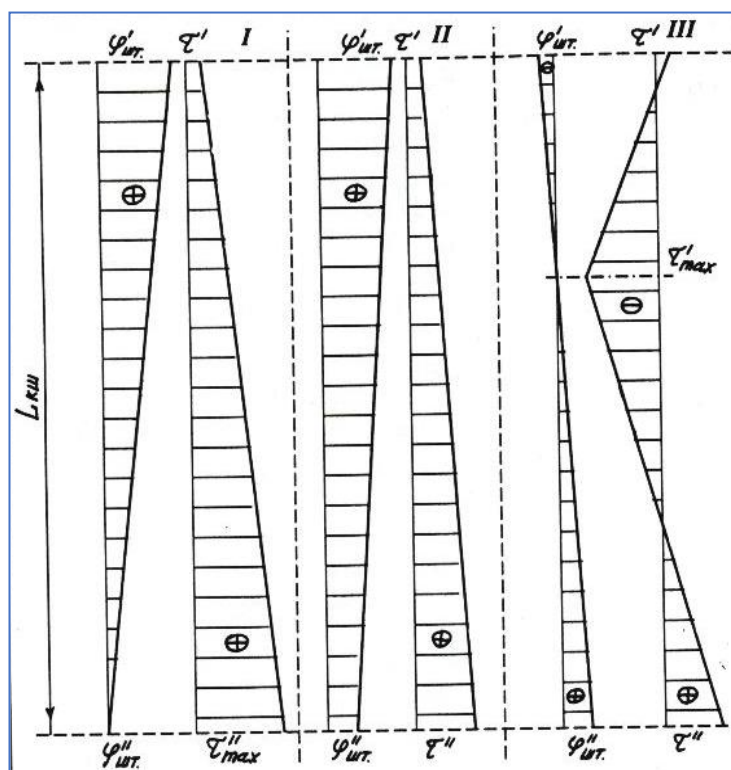


Рисунок 21 - Характер изменения углов кручения и касательного напряжения в колонне штанг, в каждом из случаев цикла движения ШВНУ



Справа на рисунке 21 показан случай остановки верхнего привода, когда происходит перераспределение динамических нагрузок в колонне штанг.

Описанные и наблюдаемые на практике динамические нагрузки опасны для системы привода ротора ВШНУ. Такие нагрузки ведут к отказу или выходу из строя любого элемента, из перечисленных на данной выше динамической схеме.

Например - остановка двигателя привода без эффективной системы торможения колонны штанг, или – локальное нарастание напряжения в самом насосе – могут привести к резкому перераспределению напряжений и к обрыву колонны штанг.

За счет упругой деформации штанг появляются ударные импульсы, воздействующие на колонну как от верхнего привода, так и от самого насоса внизу, в результате чего в штангах наблюдаются непрерывные крутильные и продольные колебания изменяющейся амплитуды и частоты, в зависимости от режима работы системы.

Имеющие место случайные динамические нагрузки в такой системе приводят к обрывам штанг.

При отключении двигателя привода – верх уже замедляется, а низ еще крутится, причем и данный процесс также является ударным.

Таким образом, привод ШВНУ вместе с колонной штанг, муфтами и прочими элементами – испытывают единичную одновременную ударную нагрузку, которая может привести к отказам.

Под действием изменяющихся условий работы системы возникает неустойчивость вращения – изгиб, дисбаланс, неуравновешенность – являющиеся причиной крутильных и продольных колебаний, которые создают также и поперечные колебания. В результате, опыт показывает, что все три типа колебаний возникают одновременно, одно из другого.

Существенным в данном случае оказывается степень свободы подвижных элементов и их распределенные параметры, позволяющие моделировать процессы в системе. Измерять такие процессы сложно.

Известны попытки исследовать устойчивость движения штанговой колонны при разных степенях свободы вибрационной системы – на уровне математических моделей.

Затем, по результатам такого исследования – можно оценивать влияние колебаний на работоспособность элементов ШВНУ. Именно штанги, соединительные муфты, центраторы, превенторы, якоря наиболее часто подвергаются поломкам. По результатам таких оценок можно пытаться обосновать и определить оптимальные конструктивные параметры перечисленных элементов.

Итак, в результате исследования установлено, что при работе винтовой насосной установки с поверхностным приводом возникают колебания крутящего момента. Данные колебания передаются от редуктора привода винтовому ротору. Наличие падающей характеристики коэффициента трения в зависимости от взаимной скорости трущихся поверхностей ротора с резиновой обоймой статора [19] – существенно влияет на характер локального нагрева в месте соприкосновения.

Возникающие таким образом крутильные колебания системы насос – колонна штанг - способствуют преждевременному износу поверхностей рабочих органов насоса. В конечном итоге усиливается усталостный износ самих штанг. Износ приводит к их обрыву, отвороту НКТ и оказывает отрицательное влияние на работу всей установки в целом.

Для изучения динамики работы штанг в таком режиме создается математическая модель. Модель строится в предположении вертикальной скважины, где колонна штанг рассматривается как однородный стержень длиной  $l$  с сосредоточенной массой в нижнем сечении.

Наземный привод вращает верхнюю часть колонны штанг с постоянной угловой скоростью как показано на рис. 21.

В модель закладывается зависимость коэффициента трения от линейной скорости взаимного перемещения трущихся поверхностей, показанная на рис. 22.

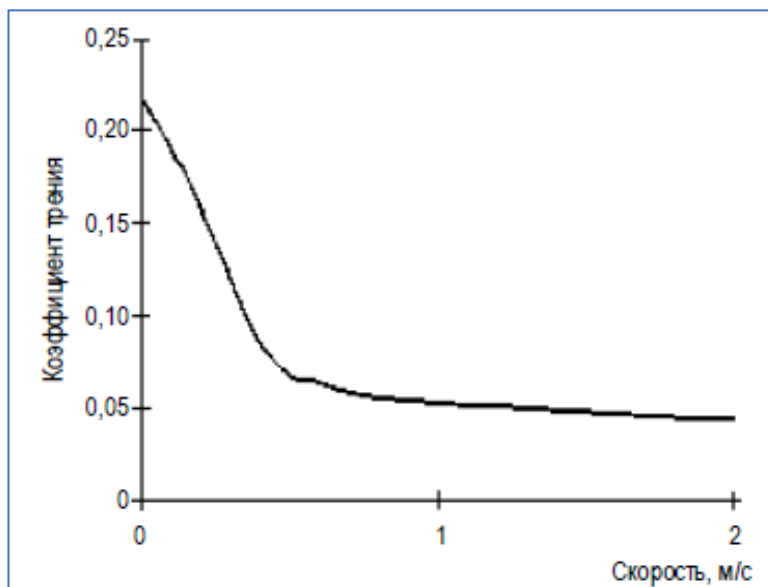


Рисунок 22 Коэффициент трения имеет обратную зависимость от линейной скорости взаимного движения трущихся поверхностей винтового насоса

В связи с этим поведение колонны штанг может быть описано неоднородным дифференциальным уравнением в частных производных:

$$\frac{\partial^2 \varphi}{\partial t^2} = a^2 \frac{\partial^2 \varphi}{\partial x^2} - 2v \frac{\partial \varphi}{\partial t}, \quad (2.1.)$$

где:  $\varphi$  - угол вынужденного закручивания колонны штанг;

$v$  – коэффициент вязкого трения рабочих поверхностей насоса;

$a^2 = G \cdot I_p / I$  – скорость звука в материале колонны. Здесь  $G$  – модуль сдвига применённого материала;  $I_p$  – полярный момент инерции сечения штанги;  $I$  – осевой момент инерции штанги.

Начальные условия решения будут отражать нулевое состояние покоя до включения привода ВШНУ:

$$\varphi(t, x)|_{r=0} = 0;$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t}|_{r=0} = 0.$$

(2.2.)

Граничные условия имеют следующий вид:

$$\frac{\partial \varphi}{\partial t}|_{x=0} = \omega_0 = \text{const},$$

$$GI_p \frac{\partial \varphi}{\partial x}|_{x=l} = -M_{\text{кр}}.$$

(2.3.)

Решая описанное выше уравнение при заданных условиях, авторы работы получили весьма полезные зависимости, показанные на рисунке 23.

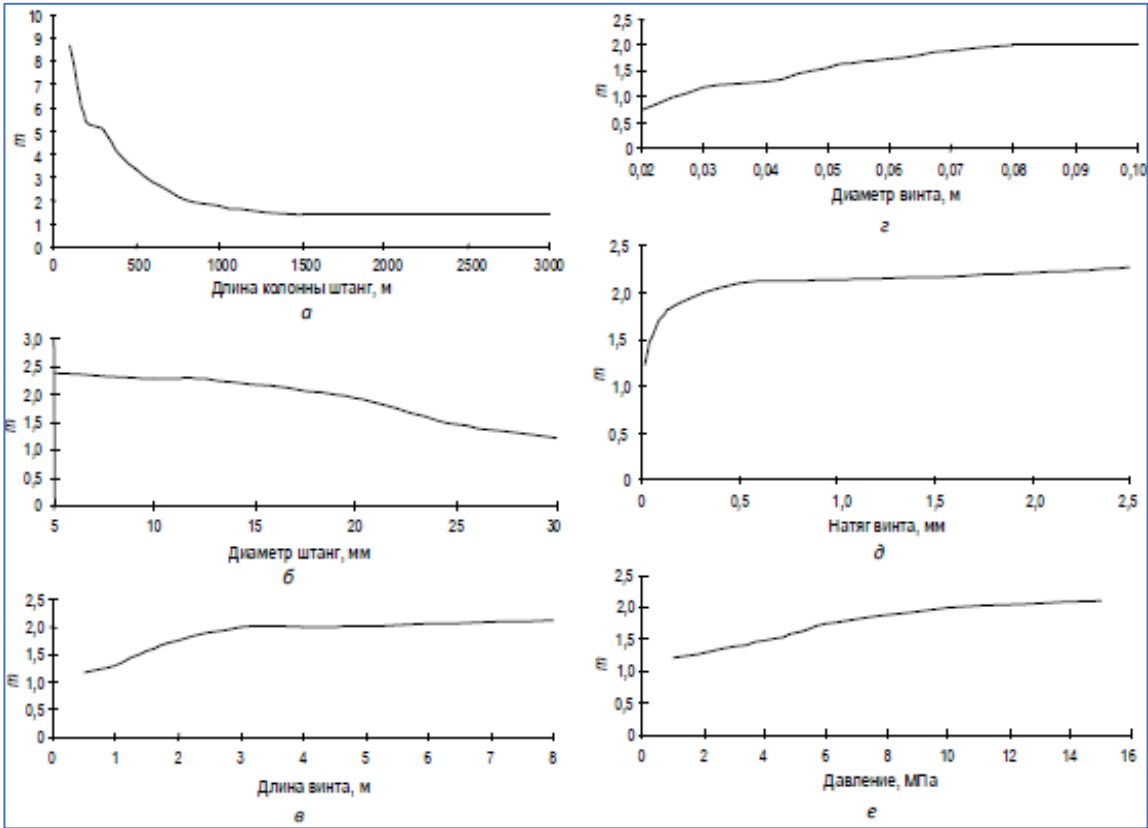


Рисунок 23 - Зависимость неравномерности (возмущений) крутящего момента от основных влияющих факторов:

а – от длины колонны штанг (глубина скважины); б – от диаметра штанг; в – от длины ВШНУ; г – от диаметра ВШНУ; д – от натяга ВШНУ; е – от давления, создаваемого ВШНУ.

Из приведенных результатов следует, что максимальное влияние на образование динамических нагрузок оказывает длина колонны штанг – на порядок величины.

Видно, что после длины штанг в 1000 метров влияние практически исчезает.

Остальные параметры влияют на уровне десятков процентов – незначительно.

Таким образом, видно, что предложенная математическая модель позволяет оценивать степень влияния параметров системы на величину динамических нагрузок.

А кроме того, можно оценивать количественные значения влияния разных параметров, что дает практическое применение в нефтедобывающей промышленности.

#### **Выводы по разделу:**

1. В разделе выявлены причины и механизмы возникновения динамических нагрузок на элементы колонны штанг УШВН за счет перераспределения энергии, запасаемой в закручиваемой колонне.
2. При работе УШВН в режиме вращения «вокруг оси» - колонны штанг испытывают большие знакопеременные динамические нагрузки, что существенно отличает эту конфигурацию от плунжерных насосов [20].
3. При быстром вращении колонны штанг возникают значительные крутящие моменты, которые инициированы силами трения в элементах УШВН.
4. В результате воздействия рассмотренных динамических нагрузок эксплуатационный ресурс штанг снижается. Возможность возникновения аварии, напротив, существенно возрастает.

5. В известных методиках расчета штанговых колонн для ВШНУ отсутствует учёт зависимости коэффициента трения элементов от скорости. Данное обстоятельство существенно снижает точность указанных моделей.
6. Возможность разработки соответствующих технических решений по снижению динамических нагрузок возникает на основе комплексного подхода к математическому моделированию, с учетом всех действующих факторов. Такой подход позволяет продолжать совершенствование конструкций элементов колонны штанг для снижения нагрузок и дополнительной мощности, затрачиваемой установкой на преодоление трения.

### **3. МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ И СНИЖЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ НАГРУЗОК НА ЭЛЕМЕНТЫ ВШНУ**

#### **3.1. Методы исследования динамических нагрузок на элементы ВШНУ**

Выше, в предыдущем разделе описан метод исследования динамических нагрузок на элементы ВШНУ путем математического моделирования.

Качество математических моделей определяется числом учитываемых параметров и степенью достоверности математической аппроксимации применяемых моделей для различных компонентов системы.

Информационный поиск не дал информации по другим математическим моделям, кроме описанных в предыдущем разделе, как и по другим методам.

Другой вид исследования динамических нагрузок на элементы ВШНУ состоит в физическом моделировании, при котором на некой уменьшенной, видимой модели полномасштабной скважины предполагается проведение измерение реальных параметров, отражающих характеристики динамических нагрузок на элементы ВШНУ.

К таким характеристикам можно отнести следующие:

- амплитуды колебаний элементов колонны штанг;
- деформацию элементов колонны штанг, как статическая, так и динамическая;
- величины и направления механических напряжений в НКТ;
- перегревы элементов системы в точках соприкосновения колонны штанг и НКТ;
- гидравлические характеристики перекачиваемого потока – расход, давление, сплошность потока, наличие примесей.

Следует отметить существенную особенность геометрии современной скважины, где при длине НКТ на уровне километров, диаметр штанг составляет 22 мм.

Тогда при коэффициенте моделирования, скажем 100 – длина модели составит 10 метров вместо 1000 в реальной скважине, а диаметр модельной штанги составит уже 0.22 мм.

Установка измерительных средств тензо- и термометрии на таком малом размере представляет из себя самостоятельную проблему, которая по сложности может превысить первичную.

Таким образом, в связи с видимой сложностью полномасштабного физического моделирования динамических нагрузок, наиболее перспективным подходом, видимо, является некая комбинация математического моделирования с анализом результатов его применения.

Можно закладывать в конструкцию элементов скважины и ВШНУ некие решения, математически обоснованные, и подтвержденные неким локальным физическим моделированием.

А затем следует анализировать статистические данные, получаемые с промысловых скважин, и из этих данных методами анализа пытаться выделить влияния принятых решений на уровень динамических нагрузок на элементы ВШНУ в реальных скважинах, с реальными размерами.

Предложения по снижению уровня динамических нагрузок достаточно очевидны:

- стабилизация частоты вращения приводного двигателя;
- оптимизация, с предварительным математическим моделированием, конструкции элементов центрирования колонны штанг;
- оптимизация частоты установки центраторов по длине колонны штанг;
- а лучше всего – совершенствовать погружные электроприводы для снятия проблемы динамических нагрузок на колонну приводных штанг.



По таким основным направлениям и следует двигаться к решению поставленной проблемы стабилизации нагрузок на систему привод – штанги – винтовой насос.

В качестве примера можно провести моделирования одного элемента системы – эластомера. В работе [21] описано математическое моделирование элемента, а затем – физическое, в подтверждение сделанных математических оценок. Авторы обосновывают необходимость повышения точности расчетов возникающих крутящих нагрузок на колонну штанг ВШНУ для уточнения методов диагностики состояния и прогнозирования текущего ресурса ВШНУ как со штанговым, так и с погружным приводом. Опыт эксплуатации винтовых насосов указывает, что надежность насосных установок зависит от состояния рабочих органов, в частности от состояния эластомера статора, который испытывает набухание, приводящее к росту трения и к последующему разрушению трущегося материала эластомера.

На уровне математического моделирования авторы работы исследовали зависимость коэффициента трения пары рабочих органов винтового насоса от числа Зоммерфельда для эластомерного материала статора ВШНУ. В результате моделирования построен участок кривой Штрибека, характерный для работы погружных винтовых насосных установок, и определён характер режимов трения материала резина–сталь.

Экспериментальные исследования проведены на триботехнической установке ИИ-5018 для пар «металл–эластомер» при условиях сухого трения с использованием различных смазочных сред. Выполнена статистическая обработка результатов экспериментов, которая подтвердила полученную математическим моделированием зависимость коэффициента трения от числа Зоммерфельда для пары трения ротор–статор винтового насоса.

По экспериментально полученной диаграмме Штрибека для эластомерного материала выделены характерные режимы смешанного и гидродинамического трения, характерные для работы ВШНУ.

Полученные данные используются при проектировании, производстве и диагностике винтовых насосных установок.

Так же надо поступать и со всеми другими компонентами системы ВШНУ.

### **3.2. Методы снижения динамических нагрузок на элементы ВШНУ**

Действительно, кроме моделирования и исследования динамических нагрузок на элементы ВШНУ, что безусловно является актуальным как в данной работе, так и вообще в мировой нефтедобывающей промышленности, кроме исследования необходимо хотя бы наметить возможные пути снижения уровня данных нагрузок в условиях.

Известные математические модели системы «винт – колонна штанг – привод» [22], дают, как показано выше - зависимости неравномерности крутящего момента от параметров системы, как - длины и диаметр колонны штанг, размеры винтового насоса, натяжение рабочих органов насоса, и наконец рабочее давление насоса.

Однако результатов моделирования явно недостаточно для получения конечного результат в виде снижения уровня динамических нагрузок, рассматриваемых в данном исследовании.

Поэтому, дополнительный интерес вызывает пионерский в рамках данного исследования подход, который выражается в предложении аппаратного комплекса, оснащенного датчиками и системой управления на базе программируемого контроллера.

Таким образом, в работе предложен автоматизированный комплекс управления работой ВШНУ с наземным приводом, который оснащен измерительными датчиками.

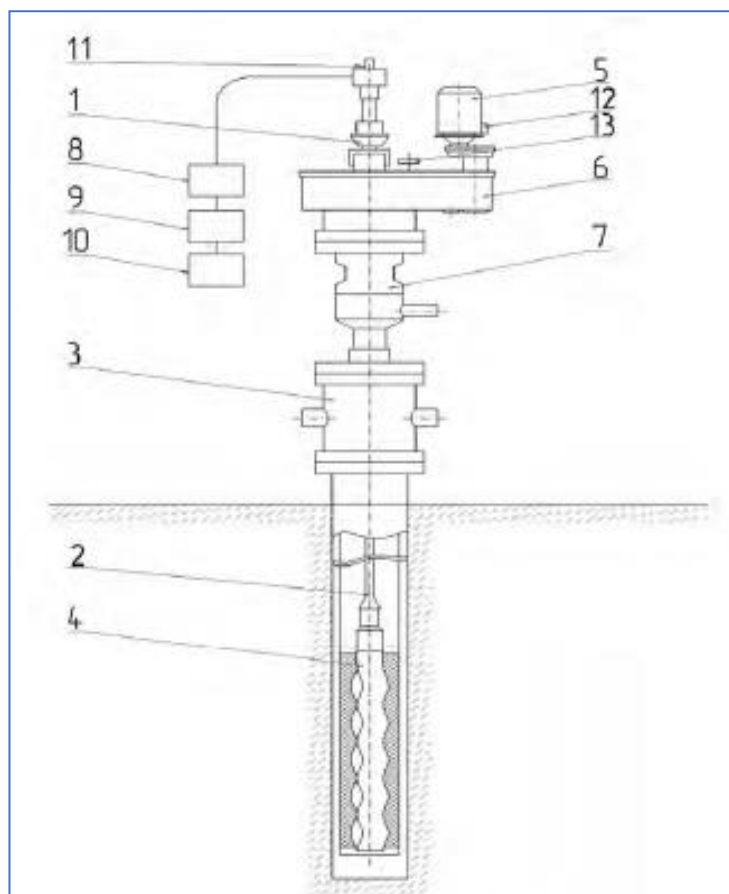


Рисунок 24 - Структура комплекса управления ВШНУ с поверхностным приводом:

1 – измеритель момента привода; 2 – колонна штанг, подлежащая физическому мониторингу; 3 – голова колонны; 4 – ВШНУ; 5 – приводной электродвигатель; 6 – редуктор; 7 – сальниковый преентор; 8 – усилитель; 9 – программируемый контроллер; 10 – компьютер; 11 – датчик давления; 12 – частотный преобразователь с функцией подсчёта оборотов; 13 – датчик оборотов.

Из описанного на рис. 24 состава установки видна попытка представить современную компьютеризованную систему мониторинга и управления системой ВШНУ на базе наземного привода.

Однако видно, что в интересах поставленной цели настоящего исследования целесообразно дополнить перечисленный состав средствами диагностики состояния вращающейся колонны штанг и динамических нагрузок, возникающих в ней.

Понятно, что установка диагностических средств непосредственно на вращающиеся штанги весьма затруднена, как малыми размерами в сечении штанги, так и весьма ограниченным доступом к ним в ходе эксплуатации скважины.

Поэтому ограничимся неразрушающими бесконтактными средствами диагностики – например - наблюдение акустических процессов, возникающих в НКТ.

Понятно, что при динамическом – ударном и локальном взаимодействии вращающейся штанги с трубой НКТ в последней будут возбуждаться периодические акустические сигналы, которые будут распространяться по трубе до поверхности земли [23].

При помощи микрофонов, установленных на наземной части трубы НКТ можно регистрировать проходящие из скважины сигналы взаимодействия трубы и колонны штанг, которые будут использованы в качестве критерия возникновения динамических нагрузок на штанги, и для оптимизации «по эффекту» режима работы всей системы ВШНУ.

Не меньше полезной информации можно получить из измерений динамических процессов, происходящих в рабочей жидкости, циркулирующей от винтового насоса вверх в зазоре между колонной штанг и НКТ.

Регистрация наземными средствами – колебаний расхода нефти, прихода волн давления от места приложения динамической нагрузки к устью скважины даст полезную информацию о характере возмущения, а совместно с результатами корреляционного анализа с волнами по трубе НКТ – даст информацию о местоположении возмущения по длине скважины.

Программно-модульная структура экспертной управляющей системы показана на рис. 25.

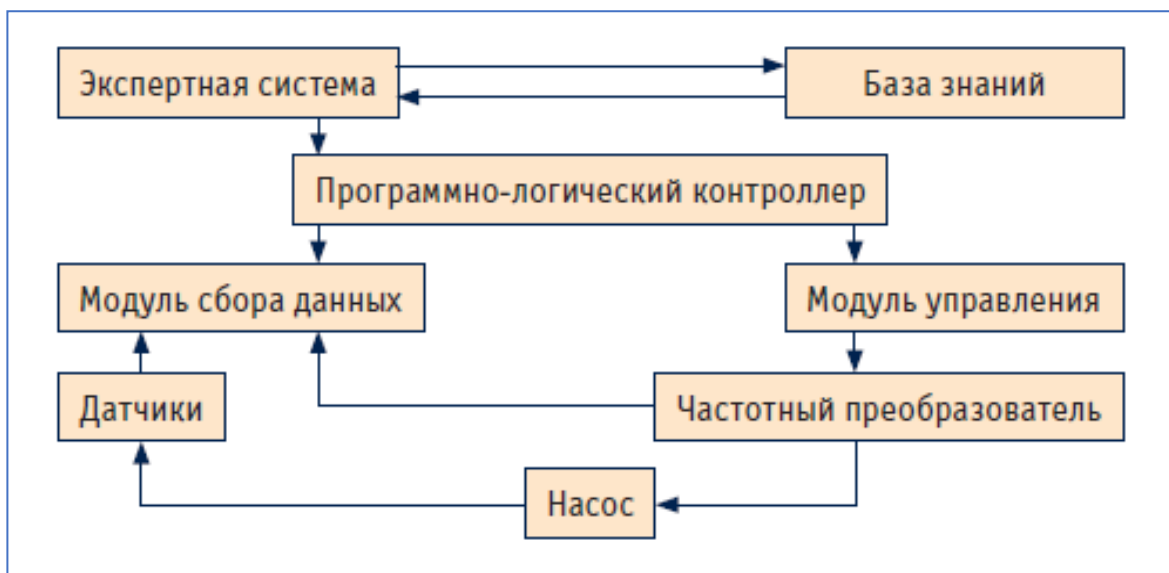


Рисунок 25 Структура экспертной системы управления с позиций программного комплекса

Экспертная система, представляет собой набор критериев для принятия оперативных – автоматических решений по управлению работой системой ВШНУ.

Добавление в экспертную систему – программных средств спектрального и корреляционного анализа с дополнительных датчиков, установленных, как сказано выше – в потоке выходящей нефти, и на трубе НКТ – позволят расширить арсенал управляющих алгоритмов и снизить, в результате, динамические нагрузки на колонну штанг.

Частотный преобразователь (ЧП) изменяет частоту сети для уменьшения числа оборотов приводного двигателя.

ЧП определяет частоту вращения приводного двигателя путем измерения напряжения одной из фаз.

Измеряется ток приводного двигателя – как критерий возможного заклинивания редуктора.

Контроль оборотов полированного штока производится по датчику оборотов. Устройство построено на базе магниточувствительного элемента, который имеет точность в половину оборота штока.

Измеритель крутящего момента используется для контроля крутильных колебаний.

Датчики давления и температуры совместно с расходомером стоят на выкидной линии для контроля потока рабочей жидкости.

Управление режимом работы установки осуществляется путём изменения таких параметров системы, как частота вращения приводного двигателя, значения порогов выключения системы и переключения режимов и другое.

Предлагаемый комплекс позволяет:

- оперативно, и автоматически управлять работой всей установки;
- контролировать в реальном времени обороты, момент на валу, расход нефти; отключать оборудование в необходимых случаях;

На начальном этапе работы системы необходимо присутствие оператора рядом с установкой для проведения ответственных переключений.

Для управления оборудованием системы ВШНУ данная система способна использовать зависимости, полученные из априорного математического моделирования, а именно:

- зависимость текущей величины амплитуды неравномерности крутящего момента от длины колонны штанг,
- зависимость неравномерности момента от диаметра штанг, длины и диаметра насоса, натяга его частей друг на друга, рабочего давления насоса и др.

После доработки и развития программного продукта экспертная система в аппаратном комплексе будет осуществлять мониторинг и управление работой ВШНУ с поверхностным приводом в автоматическом режиме без оператора. При этом повышается надежность и эффективность системы. Отключения производятся лишь в аварийных ситуациях. Ведется контроль за параметрами добываемой жидкости.

### **Выводы по разделу:**

Очевидно, что при описанном выше составе оборудования и программно – математического обеспечения систему следует более широко использовать возможность манёвра с частотой вращения привода.

Можно регулировать частоту для подавления выявляемых динамических нагрузок, избегая при этом совпадения частоты вращения колонны штанг с резонансными частотами скважинного оборудования.

Критическая частота вращения колонны штанг зависит от компоновки винтовых насосных установок, а также от условий эксплуатации. Для минимизации динамических нагрузок следует выбирать частоту вращения так, чтобы она не попадала на резонансные частоты колонны штанг и других элементов системы.

Предложенную систему берем за основу, дорабатываем, дополняем, и получаем систему ВШНУ с возможностью мониторинга и минимизации динамических нагрузок.

На базе первых, описанных выше предложений, следуют дальше придумать и дополнить систему ВШНУ средствами обнаружения динамических нагрузок – и управлять системой именно по этим критериям - есть/нет динамические нагрузки. Например, можно еще установить акустические датчики на полированный шток, в дополнение к расположению на НКТ.

#### 4. Расчёт элементов ВШНУ

При проектировании ВШНУ выполняются следующие виды расчётов:

1. Расчёт колонны насосных штанг на прочность
2. Расчёт ролико-конического подшипника на долговечность

Исходными данными для расчёта являются значения чаще всего встречающиеся и используемые при эксплуатации ВШНУ указаны в табл.1.

Таблица 1- Исходные данные для расчёта

Показатель	Значение	Размерность
Глубина скважины	1000	м
Мощность наземного привода	150	кВт
Внешний диаметр НКТ	73	мм
Диаметр насосных штанг	22	мм
Частота вращения колонны штанг	100	Об/мин
Масса 8м штанги [26]	24,5	кг
Марка стали штанг [26]	40	

##### 4.1. Расчёт прочности колонны штанг

Расчет колонны штанг на прочность выполняем по методике, которая опробована многократно в ходе проектирования бурильных скважин и колонн в роторном принципе бурения [2].



Модель колонны в таком случае представляет собой стержень, вращающийся в радиальных опорах. Колонна штанг испытывает осевое растяжение, кручение и изгиб от оси, причем все воздействия прикладываются к колонне одновременно.

Данные для расчётов будем брать из таблицы 1.

Запишем общее условие статической прочности колонны штанг:

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\sigma^2 + 4\tau^2} \leq [\sigma] = \frac{\sigma_T}{K_{\text{ШТ}}} \quad (4.1.1.)$$

где:  $\sigma_{\text{ЭКВ}}$  – эквивалентное напряжение в поперечном сечении штанги;

$[\sigma]$  – максимально допустимое напряжение в поперечном сечении штанги;

$\sigma_T$  – предел текучести материала штанги [26];

$K_{\text{ШТ}} = 1,5$  – коэффициент, определяющий запас прочности штанг [2].

### Расчёт:

$$1) \sigma = \frac{F}{S}, \text{ отсюда } S = \frac{\pi d^2}{4}, F = P - \frac{L \cdot D^2 \cdot \pi}{4} * \rho_{\text{ж}} :$$

где  $S$  – площадь поперечного сечения штанги,  $P$  – вес всех штанг.

$$2) P = \left(\frac{L}{l} * m_{\text{ШТ}}\right) + \left(\frac{L}{l} * m_{\text{М}}\right) = \left(\frac{1000}{8} * 24.5\right) + \left(\frac{1000}{8} * 3.15\right) = 3062,5 + 393,75 = 3456 \text{ кг:}$$

где  $l$  – длина 1ой штанги,  $m_{\text{ШТ}}$  – масса одной штанги,  $m_{\text{М}}$  – масса одной муфты.

$$3) F = P - \frac{L \cdot D^2 \cdot \pi}{4} * \rho_{\text{ж}} = 3456 - \frac{10^3 * 22^2 * 10^{-6} * 3,14}{4} * 1000 = 3076 \text{ кг}$$

$$4) S = \frac{\pi d^2}{4} = \frac{3,14 * 22^2}{4} = 0,017 \text{ м}^2$$

$$5) \sigma = \frac{F}{S} = \frac{3076}{0,017} = 181 \text{ МПа}$$

$$6) \tau = \frac{T}{W_p}, \text{ отсюда } W_p = \frac{\pi d^3}{16}, T = \frac{N}{\omega} :$$

Где  $W_p$  – полярный момент сопротивления,  $T$  – крутящий момент,  $\omega$  – угловая скорость.

$$7) \omega = \frac{\pi n}{30} = \frac{3,14 \cdot 100}{30} = 10,5 \text{ с}^{-1}$$

$$8) T = \frac{N}{\omega} = \frac{150}{10,5} = 14,3 \text{ Н} \cdot \text{м}$$

$$9) W_p = \frac{\pi d^3}{16} = \frac{3,14 \cdot 22^3}{16} = 0,0021 \text{ м}^3$$

$$10) \tau = \frac{T}{W_p} = \frac{14,3}{0,0021} = 7 \text{ МПа}$$

$$11) \sigma_{\text{ЭКВ}} = \sqrt{\sigma^2 + 4\tau^2} = \sqrt{181^2 + 4 \cdot 7^2} = 183 \text{ МПа}$$

12) Допустимое значение по прочности должно соблюдаться условию

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} \leq [\sigma]$$

$$13) [\sigma] = \frac{\sigma_T}{K_{\text{шт}}} = \frac{320}{1,5} = 213 \text{ МПа}$$

14)  $183 \text{ МПа} \leq 213 \text{ МПа}$ , условие прочности соблюдается.

## 4.2. Расчёт ролико-конического подшипника

Цели расчета выносливости опоры привода штангового винтового насоса, расположенной на его оси, определяются как следующие [2]:

1. Определение необходимой динамической грузоподъёмности осевой опоры;
2. Нахождение предполагаемого ресурса заданного типоразмера опоры.

В качестве исходных данных для расчета принимаем величину осевой нагрузки  $F_{\text{ос}}$  в верхнем сечении штанговой колонны, а также частоту вращения приводного вала “п” и штанги соответственно.

Величина номинального ресурса  $L_n$  [размерность – миллионы оборотов] подшипника опоры, которая соответствует 90%-ой надежности последней, связана с динамической грузоподъёмностью  $C$  [27] подшипника следующим выражением:

$$L_n = a \cdot (C/G)^m \quad (4.2.1)$$

где:  $\alpha = 1$  – коэффициент качества металла колец подшипника и условий эксплуатации;

$G$  – эквивалентная динамическая нагрузка, определённая ниже;

$m = 1.33$  – показатель степени усталостной кривой для роликовых подшипников.

Эквивалентную нагрузку  $G$  распишем следующим образом:

$$G = Y \cdot K_B \cdot K_T \cdot F_{oc} \quad (4.2.2)$$

где:  $Y = 0,5$  – коэффициент осевой нагрузки, определяемый типом подшипника;

$K_B = 3$  – коэффициент безопасности опоры для нагрузки в виде умеренных толчков;

$K_T = 1$  – температурный коэффициент опоры для максимальной температуры не выше  $100^\circ\text{C}$ .

При обозначенных условиях величину предполагаемого ресурса работы подшипника опоры оцениваем по выражению:

$$L_h = 10^6 \cdot L_n / 60n \quad (4.2.3)$$

где  $n$  – число оборотов.

Для расчёта возьмём ролико-конический подшипник средней серии диаметром 75 мм с динамической грузоподъемностью  $C = 180$  кН [27]. В расчёте также будем пользоваться данными из таблицы 1 и некоторыми данными из прошлого расчёта на прочность колонны штанг.

### Расчёт:

$$1. F_{oc} = F = P - \frac{L \cdot D^2 \cdot \pi}{4} \cdot \rho_{ж} = 3456 - \frac{10^3 \cdot 22^2 \cdot 10^{-6} \cdot 3,14}{4} \cdot 1000 = 3076 \text{ кг}$$

$$2. G = Y \cdot K_B \cdot K_T \cdot F_{oc} = 0,5 \cdot 3 \cdot 1 \cdot 3076 = 4614 \text{ кг};$$

$$3. C = 180 \text{ кН} = 18354 \text{ кг};$$

$$4. L_n = a \cdot \left(\frac{C}{G}\right)^m = 1 \cdot \left(\frac{18354}{4614}\right)^{1,33} = 6,3 \text{ миллион оборотов};$$

$$5. L_h = 10^6 \cdot \frac{L_n}{60n} = 10^6 \cdot \frac{6,3}{60 \cdot 100} = 1050 \text{ ч.}$$

Из полученных данных, можно сделать вывод о том, что следует выбрать подшипник более широкой серии на 5-10 мм больше, с динамической грузоподъемностью  $C$  в 1,5-2 раза превышающей прошлую, для увеличения ресурса работы подшипника.

**Выводы по разделу:**

1. В соответствии с заданием и рекомендованными источниками информации выполнены расчеты прочности колонны штанг и ресурс ролико-конического подшипника.
2. По результатам расчёта можно сделать вывод о том, что выбранная колонна штанг соответствует условиям прочности, а выбранный ролико-конический подшипник следует заменить на более широкий с большей динамической грузоподъемностью для увеличения ресурса работы.
3. Полученные количественные оценки можно использовать как исходные данные для разработки технического задания на модернизированную в плане диагностики нагрузок новую систему ВШНУ.

## 5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ

### Введение

Целью выполнения экономического исследования в данной работе является определение степени успешности и эффективности, проводимой научно–исследовательской работы. Оценка проводится в комплексном виде, то есть в терминах нескольких параметров, как экономическая эффективность, социальная значимость и другие, поименованные ниже. Исследование ВШНУ для добычи нефти и газа требует финансовых и других затрат, которые должны быть экономически оправданы и целесообразны. Достижение поставленной в данном разделе цели обеспечивается решением следующих задач:

- оценка перспективности проводимых научных исследований;
- выявление альтернативных направлений научных исследований, также отвечающих поставленным требованиям ресурсной эффективности и ресурсосбережения;
- адекватное планирование научно-исследовательской работы;
- оценка эффективности исследования.

### 5.1. Потенциальные потребители результатов исследования

Мировые запасы высоковязкой нефти вместе с природными битумами по оценкам специалистов превышают запасы легкой нефти.

Винтовой насос ВШНУ является средством добычи высоковязкой нефти при разумных удельных энергозатратах на единицу объема.

В мировом масштабе добычи нефти объем использования винтовых насосов находится на уровне (6-7) %, и в Татарстане нефтяные компании

используют данный вид оборудования достаточно широко, например - признанный лидер российской добычи высоковязкой нефти компания «Татнефть». В данной компании действует программа внедрения новых технологий добычи и переработки высоковязкой нефти. ПАО «Роснефть» в 2020 году увеличила добычу трудноизвлекаемых запасов с 9,7% до 10,2%. ПАО «ЛУКОЙЛ» в 2018 году увеличил добычу высоковязкой нефти на 25% на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

## 5.2. Планирование научно-исследовательских работ

Реализация комплекса предполагаемых научно-исследовательских работ будет осуществляться в следующей последовательности:

- определить структуру работ в рамках рассматриваемого научного исследования и участников каждого этапа работы;
- установить продолжительность этапов работы и график проведения научных исследований.

По каждому виду и этапу запланированных работ устанавливается соответствующий ответственный исполнитель с указанием должности по этапам и видам исследовательских работ. Этапы работы с указанием исполнителей приведены в таблице 5.2.1.

Таблица 5.2.1. - Перечень этапов исследовательской работы с распределением ответственных исполнителей.

№ этапа	Наименование этапа	Содержание работы по этапу	Должность отв. исполнителя
1	Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
2	Выбор направления исследований	Выбор направления исследований	Руководитель

3		Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель проекта
4		Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель проекта
5		Расчет параметров скважины	Исполнитель проекта
6		Подбор ВШНУ для скважины	Исполнитель проекта
7	Обобщение результатов и оценка полученного эффекта	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель проекта
8	Оформление отчета по НИР	Разработка пояснительной записки	Руководитель, исполнитель проекта

### 5.3. Определение трудоёмкости научно-технической работы

Практика показывает, что основную часть стоимости новой разработки составляют трудовые затраты, включающие в себя трудоёмкость работ всех и каждого участника нового научного исследования. Трудоёмкость научно-исследовательской работы является параметром вероятностным, оценивается экспертным путем в человеко – месяцах, или человеко-днях для мелких работ. Для оценки ожидаемого значения трудоёмкости тож<sub>i</sub> i-го этапа используем следующее эмпирическое выражение:

$$тож_i = (3t_{мини} + 2t_{махи})/5 \quad (5.3.1.)$$

где:

тож<sub>i</sub> – ожидаемая (предполагаемая) трудоёмкость выполнения i-го этапа работы в размерности [ч/д, ч/м];

t<sub>мини</sub> – минимально возможная, предполагаемая, трудоёмкость выполнения i-го этапа работы (оптимистическая оценка для благоприятных обстоятельств) [ч/д];

$t_{maxi}$  – максимально возможные затраты времени и ресурсов на выполнение  $i$ -го этапа работы (пессимистическая оценка для неблагоприятных обстоятельств) [ч/д].

Продолжительность  $T_r$  выполнения каждого этапа проекта в рабочих днях определяем исходя из сделанной оценки трудоемкости, учитывая возможное число параллельных исполнителей этапа.

Сделанные оценки продолжительности этапа позволяют перейти к обоснованному расчету заработной платы, учитывая, что вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет сейчас около 65 %.

$$T_{ri} = t_{ожі} / Чі \quad (5.3.2.)$$

где:

$T_{ri}$  – продолжительность этапа [раб. дн.];

$t_{ожі}$  – ожидаемая - планируемая трудоемкость выполнения этапа [чел.-дн].;

$Чі$  – штатная численность исполнителей, которых необходимо занять на выполнении данного этапа, чел.

#### **5.4. Разработка графика проведения научного исследования**

Ленточный график является наглядным средством отражения последовательности этапов проведения научной работы, и выполняется в виде диаграммы Ганта, показанной ниже. На диаграмме Ганта, исполненной в виде горизонтального ленточного графика, этапы проекта представлены отрезками, протяженными во времени.

Каждый период выполнения проекта описывается датами начала и окончания этапа, представленными в календарных днях по следующей формуле:

$$T_{ki} = T_{ri} * k_{кал}, \quad (5.4.1.)$$



где:  $Tki$  – продолжительность – длительность выполнения  $i$ -го этапа проекта в календарных днях;

$Tri$  – продолжительность выполнения  $i$ -го этапа в рабочих днях;

$k_{\text{кал}} = T_{\text{кал}} / (T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}) = 1,48$  – коэффициент календарности,

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

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

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

Рассчитанные значения приведены в таблице 5.4.1.

На основе данных, полученных в таблице выше, строим план – график выполнения научно – исследовательского проекта.

Таблица 5.4.1. - Временные показатели проведения научного исследования

Название этапа	Трудоемкость этапа			Исполнители работ по этапу	Продолжительность этапа в раб. днях, $Tri$	Продолжительность этапа в календар. днях, $Tki$
	tmin ч/д	tmax ч/д	тож ч/д			
Разработка ТЗ	1	3	2		1	2
Выбор направления	6	9	7	Руков-ль	5	7
Подбор литературы	7	14	19	Исп-ль	10	15
Календарное планирование	2	4	3	Руков-ль	2	3
Расчет параметров скважины	12	16	13	Исп-ль	10	15
Подбор ВШНУ	10	21	15	Исп-ль	13	21
Оценка результатов	3	9	6	Руков-ль	6	9

Таблица 5.4.2. - Календарный план график проведения НИР по теме

№	Этап	Исполнитель	Ткi к. дн	Продолжительность этапа												
				Фев.			Март			Апр.			Май			
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	
1	Разработка ТЗ			■	■											
2	Выбор направления				■	■										
3	Литература						■	■								
4	Планирование								■	■						
5	Расчет параметров									■	■					
6	Подбор ВШНУ										■	■	■			
7	Оценка результ.												■	■		
8	Разработка отчета														■	

### 5.5. Бюджет научно-технического исследования

В настоящую статью «Основная заработная плата исполнителей темы» расходов по проекту записываем основную заработную плату следующего персонала организации-исполнителя проекта:

- инженерно-технические и научные работники;
- рабочие опытных мастерских и опытных производств, которые участвуют в выполнении этапов проекта по теме.

Величину заработной платы определяем из найденной выше трудоемкости выполняемых этапов, а также с учетом действующей на предприятии системы тарифных ставок и должностных окладов.

В состав основной заработной платы включается ежемесячная премия, которая выплачивается из фонда заработной платы в размере 20-30 % от действующего тарифа или должностного оклада.

Результаты расчета основной заработной платы приведены в таблице 5.5.1.

Таблица 5.5.1. - Расчет основной заработной платы

Наименование этапа	Исполнители по должностным категориям	Трудоемкость этапа, чел.-дн.	Заработная плата на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу, тыс. руб.
Разработка и утверждение технического задания	Руководитель	1	0,93	0,93
Выбор направлений исследования	Руководитель	5	0,93	4,65
Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель проекта	10	0,23	2,3
Календарное планирование работ по теме проекта	Руководитель, Исполнитель проекта	2	1,16	2,32
Предварительный расчет параметров скважины	Исполнитель проекта	10	0,23	2,3
Построение математической модели и проведение исследования	Исполнитель проекта	13	0,23	2,99
Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель проекта	6	1,16	6,96
Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель проекта	6	1,16	6,96
28.31				

Рассмотренная статья расходов включает в себя основную заработную плату всех работников, занятых выполнением проекта.

Статья включает в себя – премии и доплаты, а также дополнительную заработную плату, которая определена по выражению:

$$Ззп=Зосн +Здоп \quad (5.5.1.)$$

где:

Зосн – основная заработная плата;

Здоп – дополнительная заработная плата (12-15 % от Зосн).

Основная заработная плата (Зосн) руководителя, лаборанта, инженера от предприятия рассчитывается по формуле:

$$Z_{осн} = Tр \cdot Z_{дн} \quad (5.5.2.)$$

где: Зосн – основная заработная плата одного работника;

Tр – продолжительность этапов, выполняемых данным научно-техническим работником [раб. дн.];

$Z_{дн} = (ZМ \cdot М) / F_{д}$  – среднедневная заработная плата работника [руб.];

Zм – месячный должностной оклад работника [руб.];

М – количество месяцев работы в течение года без учета отпуска;

Fд – годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала предприятия [раб. дн.].

Таблица 5.5.2. – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель проекта
Календарное число дней в году	365	365
Количество нерабочих дней - выходные - праздничные	118	118
Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48	72
Действительный годовой фонд рабочего времени	199	175

Месячный должностной оклад работника определим из выражения:

$$Z_{м} = Z_{тс} \cdot (1 + k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р}, (x) \quad (5.5.3.)$$

где: Zтс – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

kпр = 0.3 – премиальный коэффициент;

kд = (0.2-0.5) – коэффициент доплат и надбавок;

kр = 1.3 – районный коэффициент Томска.

Таблица 5.5.3. - Расчет основной заработной платы

Исполнители	Зтс, тыс. руб.	кпр	кд	кр	Зм, тыс. руб.	Здн, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	Зосн, тыс. руб.
Руководитель	22,156	0,3	0,3	1,3	46,08	2,4	19	45,6
Исполнитель проекта	5,707	0	0	1,3	7,42	0,34	46	15,64
ИТОГО:		61,24						

## 5.6. Страховые отчисления

Социальная защита работников организаций научно-производственного комплекса осуществляется в соответствии с законодательством Российской Федерации о труде, распространяющимся на всех работающих граждан.

Размер отчислений на социальное страхование в Фонд социального страхования (ФСС), в Пенсионный фонд России, Фонд обязательного медицинского страхования определяется в соответствии с действующим нормативами, порядком и ставками отчислений в соответствующие государственные внебюджетные фонды обязательного страхования.

Как правило, размер отчислений на социальное страхование определяется суммированием по каждой базе начисления (*i* - му участнику НИР) согласно следующей формуле:

$$OCC = \sum_{i=1}^n ЗП \cdot K_{OCC} \quad (5.6.1.)$$

Косс - коэффициент, отражающий установленную действующую величину отчислений в соответствующие государственные внебюджетные фонды обязательного страхования.

ЗП – заработная плата (или часть заработной платы), пропорционально которой производится расчет в соответствии с установленным действующим

порядком отчислений в соответствующие государственные внебюджетные фонды обязательного страхования.

$$ОССп = (61240 + 9186) * 0,302 = 21270$$

Таблица 5.6.1. - Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, тыс. руб.	Дополнительная заработная плата, тыс. руб.
Руководитель	45,6	6,84
Исполнитель проекта	15,64	2,35
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,302	
Итого:	21,269	

### 5.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Данные оценки бюджета защищаются научной организацией, исполняющей проект, при заключении договора с заказчиком, и полученные цифры при этом используются в качестве нижнего предела затрат на выполнение научно-технической разработки.

Таблица 5.7.1. - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
Основная заработная плата исполнителей темы	61240	
Дополнительная заработная плата исполнителей темы	9186	15% от 1
Отчисления во внебюджетные фонды	21269	30,2% от суммы 1-2
Накладные расходы	14671	16% от суммы 1-3
Бюджет затрат НТИ	106366	Сумма ст. 1-4

## **5.8. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования**

В данном разделе мною предложено провести оптимизацию технологического режима работы со сменой типоразмера насоса на более производительный УЭЦН в скважинах месторождения. Экономический эффект образуется за счет получения дополнительной добычи нефти и газа в результате оптимизации режима работы скважины.

Применение двухсторонних динамических нагрузок при эксплуатации винтовых насосных установок при эксплуатации скважин позволил увеличить дебит жидкости в два раза. На скважинах проведена опытно-промысловая эксплуатация двухсторонних установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). По словам специалистов производственного отдела, дебит жидкости возрос в два раза, что предполагает огромные возможности эксплуатации скважин механизированного фонда и их освоения.

Принцип эксплуатации двухстороннего УЭЦН состоит в отборе жидкости через воронку с помощью подпорной секции непосредственно из интервала перфорации или ЗУМПФа скважины. Выкидывая жидкость в затрубное пространство, подпорная секция создает противодействие столбу жидкости и откачивает воду, скопившуюся в ЗУМПФе, тем самым уменьшается забойное давление и увеличивается дебит жидкости.

Среди преимуществ применения двухсторонних УЭЦН специалисты отмечают возможность работы в скважинах с ограниченным диаметром эксплуатационной колонны, возможность создания дополнительного охлаждения погружного электродвигателя при недостаточном притоке, увеличение дебита за счет снижения забойного давления, большую коррозионную стойкость.

Дополнительная добыча от увеличения дебита при смене насоса:

$$\Delta A = (q_2 - q_1) * 365 * K_э - \Delta A_p \quad (5.8.1.)$$

где  $q_1$  и  $q_2$  – среднесуточный дебит по группе скважин до и после смены насосов, т/сут; 365 - количество дней в году;

$K_э$  – коэффициент эксплуатации скважин;

$\Delta A_p$  – расход нефти на проведение мероприятия и потери нефти в результате простоя скважины при проведении мероприятия, тонн.

Расход нефти на проведение мероприятия и потери нефти в результате простоя скважины при проведении мероприятия

$$\Delta A_p = \frac{q_1 * t_h}{24} = \frac{9.9 * 61.7}{24} = 25,465 \text{ т- для скважины №1681, (5.8.2.)}$$

где  $q_1$  - дебит нефти данной скважины до проведения мероприятия, т/сут;

$t_h$ - время проведения мероприятия, сут.

$$\Delta A = (q_2 - q_1) * 365 * K_э - \Delta A_p = (14.85 - 9.9) * 365 * 0,947 - 25,465 = 1685,52 \frac{\text{т}}{\text{год}}$$

Дополнительная добыча нефти составляет:

$$\Delta A = 1685.52 \text{ т/год}$$

Результаты расчета сведены в таблицу 5.8.1.

Таблица 5.8.1. - Прирост объема добычи нефти

Фактический дебит нефти, т/сут	Проектный дебит нефти, т/сут	Потери нефти	Прирост добычи нефти, т/год
9,9	14,85	25,465	1685,52

Таблица 5.8.2. - Результаты оптимизации режима работы скважин месторождения

До		После		Отклонение
Марка насоса	N, кВт	Марка насоса	N, кВт	$\Delta N$ , кВт
ЭЦН5-30-1850	32	ЭЦНМ5-30-1700	17,94	-14,06

Расходы на эксплуатацию и содержание подземного и наземного оборудования включены из затрат прокатно-ремонтного цеха электрооборудования и электроснабжения, прокатно-ремонтного цеха



эксплуатационного оборудования, цеха подземного ремонта скважин и автоматизации производства. Расчета затрат необходимых для проведения мероприятия составляется смета и наряд затрат, которые приведены в таблице 5.8.3.

Таблица 5.8.3. - Наряд на смену насоса

Наименование работ	Нормированное время, час.
Переезд на скважину Т-130 по неуд. дороге	3,84
Глушение скважины, опрессовка насосно компрессорной трубы, разрядка	4,4
Монтаж, демонтаж А-5-40 на п/скв	2,24
Разборка, сборка устьевой арматуры	1,7
Смена УЭЦН на насосно компрессорном трубопроводе -2.5”	24,21
Подготовка труб к работе (наворот п/колец)	0,41
Замер насосно компрессорного трубопровода	1,01
Подтаск. и укладка насосно компрессорной трубы - 2,5 на мостки	1,61
Подготовка труб к работе (отворот п/колец)	0,41
Замер насосно компрессорной трубы	1,01
Спуско-подъемные операции скош. и шаблона на НКТП-2,5 с промывкой	14,19
Отбивка забоя	4
Уборка рабочей зоны после ремонта	0,67
Вызов подачи, опрессовка	2
Итого	61,7

Проведем расчет затрат на осуществление данного мероприятия.

Данное мероприятие произведёт бригада по подземному ремонту скважин, в состав которой входят: помощник оператора и оператор ПРС 5 разряда.

Исходя из времени работы транспорта и расценок за час работы определим транспортные расходы:

Цеховые расходы составляют 15,32 % от общих затрат.

Таблица 5.8.4. - Смета затрат на проведение подземного ремонта скважины

Статьи затрат	Количество	Цена за ед., р.	Сумма, руб.
Основная и дополнительная зарплата			
Часовые тарифы:			

оператор ПРС 5 разряда, чел.	1	65	65
- помощник оператора ПРС, чел.	1	56	56
Итого тариф:	-	-	121
Премия, процент от тарифа	140	-	169,4
Районный коэффициент, %	15	-	43,56
Итого зарплата за 1 час	-	-	333,96
Всего зарплата, час:	29,74	-	9931,97
Отчисления на соцнужды, %	30,2	-	2999,45

Далее определим затраты на амортизацию оборудования при ПРС по формуле:

$$Z_{\text{амор}} = Z_{1\text{н/ч}} * t_{\text{рем}} = 188,298 * 61,7 = 11617,9 \text{ руб (5.8.3.)}$$

где  $Z_{1\text{н/ч}}$  – затраты на один нормо-час, руб./час;

$t_{\text{рем}}$  – длительность ремонта, час.

Смета затрат на проведение данного мероприятия предоставлена в таблице 5.8.4.

Таблица 5.8.5. – Смета затрат на транспортные расходы

Наименование транспортных средств	Стоимость одного часа работы транспортных средств, руб/час	Время работы транспортных средств, час.	Сумма, руб.
Подъемник А5-40	853,2	61,7	52642,44
ЦА-320-Урал	750,8	6,1	4579,88
АЦ-8	694	12,2	8466,8
Т-130	710	3,8	2698
Прочий транспорт	188	61,7	11599,6
Итого			79986,72

Таблица 5.8.6. – Смета затрат

Статьи затрат	Сумма, рублей
Основная и дополнительная заработная плата	20605,332
Отчисления на социальные нужды	2999,45
Амортизация	11617,9

Транспортные расходы	79986,72
Цеховые расходы	15371,8
Итого	130581,2

Таблица 5.8.7. - Себестоимость добычи нефти до и после проведения оптимизации режима работы скважин

Статьи затрат	До внедрения мероприятия		После внедрения мероприятия	Изменение затрат
	всего	на тонну нефти		
Расходы на энергию по извлечению нефти, тыс.руб	446206	271,22	445752,4	-453,62
Расходы по искусственному воздействию на пласт, тыс. руб	557152	338,65	558806,8	1654,779
Основная зарплата производственных рабочих, тыс.руб	20605,3	12,52	20605,3	-
Отчисления на социальные нужды, тыс.руб	34181	20,77	34181	-
Амортизация скважин, тыс.руб	309788	188,29	309778	-
Расходы по сбору и транспорту нефти, тыс.руб	389300	236,62	390456,1	1156,122
Расходы по технологической подготовке нефти, тыс.руб	413031	251,05	414257,7	1226,73
Расходы по эксплуатации оборудования, тыс.руб	950507	577,74	950637,58	130,581
Цеховые расходы, тыс.руб	148224	90,09	148224	-
Общепроизводственные расходы, тыс.руб	522531	317,60	522531	-
Итого затрат, тыс.руб	3791525	2304,6	3795229,88	3714,59
Добыча нефти, тыс.т	1645,199		1650,085	4,886
Себестоимость добычи 1 тонны нефти, руб.	2304,60		2300,02	-4,58

После проведения мероприятия себестоимость 1 тонны нефти определим по формуле

$$C = (3791525 + 3714,59)/(1645,199 + 4,886) = 2300,02$$

Рассчитаем интегральный финансовый показатель по формуле:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп},i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (5.8.4.)$$

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

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{max}$  – максимальная стоимость исполнения технологии.

$$I_{финр}^{исп,1} = \frac{2300,02}{2304,60} = 0,998$$

Интегральный показатель ресурсоэффективности рассчитывается по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (5.8.5.)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го вариант исполнения технологии;

$a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения технологии;

$b_i$  – бальная оценка  $i$ -го варианта исполнения технологии.

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Для расчета построим сравнительную оценку характеристик вариантов исполнения технологии в таблице 5.8.8.

Таблица 5.8.8. – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения технологии

Критерии исследования	Объект исследования		
	Весовой Коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,20	5	5
2. Удобство в эксплуатации	0,15	4	5
3. Энергосбережение	0,10	1	3
4. Надежность	0,15	4	3
5. Материалоемкость	0,25	4	2
ИТОГО	0,15	18	25

Рассчитываем показатель ресурсоэффективности:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 4 + 0,1 \cdot 1 + 0,15 \cdot 4 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 4 = 3,9 ;$$

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i = 0,2 \cdot 5 + 0,15 \cdot 5 + 0,1 \cdot 3 + 0,15 \cdot 3 + 0,25 \cdot 4 + 0,15 \cdot 2 = 3,8 ;$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсо-эффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения технологии ( $I_{испi}$ ) рассчитывается по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{р-исп1}}{I_{финр}}, I_{исп2} = \frac{I_{р-исп2}}{I_{финр}} \quad (5.8.6.)$$

$$I_{исп1} = 0,998/3,8 = 1,8;$$

Сравнительная эффективность проекта вычисляется по формуле:

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}}, \quad (5.8.7.)$$

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{3,8}{1,8} = 2,1$$

Составим таблицу 5.8.9. сравнительной эффективности технологий.

Таблица 5.8.9. – Сравнительная эффективность технологии

Показатели	Исп. 1	Исп. 2
Интегральный финансовый показатель технологии	0,952	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3,9	3,8
Интегральный показатель эффективности	1,8	3,60
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,36	2,1

### **Выводы по разделу:**

Согласно проведенным расчетам, можно сделать следующие выводы:

Проведенное исследование, затраты на проведение которого составляют примерно 106 тыс.руб. целесообразно, так как в результате обосновано проведение оптимизации в предлагаемых скважинах, что подтверждается технико-экономической эффективностью.

В результате оптимизации режима работы скважины можно получить дополнительный добычу нефти а объеме 4886,4 т/год, экономический эффект составит 20813 тыс. руб.

## **6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

В данном разделе рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности работ с винтовыми насосными установками.

Рассмотрены также - мероприятия по уменьшению воздействий вредных и опасных факторов на персонал, занятый на обслуживании указанных установок.

Кроме того - сделан анализ условий труда на рабочем месте оператора рассматриваемой установки, и экологическая безопасность от описываемой технологии, включая безопасность в чрезвычайных ситуациях.

### **6.1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при работе на ВШНУ**

В соответствии с действующими нормативными документами к работе оператора ВШНУ могут быть допущены лишь лица, достигшие возраста 18 лет, и прошедшие обучение в специализированных учебных заведениях, и которые имеют квалификационные удостоверения по специальности.

Допускаемые лица должны пройти медицинское обследование на предмет отсутствия противопоказаний к выполнению данной работы.

Каждый оператор ВШНУ при приеме на работу подвергается вводному инструктажу со стороны признанных специалистов в данной области.

Перед непосредственным допуском к самостоятельной работе претендент должен пройти процедуры, перечисленные ниже:

- первичный инструктаж аттестованного специалиста на рабочем месте;

- начальную стажировку на предложенном рабочем месте продолжительностью до 14 рабочих дней, которая выполняется под руководством опытного специалиста - наставника;
- проверку профессиональных знаний с учетом особенностей работ, выявленных в период стажировки;
- подтверждение наличия знаний мер безопасности при эксплуатации оборудования ВШНУ;
- проверку знаний по оказанию первой медицинской помощи пострадавшим при несчастном случае на рассматриваемом производстве;
- проверку наличия знаний правил противопожарной безопасности;
- проверку знаний правил техники электробезопасности при работе на указанном производстве.

Результаты всех указанных проверок заносят в удостоверение специалиста по охране труда.

Согласно нормативным документам [26] основными мерами защиты персонала и оборудования в случае возникновения чрезвычайных ситуаций являются следующие:

- выведение персонала с рабочих мест и размещение его в специальных помещениях, предназначенных для защиты в таких случаях;
- эвакуация рабочих из аварийных районов при поступлении соответствующих команд от органов МЧС;
- проведение медицинского освидетельствования пострадавших в результате происшествия в местах, доступных для таких мероприятий;
- организация аварийно-спасательных работ в аварийных районах.

В организациях, продолжающих осуществлять производственную деятельность в условиях чрезвычайных ситуаций, необходимо организовать службу охраны труда или создать отделение специалиста по охране труда.



В процессе исполнения промышленной деятельности работодатель обязан соблюдать условия для исполнения установленных законом мер безопасности, а именно:

- безопасность работников и помещений при осуществлении заложенных технологических процессов, включая производство инструментов и материалов, необходимых для выполнения работ;
- обеспечение работников средствами индивидуальной защиты, а в требуемых ситуациях также и средств коллективной защиты персонала;
- обеспечение сотрудников специальной одеждой и обувью, а также и другими средствами индивидуальной защиты;
- продолжительность рабочего дня рабочих не должна превышать установленной законом величины 40 часов в неделю с возможностью сокращения рабочего времени;
- организацию обучения персонала методам и техническими средствами для обеспечения безопасного труда;
- запрещать работать на опасных производственных объектах лицам в возрасте до 18 лет, а также - не прошедших медицинских осмотров, либо имеющих медицинские противопоказания к данным работам.

Порядок обеспечения защиты персонала, общественности и окружающей среды подразумевает следующие виды обучения работников:

- вводное обучение;
- первичное обучение непосредственно на рабочем месте;
- повторное при необходимости (в случае нарушения, например);
- незапланированное (при модернизации производства);
- целенаправленное – для достижения правильных условий эксплуатации;
- по предотвращению несчастных случаев или ослабления их последствий.

## 6.2. Производственная безопасность

В данном исследовании в виде персонала рассматривается оператор по управлению работой установки с ВШНУ, на рабочем месте которого возможно воздействие следующих вредных и опасных производственных факторов:

- химические воздействия;
- физические внешние влияния;
- биологические факторы;
- психофизиологические влияния;
- воздействие микроклимата в производственном помещении;
- недостаточная, либо чрезмерная освещенность рабочей зоны;
- напряженность тяжёлого трудового процесса.

## 6.3. Анализ опасных и вредных производственных факторов

### Химические воздействия

Данный тип воздействий включает в себя следующие вещества:

- углеводороды в виде тяжелых или легких фракций;
- продукты нефтегазовой среды, создающие взрыво- и пожарную опасность;
- токсические элементы нефтегазовой среды;
- химически агрессивные фракции и компоненты данной среды;
- смазочные масла, щёлочи, кислоты.

Действие данного воздействия выражается в возможном раздражении верхних дыхательных путей; воспалении слизистых оболочек носа; возможны - отравление организма, острые заболевания кожи, образование дерматитов и

ожогов кожи; разъедание зубов и нарушение физиологических функций пищевода.

На объектах первичной и вторичной переработки нефти концентрация углеводородов достигает  $620 \text{ мг/м}^3$  (при ПДК –  $3000 \text{ мг/м}^3$ ), концентрация паров марганца при проведении электросварочных работ отмечается на уровне  $0.4 \text{ мг/м}^3$  при ПДК –  $0.1 \text{ мг/м}^3$ .

К средствам защиты от химических воздействий относят следующие изделия и устройства:

- оградительные средства: перчатки, рукавицы, противогазы, респираторы; специальная защитная одежда;
- системы автоматического контроля и сигнализации о превышении ПДК;
- герметизирующие устройства;
- системы дистанционного управления технологическим оборудованием из безопасных мест;
- знаки безопасности – ограждающие, указывающие, запрещающие.

### **Биологические воздействия**

Данный тип воздействий имеет следующие особенности:

- вирусно-инфекционные заболевания, носителями которых чаще всего являются насекомые и грызуны;
- воздействия распространены из-за удаленности производственных объектов от стационарных баз, а также в связи с труднодоступностью производственных зон для медицинского и санитарного обслуживания.

Действие данного вида воздействий проявляется в виде наиболее распространённых заболеваний геморрагической лихорадкой, почечным синдромом, а также клещевым энцефалитом и аллергическими реакциями.

К средствам защиты от воздействия биологических факторов относятся:

- Необходимые препараты и соответствующее оборудование для дератизации, стерилизации, дезинфекции, дезинсекции помещений и оборудования;

- устройства для герметизации и ограждения опасных зон;
- знаки безопасности установленной формы.

### **Психофизиологические воздействия**

Данный тип воздействий на людей, работающих на ВШНУ, формируется в результате следующих действий:

- длительные периоды непрерывной работы персонала в связи с особенностями комплекса технологического оборудования;
- интенсивные физические нагрузки, тяжесть труда, работа "стоя", монотонность, напряженность трудового процесса.

Действия данного опасного фактора выражается в виде проявления заболеваний опорно-двигательного аппарата.

Возможны также - опущения внутренних органов, распространены сосудистые заболевания.

### **Физические воздействия**

Данный тип воздействий на персонал установок с ВШНУ характерен для следующие элементов технологии и оборудования:

- движущиеся машины и механизмы – имеющиеся в рассматриваемой технологии ВШНУ;
- технологическое оборудование, обладающее значительными потенциально опасными и разрушительными свойствами – имеется на ВШНУ;
- высокие давления пневмо-гидросистем, жидкостей и газов – характерно для ВШНУ;
- высокие температуры наружных – доступных поверхностей оборудования;
- высокое электрическое напряжение в системе, включая и статическое электричество;
- повышенный уровень шума и вибрации на рабочих местах – также характерно для технологии ВШНУ.

Действия фактора проявляется в физическом травмировании персонала, наблюдается снижение остроты слуха, нарушение функционального состояния систем организма, как сердечно-сосудистой, нервной; возможны проявления «вибрационной» болезни.

К средствам защиты от воздействия физических факторов относят индивидуальные шлемы, защитные каски, очки.

### **Влияние микроклимата**

Данный тип воздействий проявляется в следующих условиях:

- повышенная относительно нормы температура воздуха в пределах рабочей зоны;
- пониженная температура воздуха в рабочей зоне.

Действие указанного фактора способствует нарушению обменных процессов в организме, возникновению острых простудных заболеваний, ведёт к обморожению частей тела.

Во избежание указанного влияния на пультах управления установками ВШНУ должны соблюдаться заданные величины температуры воздуха 22-24°C, относительной влажности на уровне (40-60) % и скорости движения не выше 0.1 м/с.

Интенсивность теплового облучения работающих от нагретых поверхностей технологического оборудования не должна превышать рекомендованных величин:

- 35 Вт/м<sup>2</sup> при облучении 50% поверхности тела и более;
- 70 Вт/м<sup>2</sup> - при облучаемой поверхности в пределах (25-50) %;
- 100 Вт/м - при облучении не более 25% поверхности тела человека.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны**

Действие данного фактора проявляется в виде зрительного утомления, приводящего к боли в глазах; возникает общая вялость, ведущая к снижению внимания с последующим травмиранием сотрудника.

Для зрительных работ по IX-XI разрядам, к которым относятся процедуры на открытых площадках нефтегазодобывающих предприятий, нормируемый уровень освещенности рабочих поверхностей составляет 10 – 30 лк для ламп накаливания.

При таких же работах, выполняемых в помещениях, разряд повышается до VI-го, с соответствующим требованием освещения на уровне (50–75) лк.

При контроле рабочего оборудования разряд работ поднимается уже до IV-го, а норма – до (100–150) лк соответственно.

### **Тяжесть и напряженность трудового процесса**

Данный тип воздействий выражается в следующих единицах:

- единицы внешней механической работы за смену в размерности [кг·м];
- масса перемещаемого вручную или поднимаемого груза – в [кг];
- количество стереотипных рабочих движений за смену;
- суммарная величина статической нагрузки при удержании груза за смену;
- динамическое приложение усилий в единицах энергии [кгс·с];
- непрерывная рабочая поза;
- сложные комбинации перечисленных единиц рабочей обстановки.

Действие фактора приводит к заболеваниям опорно-двигательного аппарата, нарушению обмена веществ в организме, сердечно-сосудистым заболеваниям.

## **6.4. Мероприятия по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на персонал ВШНУ**

### **Безопасность до начала работы**

Перед началом каждой смены оператору необходимо выполнить следующие процедуры:

- проверить свою спецодежду и привести её в порядок - рукава и полы застегнуть на все пуговицы, волосы убрать под головной убор, одежду заправить, избегая свисающих и развевающихся концов и частей; обувь, закрытая на низком каблуке; убрать засученные рукава и подвёрнутые голенища;
- проверить состояние оборудования к началу работы.
- при обнаружении неисправностей - принять меры к устранению, либо сообщить руководству при невозможности.

Запрещается работать на неисправном, неотрегулированном оборудовании. Настройка производится по инструкциям изготовителя оборудования.

Следует подготовить и освободить от посторонних предметов места размещения оборудования и подъездные пути к нему, убрать изделия, препятствующие запланированным действиям.

### **Безопасность во время работы**

Спуск и подъем приборов в скважину производится плавно без рывков.

При работе необходимо пользоваться рукавицами и защитными очками.

Стоять на верхней площадке при спуске и подъеме приборов в скважину - запрещается.

Кроме того, запрещаются следующие действия:

- работа ДВС или электродвигателя вблизи действующей скважины;

- разведение открытого огня в огороженной площади скважины, как и курение;
- ремонтные работы в устьевой арматуре действующей скважины, на рабочей площадке радиусом 10 м от устья скважины;
- замеры дебитов нефти и газа в ночное время.
- применение открытого огня и приборов освещения без специальной арматуры;
- работы при недостаточном освещении, как искусственном, так и естественном;
- работать при ветре силой 6 баллов и более;
- работать во время ливня, сильного снегопада, тумана с видимостью менее 100 м;
- работать при температуре ниже установленного минимума для данной местности.

### **Безопасность в аварийных ситуациях**

Оператор ВШНУ – оборудования при обнаружении загазованности рабочего места должен проверить её величину на соответствие допустимым нормам. При превышении норм загазованности необходимо - установить предупредительные и запрещающие знаки, устранить возможное курение и разведение огня, сообщить о происшествии буровому мастеру.

При возникновении пожара необходимо экстренно выполнить следующие действия:

- остановить технологические операции на производстве;
- немедленно сообщить о пожаре руководству и в МЧС;
- отключить электроэнергию от работающего оборудования;
- удалить всех людей из рабочей зоны;
- выполнять действия, предусмотренные планом ликвидации аварий;
- изолировать очаг пожара от поступления воздуха и смежных помещений;
- заполнить горящие объемы негорючими газами из имеющихся средств;



- принять меры по уменьшению температуры горящего вещества.

При несчастном случае необходимо:

- освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора;
- оказать пострадавшему первую доврачебную медицинскую помощь;
- сообщить руководству о несчастном случае;
- отправить пострадавшего в учреждение здравоохранения своими силами, либо вызвать скорую помощь.

### **Безопасность при окончании работы**

По окончании работы оператору ВШНУ-оборудования необходимо выполнить следующие действия:

- произвести уборку рабочего места;
- проверить состояние технологического оборудования, передаваемого следующей смене;
- проверить наличие и исправность рабочего инструмента и приборов.

Об выявленных отклонениях от нормативных документов и правил – немедленно сообщить руководителю работ с записью в оперативном журнале.

Снять имеющиеся индивидуальные защитные средства, спецодежду и обувь, привести их в порядок и установить в места постоянного хранения.

## **6.5. Анализ условий труда на рабочем месте**

Рабочее место – пультовая ВШНУ, располагается на 1 этаже здания. Помещение имеет размеры (5\*6.5) метров, высотой 3.5 метра.

Два окна выходят на север, в помещении находится три единицы технологического оборудования. Персонал включает трёх человек – старшего оператора, и двух механиков.

Опасными факторами в данном помещении являются движущиеся части рабочих механизмов – привода ВШНУ в нашем случае [20].

Для устранения возможных травм персонала от механического оборудования необходимо обязательно проводить следующие защитные мероприятия:

- проверка наличия и установки защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая проверка – аттестация пусковых и тормозных устройств;
- проверка текущего состояния работающего оборудования и своевременное устранение выявляемых дефектов.

Для защиты от указанных выше опасных факторов используются также коллективные средства защиты – ограждения, препятствующие проникновению человека в опасную зону, выполненные в виде сеток, экранов, решеток и кожухов согласно ГОСТ 12.2.062-81 [32].

Источниками химических веществ в данном производстве являются следующие продукты и технологии:

- сырая нефть, поступающая из скважины;
- ремонтные работы, а также работы по зарядке аккумуляторов;
- работы, выполняемые в кузнечных цехах;
- сварочные работы вблизи скважинного оборудования.

Суммарная концентрация углеводородов непосредственно у скважин достигает  $1480 \text{ мг/м}^3$ .

На расстоянии 10 м от устья скважины концентрация находится на уровне –  $740 \text{ мг/м}^3$ . На расстоянии 50 м -  $180 \text{ мг/м}^3$  соответственно.

### **Анализ микроклимата**

Как указано выше, на рабочем месте оператора ВШНУ должны быть соблюдены следующие оптимальные величины:

- температура воздуха в пределах (22-24) °С;

- относительная влажность (40-60) %;
- скорость движения воздуха - не более 0.1 м/с.

Метеорологические условия изменяются посезонно и посуточно.

Поэтому при невыполнении данных требований возможны понижения внимания из-за высокой температуры.

Возможно также проявление торопливости и неосмотрительности.

При низкой температуре – происходит уменьшение подвижности конечностей из-за интенсивной теплоотдачи организма в окружающую среду.

### *Анализ шума и вибрации*

Источником шума и вибрации на площадке ВШНУ являются работающие спускоподъемные механизмы, приводы роторного оборудования, подъезжающий автотранспорт.

ГОСТ 12.1.003-83 [33] определяет предельно допустимые значения шума - не выше уровня 80 децибел.

Для уменьшения влияния шума рекомендуется применять следующие мероприятия:

- установка звукопоглощающих кожухов и ограждений;
- использование специальных противозумных подшипников;
- применение глушителей звука;
- своевременное и регулярное нанесение смазки на трущиеся поверхности;
- использование средства индивидуальной защиты, таких как - наушники, беруши.

Воздействие вибрации проявляется при работе спецтехники, подъемных, спусковых и цементировочных агрегатов.

Также шум возникает при спуске элементов НКТ, из-за вращения ротора бурильного оборудования

Возможны шумовые проявления при работе передвижной дизельной станции, либо при закачивании воды в пласт.

Максимум вибрации на рабочих местах операторов ВШНУ – оборудования наблюдается в частотном диапазоне (20-63) Гц.

Уровень вибрации при этом достигает 182 дБ.

Амплитуда вибрация на частоте 16 Гц не должна превышать 0.28 мм.

Для эффективной защиты от вибрации используется виброизоляция из упругих элементов, размещённых между источником вибрации и общим основанием участка, через которое вибрация передается и распространяется.

Индивидуальной защитой от вибраций являются - обувь на толстой подошве, виброгасящие перчатки.

### **Анализ освещенности рабочей зоны**

Помещения с пультами управления ВШНУ-оборудованием, как правило, не имеют оконных проемов для защиты оборудования от пыли.

Поэтому освещение в помещении чаще всего - полностью искусственное - на базе газоразрядных ламп низкого и высокого давления, люминесцентных, металлогалогенных, натриевых, ксеноновых.

Определим количество светильников общего освещения с люминесцентными лампами на пункте управления ВШНУ-системой:

$$N = E \cdot S \cdot k_z \cdot F_{\text{л}} \cdot u \cdot n \cdot z \quad (6.5.1.)$$

где:  $E = 200$  лк - нормируемая освещенность;

$S = 100 \text{ м}^2$  - площадь помещения;

$k_z = 1.3$  - коэффициент запаса;

$F_{\text{л}} = 2600$  лм - световой поток одной лампы;

$u = 1$  - коэффициент использования светового потока;

$z = 0.85$  - поправочный коэффициент;

$n = 1$  количество ламп в светильнике.

$$N = 200 \cdot 100 \cdot 1,3 \cdot 2600 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 1 = 11,76 \approx 12$$

Выбираем тип люминесцентной лампы - ЛБ согласно ГОСТ 13828-74 [34].

Расстояние между центрами светильников в ряду:  $L = 3,3$  м.

Число светильников в ряду:  $M = V/L = 20/3,3 = 6$ .

Число рядов:  $m = N/M = 12/6 = 2$ .

Используя данные ГОСТ 16354-70 [35], выбираем тип и мощность одной лампы: ПВЛ1-2х40. 90

### Анализ электробезопасности

Здания и сооружения насосных станций нефтяного месторождения относятся к потребителям 2 - категории по обеспечению надежности электроснабжения.

На рабочем месте оператора ВШНУ действуют электродвигатели, станции управления - электроприборы напряжением до 380 В. Кроме того, в бригадном домике имеются бытовые электроприборы - электрочайник, холодильник, микроволновая печь.

«Правила устройства электроустановок» (ПУЭ) являются основным нормативным документом в области обеспечения электробезопасности. Кроме того, действуют ГОСТ 12.1.019-79 [36] и «ПТЭ и ПТБ» - правила технической эксплуатации и правила техники безопасности при технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Согласно указанным документам, на рабочем месте оператора ВШНУ применяются следующие средства защиты персонала и оборудования от поражения электрическим током:

- оградительные устройства для персонала (ограждениям, барьеры);
- устройства автоматического контроля и сигнализации;
- изолирующие устройства и покрытия (коврики, перчатки);
- устройства защитного заземления и зануления оборудования;
- защитные устройства автоматического отключения;
- специальные устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
- устройства дистанционного управления;

- предохранительные устройства;
- молниеотводы и разрядники;
- знаки безопасности – указывающие, запрещающие, предписывающие.

### *Анализ пожарной безопасности*

Противопожарный режим безопасности излагается в должностных инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности.

Контроль выполнения инструкций осуществляется обслуживающим персоналом и руководством предприятия.

На рабочих участках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломami и огнетушителями типов ОХП-10, ОУ-2, ОУ-5.

На объекте соблюдается противопожарный режим в следующем виде:

- определяются места для курения;
- выделены места хранения противопожарного инвентаря;
- устанавливается порядок гашения горючих материалов;
- директивно определен порядок поведения персонала в случае пожара.

На основании федерального закона от 22.06.2008 г. № 123 - ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [37] класс рабочей зоны помещений ВШНУ определен как П-III по действующей классификации.

Оборудование располагается вне жилых зданий.

В помещениях не находятся горючие жидкости с температурой вспышки более 61 градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества.

Для зон, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа – назначается класс рабочей зоны 0-й по классификации взрывоопасных зон.

## **6.6. Экологическая безопасность**

### **Защита селитебной зоны**

Согласно «СанПиН 2.2.1/2.1.1.1031-03» [38] - санитарно-защитные зоны вокруг предприятий по добыче нефти устанавливаются на расстоянии не менее 300 метров от жилой застройки.

При этом, скважины закладываются за пределами границ зоны санитарной охраны.

Пользователь недр обеспечивает сохранность скважин, находящихся в консервации, мониторинг безопасности ликвидированных скважин, расположенных в пределах лицензионного участка.

## **6.7. Защита атмосферы**

### **Охрана атмосферного воздуха**

При строительстве объектов с ВШНУ загрязнение атмосферы происходит в результате выделения следующих материалов:

- продукты сгорания топлива от передвигающегося транспорта;
- растворители при проведении окрасочных работах;
- сварочные аэрозоли при выполнении сварочных работах.

Имеются следующие основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации нефтяного месторождения:

- устье факела и зона вблизи его;
- дымовые трубы;
- неплотности фланцевых соединений аппаратуры;
- сальниковые уплотнения действующих насосов, накопительных емкостей;

- оперативный автотранспорт.

Для предупреждения загрязнения атмосферного воздуха проводятся мероприятия по исключению аварийных выбросов указанных вредных веществ в атмосферу, в число которых входят следующие:

- полная герметизация системы сбора и транспорта нефти;
- неразрушающий контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- превентивная защита оборудования от коррозии;
- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов только в герметичные аварийные емкости;
- сброс жидкости из аппаратов в подземную закрытую емкость перед остановкой оборудования на ремонт.

## **6.8. Защита гидросферы**

### **Охрана поверхностных и подземных вод**

Вредное воздействие месторождения с ВШНУ – оборудованием на водную среду происходит при строительстве скважин и инженерных сетей к ним.

Кроме того, влияние осуществляется при использовании подземного водозабора для нужд строительства.

Необходимо также учитывать сброс сточных вод, аварийные разливы минерализованных вод и нефти.

В ходе строительства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений оказывается воздействие на поверхностные и подземные водные объекты следующих видов:

- изъятие природных вод для обеспечения собственных нужд;
- загрязнение водных объектов случайными аварийными сбросами,
- утечки, дренаж и непланируемые разливы нефти;



- влияние земляных работ на режим стока водоемов.

Предусмотрены следующие мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов:

- прокладка совмещенных коммуникаций с учетом экологической оценки нарушаемых экосистем;
- движение транспорта по постоянным дорогам, исключая временные;
- функционирование временных дорог только в зимний период;
- запрет на движение автотранспорта вне дорог;
- ликвидация замазученных участков в водоохранных зонах рек и озер;
- выбор мест захоронения отходов в отработанных карьерах;
- сооружение удаленных площадок для ремонта и мойки автотранспорта;
- рекультивация перед сдачей участка землепользователю.

## **6.9. Защита литосферы**

Источником загрязнения почв при эксплуатации нефтяных скважин являются:

- нефтепродукты и ГСМ, проливаемые при заправках или ремонте техники;
- стоки, сбрасываемые на стройплощадках на рельеф;
- отходы стройматериалов;
- твердые бытовые отходы.

В зависимости от интенсивности и продолжительности загрязнения почв и грунтов нефтепродуктами предусматривают техническую, химическую и биологическую рекультивацию.

Первая из них - работы по очистке территории, планировка нарушенных участков, механическая обработка почвы - рыхление, дискование для аэрации верхних горизонтов и выветривания загрязнителя.

Для восстановления продуктивности нефтепромысловых земель проводят глубокую вспашку, оставляют землю для перегара, под влиянием которого усиливаются процессы деградации нефтепродуктов, улучшается водо - воздушный режим и повышается биохимическая активность почв.

## **6.10. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Следующие аварийные ситуации возможны в ходе технологических работ на площадке месторождения:

- открытое фонтанирование нефти из скважины;
- прорывы нефтесборной сети и сети ППД.

При открытом фонтанировании на поверхность выбрасывается десятки тонн нефти. Возможно попадание нефти в водоемы рек и озёр, в подземные горизонты.

При разливе нефти принимаются меры для быстрого устранения попадания нефти в окружающую среду.

При разгерметизации трубопроводов действуют согласно правилам ликвидации аварии:

- сообщают об аварии руководству;
- перекрывают отсекающую арматуру на поврежденном трубопроводе;
- закрывают задвижку на скважине;
- вызывают бригаду эксплуатационной службы.

Для предупреждения возможных аварий оснащают трубопровод автоматической системой обнаружения утечек и оповещения, а также - отсекания поврежденных участков труб.

На участках трубопроводов в водоохраных зонах оборудуют задвижки; применяют трубы с антикоррозийным покрытием; организуют мониторинг состояния трубопровода; проводят ППР оборудования.

### **6.11. Виды чрезвычайных ситуаций**

1. При сильных морозах, ветрах, ливнях - все работы запрещаются.
2. При замерзании элементов оборудования (линий, задвижек) – в ходе эксплуатации скважины, их следует отогревать горячей водой или паром.
3. Применение открытого огня - для отогрева задвижек и линий, а также применение ломов для отогрева задвижек - запрещается.
4. Террористический акт на скважине; меры пресечения попыток террористического акта на объекте следующие:
  - предварительное обучение работников охраны по предотвращению террористических актов в конкретных условиях;
  - обнаружение угрозы и информирование компетентных органов;
  - информирование персонала о порядке действий в данной ситуации;
  - ограничение доступа к обнаруженным потенциально опасным предметам.

### **Выводы по разделу:**

В условиях резко континентального климата сотрудники нефтегазовых предприятий подвергаются воздействию неблагоприятных факторов – химических, шума и вибрации, а также – статические и динамические нагрузки, вынужденная рабочая поза, нервно-эмоциональная напряженность, вахтовый метод организации труда, нерациональный режим жизни на месторождении.

Работы по добыче газа осуществляются на открытом воздухе. Лишь на некоторых этапах подготовки и транспортировки газа сотрудники находятся в производственных помещениях.

Поэтому вопросы социальной защиты персонала имеют первую актуальность в нефтегазодобывающей деятельности.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения квалификационной работы исследованы возможности снижения динамических нагрузок с целью разработки рекомендаций для повышения надежности винтовых штанговых насосных установок.

В рамках исследований:

- произведен анализ ВШНУ;
- рассмотрены вопросы особенности монтажа верхней части привода ВШНУ;
- обобщён опыт эксплуатации ВШНУ на нефтяных месторождениях;
- выявлены причины возникновения динамических нагрузок на элементах ВШНУ;
- обоснованы методы исследования и снижения динамических нагрузок;
- выполнены основные расчёты прочности колонны штанг и ресурса ролико-конического подшипника;
- решены вопросы финансового менеджмента и социальной ответственности.

В итоге исследования показано, что пути снижения динамических нагрузок на элементы ВШНУ лежат через развитие дистанционных, бесконтактных методов мониторинга механических процессов, происходящих в скважине; а также - через дальнейшее развитие математических моделей как всей скважины в целом, так и её элементов.

Высокоэффективная скважина будущего, если они вообще сохранятся – будет из себя представлять высоконаучное, компьютеризованное изделие с развитыми средствами мониторинга состояния и с адаптивным автоматическим управлением по развитой системе критериев, включая сюда и уровень динамических нагрузок на колонну ведущих штанг.

Полученные знания будут использованы в дальнейшей профессиональной деятельности.

## ЛИТЕРАТУРА

1. Нуруллин И.З. - Извлечение сверхвязких нефтей с помощью модернизированных штанговых винтовых насосов «Металл по металлу» 2021 г. Т.4. Вып. 3 С. 265-275;
2. Быков И.Ю. и др. «Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа» Том 1 2013 г. 456 с;
3. Ф.Д. Балденко, С.В. Кривенков, В.Н. Протасов «Монтаж и эксплуатация скважинных штанговых винтовых насосных установок» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2017. – 45 с;
4. Установки штанговых винтовых насосов для добычи нефти - [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://infopedia.su/11x1953.html>;
5. Протасов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков С.В. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи Учебник для вузов. — М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. — 691 с;
6. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д., Гноевых А.Н. Одновинтовые гидравлические машины: В 2 т. – М.: ООО «ИРЦ Газпром».-2005. – Т.1 Одновинтовые насосы. – 488 с;
7. Установки погружных винтовых сдвоенных электронасосов У1ЭВНТ5А и УЭВН5. Руководство по эксплуатации УЭВН74 РЭ. ОКБ БН, 1984 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа - [Н41.1016 РЭ \(изм.16\).pdf \(hms-livgidromash.ru\)](#);
8. Частотный преобразователь: принцип работы для электродвигателя - [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://howelektrik.ru/elektrotehnika/chastotnyj-preobrazovatel/>;
9. В. Gaymard. Винтовые насосы фирмы Kudu для нефтяных скважин. Kudu, 2001 г. [Электронный ресурс] - Режим доступа: [kudu\\_bro\\_pcrumps\\_int\\_rus\\_web.pdf](#) - Яндекс.Документы ([yandex.ru](http://yandex.ru));

10. Сорокин П.М., Курдоглян А.М. Применение усовершенствованного штангового винтового насоса на южно-родниковом месторождении  
Издательство: Тюменский индустриальный университет 2015 г. С. 122-127;
11. Ивановский В.Н. и др. Скважинные насосные установки для добычи нефти – что нового? Территория нефтегаз. No 10, 2010 г;
12. Компания VARCO – Штанговые винтовые насосные установки - [Электронный ресурс] – Режим доступа: [National Oilwell Varco \(NOV\) в России](#);
13. Уразаков К. Р., Латыпов Б. М., Исмагилов Р. Р. Экспериментальные исследования коэффициента трения элементов штанговой колонны винтовых насосных установок. Нефтегазовое дело No 3. 2015 г. С. 256-270;
14. Управление техносферой - [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://technosphere-ing.ru>;
15. Танцеров П. и др. Оценка эффективности применения вставного штангового винтового насоса при добыче метана угольных пластов. «Природные и интеллектуальные ресурсы Сибири» СИБРЕСУРС 2016 г. 189 с;
16. Ягафарова Х.Н. и др. Сравнительный обзор технических характеристик редукторов. Science Prospects, Тамбов 2018 г. 144 с;
17. Латыпов Б.М. Установка штангового винтового насоса для добычи нефти в осложненных условиях. Нефтегазовое дело No 1, том 10. 2012 г. С. 13-15;
18. научный журнал «Нефтегазовое дело» - [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.ogbus.ru>;
19. Давыдов А.Д. и др. Динамика работы штанговой колонны при добыче нефти установкой винтового насоса с поверхностным приводом. Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса 2013 г. С. 26-30;
20. Исаев А.А. и др. Опыт эксплуатации скважин установками штанговых винтовых насосов с наземным приводом в Республике Татарстан. Ресурсы Европейского Севера. Технологии и экономика освоения, № 02, 2016 г. С. 27-38;

21. Ахметов С.М. и др. Обоснование механизма возникновения вибраций в колонне штанг винтовой насосной установки с наземным приводом. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море 2011 г. С. 27-30;
22. Уразаков К.Р. Методика расчета штанговых колонн для винтовых насосных установок» научный журнал. «Нефтегазовое дело». №4 2015 г. С.72-94;
23. Тимашев Э.О. Исследование триботехнических характеристик рабочих органов винтового насоса. Известия Томского ПГУ, т. 332, No 6 2021 г. С. 19-27;
24. Давыдов А.Д. Подбор оптимальных режимов работы винтовых насосных установок с поверхностным приводом с помощью управляющих экспертных систем №10 2015 г. С. 76-79;
25. Молчанов А.А. Абрамов Г.С.: бескабельные измерительные системы для исследования нефтегазовых скважин. ОАО «ВНИИОЭНГ» 2004 г. 516 с;
26. Снарев А.И. Расчёты машин и оборудования для добычи нефти и газа: учеб. практ. пособие. изд.-3е, доп. – Москва: Инфра-Инженерия, 2010 г. 232 с.
27. С. А. Чернавский, К. Н. Боков, И. М. Чернин и др. Курсовое проектирование деталей машин: Учеб. пособие для учащихся К93 машиностроительных специальностей техникумов — 2-е изд., перераб. и доп. Машиностроение, 1988. — 416 с;
28. SWOT-анализ - [Электронный ресурс] – Режим доступа: <https://ru.wikipedia.org/wiki/SWOT>;
29. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения.
30. Федеральный закон от 21.07.1997 N 116-ФЗ (ред. от 29.07.2018) «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»;
31. Федеральный закон от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»;



32. ГОСТ 12.2.062-81 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные»;
33. ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности».
34. ГОСТ 13828-74 Светильники. Виды и обозначения;
35. ГОСТ 16354-70 «Лампы ртутные дуговые высокого давления с исправленной цветностью»;
36. ГОСТ 12.1.019-79 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»;
37. ФЗ от 22.06.2008 г. № 123 «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;
38. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1031-03 Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов;
39. Приказ Минтруда РФ от 18.11.2014 N 898н об утверждении профессионального стандарта "Оператор по добыче нефти, газа и газового конденсата".

## Приложение I

(Справочное)

### Overview and analysis of Screw Rod Pumping Units

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ05	Никитин Вячеслав Андреевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Саруев Л.А.	д.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ИШПР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОИЯ	Матвеев И.А.	д.ф.н.		

# 1. OVERVIEW AND ANALYSIS OF SCREW ROD PUMPING UNITS

## 1. SRPU Description

The history of SRPU dates back to the beginning of the second half of the last century, when screw artesian pumps of the SAP type appeared for pumping water from wells up to 100 meters deep [2].

Specific SRPU systems in oil production appeared at the end of the last century in France and the USA [1], and today this technique covers the production range from 0.5 to 1000 m<sup>3</sup> per day at the created pressure of up to 30 MPa.

A shaft made of rods, which rotated in radial supports made of rubber and metal, and was located inside the pressure pipeline [3], drove the pump.

The layout of a modern SRPU system is shown in Figure 1.

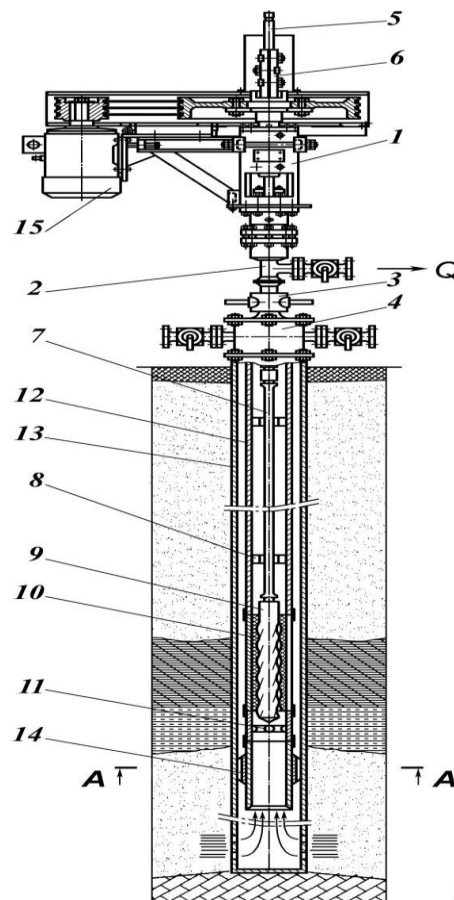


Fig. 1- Modern rod pump screw installation:

1-drive head; 2-tee; 3-preventer; 4-pipe head; 5-polished rod; 6-drive clamp; 7-rods; 8-centralizer; 9-rotor (screw); 10-stator (clip); 11 - lower stator adapter with thrust pin; 12 - pump and compressor pipes; 13 - casing pipes; 14 - dynamic anti-turn anchor (anchor); 15 - electric motor.

The reason for the rather widespread use of high-tech is their technical and economic advantages in comparison with other mechanized methods of oil production [4]:

*Compared to the SSHNU:*

- simplicity of design and low weight of the drive;
- no need to erect foundations for the drive of the installation;
- easy to transport, install and maintain;
- a wide range of physico-chemical properties of pumped reservoir fluids (the possibility of pumping liquids of high viscosity and increased gas content);
- balance of the drive, constancy of loads acting on the rods, uniformity of fluid flow, reduction of energy consumption and power of the drive motor, minimal emulsifying effect on the pumped liquid;
- no valves in the borehole pump;

*Compared to UEVN:*

- simplicity of the pump design (there are no swivel joints, starting couplings, radial and axial bearings);
- the ground location of the drive motor, which leads to a reduction in its cost and to the absence of expensive hydraulic protection and a long armored cable.

A rational field of application of the HSE is vertical wells or wells with low rates of curvature set with reservoir fluids of high viscosity, with an increased content of gas and mechanical impurities. Most often, HSPs are used for flow rates from 3 to 50-100 m<sup>3</sup> /day with a head of up to 1000-1500 m, however, as already noted, some sizes of HSPs may have much greater mining capabilities.

In foreign and domestic practice, a large number of schemes and standard sizes of high-tech medical devices are known, which can be classified as follows:

- according to the type of drive, there are installations with an electric drive, a volumetric hydraulic drive, a drive from an internal combustion engine and gas engines.

The most widespread use has been received by an asynchronous AC electric drive with a nominal rotation speed of 1000 rpm. The power of the electric motor varies from 3 to 100 kW and higher depending on the supply and pressure of the pump;

- according to the kinematic scheme of the drive, a single- and two-stage transmission is distinguished.

The simplest scheme of the internal combustion engine, excluding the power transmission, in which the engine is directly connected to the shaft of the drive head, is not used in practice, since it requires the use of slow-speed engines, which is inefficient.

A single-stage transmission scheme can be implemented on the basis of a belt, chain or gear (cylindrical or conical, built into the supporting housing of the drive head, which in this case also performs the function of a gearbox) transmission.

The two—stage scheme (the first stage is a belt drive, the second stage is a gear drive) provides the possibility of using high—speed drive motors with reduced weight and size indicators, as well as a reduction in the gear ratio of the first stage, which allows for wide regulation of the rotation speed of the rods by changing the pulleys of the belt drive.

In some cases, to simplify the transmission, it is advisable to use a gear motor as a drive motor.

The most widely used drive schemes with a single-stage belt transmission;

- according to the type of belt drive, there are drives with V-belt and toothed belts.

Most often, conventional multi-row V-belt transmissions are used in the HSE. In some designs, polyclinic and toothed belts are used. The latter ensure the transmission of high torques without sliding, do not require pre-tension and periodic tightening, are compact and high efficiency.

The gear ratio of the V-belt transmission usually does not exceed 5, therefore, when using a single-stage transmission with a rated motor speed of 1000 rpm, the minimum possible rotation speed of the rods is 200 rpm, which does not always meet the requirements of operation;

- according to the design of the drive head shaft, there are layouts with a solid and hollow shaft.

The one-piece shaft arrangement, which does not require the use of a polished rod, is difficult when adjusting the axial position of the pump rotor relative to the stator during the installation of the column of rods. In this regard, the drive shaft, as a rule, is hollow, which allows the polished rod to pass inside it and adjust the position of the latter in the axial direction;

- according to the location of the drive motor, there are layouts with vertical and horizontal positioning of the motor axis.

Vertical engine layout is typical for single—stage belt transmissions, horizontal (when the axis of the drive motor is perpendicular to the axis of the well) - for drives with bevel gear;

- according to the method of regulating the speed of the drive shaft, there are drives with an adjustable drive motor (electric or hydraulic) and with an adjustable transmission ratio, carried out by changing belt pulleys or introducing a mechanical transmission variator into the kinematic scheme.

The most promising is the use of installations with a frequency-controlled AC electric drive, which provides a full range of speed control (from 0 to 100%) and the ability to maintain the optimal operating mode of the plast—pump—drive system under specified conditions. Another function of the adjustable electric drive is the smooth start and stop of the installation, which increases the

reliability of its operation. The control station of the regulated electric drive includes a monitoring and registration system, which allows you to monitor the operating mode of the drive and make the necessary control actions;

- according to the kinematic ratio of the working bodies of the screw pump, pumps with a single-pass rotor are distinguished (with a kinematic ratio of 1:2) and multi-input working bodies (with kinematic ratio 2:3; 3:4; 4:5) The choice of the kinematic ratio of the working bodies of the pump is determined by the required operational parameters (diameter, flow rate, pressure, speed) and technological capabilities of manufacturers of screw pairs;
- according to the stator fixing scheme, there are tube pumps (the stator is fixed to the thread at the end of the tubing column) and plug-in pumps (the stator descends on rods assembled with the rotor and is attached to the tubing using a special lock).
- according to the scheme of fixing the bottom of the tubing relative to the casing, there are layouts with a free and anchored bottom;
- according to the kinematic scheme of the pump, two options are possible: with a rotating inner element (screw) and with a rotating outer element (cage).

SRPU is divided into systems with a single-input rotor, and multi-input, in any case, the number of thread entries in the stator should be one more than in the rotor, according to the formulas 1:2, 2:3, 3:4, 4:5 and so on.

Single-pass rotors are the simplest, provide a minimum speed of movement of the working fluid up, reducing wear, and have minimal internal stresses in the stator elastomer.

However, single-pass pumps have an increased height compared to multi-pass pumps, which is attributed to the disadvantages of the former.

It is clear that multi-input pumps have an increased supply due to the parallelism of the rotor channels, but this complicates the design of the product and increases the necessary torques on the axis, and, accordingly, the load on the column of the driving rods.

The quality of SRPU operation is determined by many reasons, among which an important place is occupied by the axial adjustment of the stator and rotor, which is performed and determined using short rods with the weight of the rod column removed.

Ground drive can be carried out either from the electric motor (fig. 2), or from a gas or internal combustion engine (ICE).



Fig. 2 - Ground drive electric motor

The power of the drive motor is in the range (3÷150) kW depending on the depth of the well, and the properties of the screw pump-the created pressure and supply (flow).

The transmission from the engine to the column of rods can be chain, belt, or gear, with variable reduction coefficients, providing the speed of rotation of the column of rods in the range of up to 200 rpm, that is, up to 3 Hz.

The most effective use of SRPU takes place on vertical wells with a small curvature, since it is on such profiles that there is a minimum probability of contact of the rod string with the outer pipe string, in contrast to inclined wells, where special measures are used to exclude such contact.

The screw pump itself – Progressive Cavity Pump (PCP) - classified as a volumetric rotary screw hydraulic machine, and is used not only in oil production, but also in other areas for moving various physical and chemical media.



The helical gerotor mechanism of the working bodies of the screw pump is a helical gear pair with internal cycloidal engagement, and consists of Z1-input stator, and Z2-way rotor.

Working closed chambers - areas that transfer working fluid, are formed just between the helical surfaces of the rotor and stator, and these chambers with the working substance move up along the pump axis as the rotor rotates relative to the stator.

The number of thread entries in the stator must be one more than the number of thread entries in the rotor, so there are more entries in the stator of a particular SRPU than in the rotor.

The ratio of steps should be proportional to the ratio of the number of teeth.

The pump length is not less than one thread pitch in the stator.

Continuous and reliable contact of the stator and rotor profiles must be organized, which is achieved by using a special elastomer covering the inner surface of the stator, while the rotor is completely metal.

This is where the problem discussed in this study manifests itself – when a long column of rods transmitting torque from the upper drive to the lower rotor of the SRPU rotates, the stability of the column is lost, dynamic disturbances to rotation occur, as a result of which the operating time of the column for failure decreases, wear increases, and eventually breaks of the rods occur that require repair.

The elastomer in the stator ensures the tightness of the system, but at the same time it is a source of problems – there is a skew of the rotor relative to the stator, gaps are formed, liquid leakage.

The length of the SRPU is most often in the range of (0.5÷15) meters.

There are offers of pumps of this kind from domestic manufacturers.

SRPU includes two categories of equipment - onshore and downhole.

The working part of the SRPU is lowered into the finished well below the dynamic-changing level of the working fluid. Since the SRPU can operate with a gas

content of up to 50% by volume in the pumped liquid, there is no need to significantly deepen the pump to the dynamic oil level.

Essential is the order of installation of downhole equipment of SRPU, which is performed in the following sequence:

1. The output tee is mounted on the column head flange;
2. The bottom of the tubing string, together with the stator of the SRPU, is assembled at the wellhead;
3. The tubing string, together with the prepared bottom, is lowered into the well to the required depth, and special attention is paid to the reliable tightening of all threaded connections along the way;
4. We lower the pump rotor on the rod string also with special attention to tightening all associated threaded connections;
5. Weighs a full-length column of rods before installing the rotor in place in the stator;
6. The rotor fits smoothly into the stator until it stops in the finger, and the column weight is reset to zero on the upper indicator;
7. Smooth lifting of the column with the upper crane until the lower finger is unloaded – choose the column deflections;
8. We put together the top of the column of rods – the upper rod is replaced with a polished rod passing through the sealing gland.
9. The system is ready for operation to lubricate the rod, connect it to the drive, and run all the equipment for the first time.

The first type of SRPU equipment consists of the following elements, some of which are shown in Figure 1 above:

- upper collector-a tee designed for the discharge of reservoir fluid from the tubing channel to a prefabricated ground tank;
- ground drive head;
- solid frame designed for mounting, mounting and securing the drive motor;

- transmission – gearbox and transmission between the engine and the rotating column of rods;
- drive motor equipped with means and devices for control and protection;
- mandatory power device designed for suspension of a polished rod.

SRPU downhole equipment, in turn, includes the following components:

- tubing string with fixed pump stator installed in the lower part;
- a rotor that rotates at the lower end of the boom column;
- column-which is isolated from contact with tubing by special centralizers.

Despite the obvious advantages over swing pumps, such as the absence of valves and working with free gas in the flow, the SRPU system has not yet been widely used in oil production in our country, although in many countries it is the most popular in this area [4]. However, recently the role of SRPU has significantly increased due to the need to develop hard-to-recover oil reserves. In many complicated conditions, SRPU is the only technological opportunity for the extraction of such oil.

Additional advantages of SRPU include the absence of turbulization of the liquid flow, which reduces the speed of movement of moving parts – sand in the flow, and thereby increases the durability and reliability of this type of equipment.

The control of the speed of rotation of the SRPU rotor allows you to simply and in a wide range change the pump flow with a small change in pressure.

At the same time, an increase in the viscosity of the working fluid does not reduce the flow characteristics of the pump.

The main disadvantage of screw pumps, as practice has shown, is the instability of pressure characteristics due to changes and fluidity of the properties of elastomer on the inner surface of the stator.

This feature leads to the fact that the selection of a screw pump for a specific well begins largely with the following operations:

- selection of the type of elastomer that is compatible with the specific working fluid in a given well;

- determination of the amount of tension and clearance between the pump stator and rotor.

This choice is made based on information about the well flow rate, water cut, gas factor, saturation pressure, as well as data on the composition of oil and gas.

In practice, due to the lack of such detailed data, the selection and ordering of high - pressure wells is most often made based on averaged data obtained for one or two wells studied.

This indicates the relevance of increasing the volume of information about specific wells at the stage of ordering downhole screw pumps.

SRPU systems allow reducing capital costs during the construction of new wells due to the lack of foundations and the use of compact drives on the ground surface, which further simplifies the adjustment of the equipment of the SRPU system [5].

The screw pump has a high efficiency of 70%, which reduces the operating costs of oil production, which is very important with modern well flow rates.

The comparative simplicity of the SRPU design, achieved due to the absence of valves as in rod pumps, provides, accordingly, higher product reliability.

In the most common configuration of the SRPU, a single-pass "rotor" screw rotates eccentrically inside a two-pass "stator", the inner surface of which is made of elastomer.

The surface drive of the SRPU works almost silently, which provides an additional environmental appeal of such a solution, taking into account modern designs of stuffing box connections, which practically eliminate the possibility of leakage of working fluids into the ecological environment.

Compared to traditional oil production installations, screw pumps do have lower environmental risks compared to a rod pump, where the reciprocating movement of the rod eventually leads to wear of the wellhead gland, which often leads to an oil spill [6].

SRPU rotors are made of alloy steel grade 4140 with a hardened chrome coating, which provides high resistance to wear.

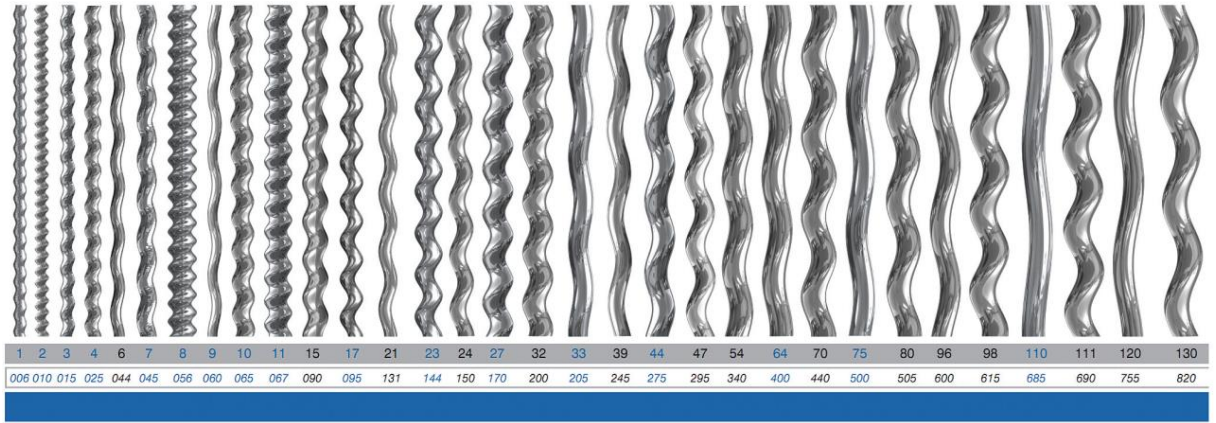


Fig. 3 - A line of SRPU rotors of different pitch.

To achieve the design performance of the pump, the rotor must always have a fine surface treatment achieved by special coatings and hardening technologies-laser, plasma and others.

As elastomers, nitrile (heat – resistant rubber, impermeable to gas) of various degrees of saturation is used-soft, hydrogenated, saturated.

The speed of rotation of the column of rods of the SRPU determines the pump flow, at a small value increases the system resource, and at a high frequency increases the deformation of the column of rods, and its wear, respectively.

The normal speed range of the SRPU drive is in the range of (80-350) rpm [2].

The rotation speed of the SRPU drive can be controlled using a frequency-controlled drive (Fig. 4).



Fig. 4 - frequency-controlled drive

The control cabinet with a frequency converter has several basic functions:

- Maintains the pressure set by the settings in the water supply system.
- Monitors the operation of the pump system. When the main pump stops working, the system can switch to the backup pump.
- Control over the alternate switching on and off of pumps in the system, which allows you to distribute the load on the electric motors and give time for maintenance.
- Allows you to switch to manual control of the pumping station.
- Provides the possibility of remote control of pumps and connection to the dispatcher console
- The main advantages of using electric motor control cabinets based on a frequency converter include:
  - Significant reduction of electrical energy consumption.
  - Increasing the service life of electric motors, pumping units and pipeline systems.
  - Maximally reduced risk of water shocks in the pipeline system.
  - Facilitating the work of pump maintenance personnel.
  - Reduction of expenses on the number of service personnel.
- Additionally, the control cabinet can provide:
  - Comprehensive protection of the operation and condition of electric motors (by monitoring the current consumption, determining the temperature of the windings), continuous operation time.
  - Immediate transition from automatic to manual mode with the provision of full control of the operation process to the operator.
  - Microprocessor control, according to the signals of overload sensors, pressure, determination of the absence of water in the system.

- Automatic stop of the pump if water is lost in the system (with the output of the corresponding signal to the control panel and/or the transmission of an alarm to the dispatcher).
- Pumps stop when a signal is received about overheating or jamming of the pump impeller.
- It can also be stopped when there is no signal at all (sensor failure).
- Stopping the pumps when a short circuit is detected in the winding or in the power supply system of the station.
- Disconnecting the power supply of the motors, if an erroneous connection of the phases is detected. The system will be able to turn on the power automatically as soon as the error is fixed.
- Provision of automatic mutual insurance of electric motors.
- Display of the status of each engine in the system. The signal can be output both to the control panel and sent to the dispatcher via the network interface.
- Output to the control panel of the alarm signal of the frequency receiver itself.
- Alternate programmable motor control, automatic assignment of each of the engines to the main one, as needed.
- The establishment of a ban on starting a certain engine, in which a critical error has been detected (rotor jamming, overheating, greatly overestimated current consumption).
- Housing protection according to European safety standards (moisture, temperature, fire).

Screw pumps do not create flow pulsations and provide a constant flow rate at a given rotor speed [7].

In the classic version of the design solution, the screw profile is made of a special elastomer, which is glued to the inner surface of the stator metal pipe. In this case, the rotor enters the stator with a negative gap, that is, with the initial voltage.

There are metal screw pumps without an elastomer, in which the stator is made entirely of metal and therefore can withstand much higher temperatures than in the version with an elastomer.

In this case, both the stator and the rotor are treated with a special coating for operation at high temperatures.

A distinction is made between surface-driven and submerged-driven SRPU, which differ in the location of the drive [8].

In the first case, a motor that is located on the surface, in the upper part of the well string, drives the pump rotor.

Rotation is transmitted to the pump itself by means of a column of rotating rods, the length of which is very significant, and is equal to the depth of the well.

It is the significant length of the column that causes problems with the behavior of such a long rotating column of rods, which is considered in part in this study.

In the second case, the submersible electric motor is located in the lower part of the well near the screw pump, and is part of the submersible part of the pumping unit. In this case, the screw pump is connected to the ground control station only by means of an electrical cable, thus excluding the rotating column of rods.

In the first case, the main risks are caused by the presence of a long, rotating column of control rods. This configuration creates a non-zero probability of breaking the rods under load. This is where you need to stabilize the dynamic processes in the rods that occur when changing the operating mode of the pump or drive.

In curved wells, there is an additional risk of touching the rotating rods to the tubing walls, which increases with the increase in the curvature of the well.

With the lower location of the SRPU drive, other problems arise, both with the protection of the engine from the surrounding aggressive environment and with the need to cool it in an explosive environment, and with the organization of a long supply cable.

Problems with overheating of the elastomer on the SRPU stator are inherent in both variants.



It is clear that for relatively shallow wells (up to 2000 meters), ground-based drives with a rod-driven downward rotation are used.

It is also desirable to have a minimum well curvature for the use of a rod drive, and a limited well flow rate of up to 150 m.<sup>3</sup> per day, which does not require a high speed of rotation of the pump rotor.

For deeper wells, up to 3000 meters or more, curved and in the limit – in horizontal wells, it is more expedient and cost-effective to use a submersible electric drive.

At the same time, the flow rate can increase up to 500 m<sup>3</sup> per day due to the ability to increase the speed of rotation of the rotor.

The analysis of the current state and prospects of the oil production fund for the extraction of heavy oil from great depths shows the urgency of finding ways to develop the situation in this issue, which is partially covered by this study.

By placing the screw pump in the well, plug - in pumps are distinguished and non-plug-in-pipe pumps.

In the pipe version, the stator is pre-fixed to the tubing, and the rotor is lowered into the finished well on the string of leading rods.

The plug-in version is lowered into the finished well on a string of rods and fixed in the face area with a special lock, which allows you to replace the pump if necessary, raising it to the surface without dismantling the tubing.

Rod centralizers are used in all types of wells, and allow minimizing the contact of rods with tubing, which leads to wear of both.

The use of centralizers increases the torque on the drive shaft by the amount of friction with the tubing.

The lower rods of the column are not equipped with centralizers due to the eccentric nature of their movement.

The choice of materials for centralizers is the subject of a separate study and is not considered in this paper.

In the completed SRPU configuration, the working fluid from the reservoir moves up the tubing under the action of a pump in the gap between the rod string, and at the top, through the output tee, it is fed into the storage collector.

The most common inner diameter of tubing is 73 mm, and the outer diameter of rods is 22 mm, while the upper, sealing polished rods have a diameter of 31 or 36 mm.

The elastic column of the leading rods of the SRPU is under the influence of the axial load of its own weight, but in addition, there are specific torsional deformations, as well as bending, both transverse and longitudinal.

This causes the upper end of the rod string to twist at an angle relative to the pump rotor  $\varphi$ , the value of which depends on the torque of the drive and the pump  $M$ , rod lengths  $L$ , the material of the rod column through the shear module  $G \approx 10^5$  MPa, and its moment of inertia  $I = \pi d^4/32$  for rod diameter  $d$ , according to the following expression:

$$\varphi = k_{\varphi} \cdot M \cdot L / (G \cdot I_p),$$

$k_{\varphi}$  - coefficient for taking into account the non-verticality of the rod and the presence of friction in the centralizers.

Practice shows that the pre-twisting of the column of rods when starting a wire engine can be up to 30 revolutions per length of the column of leading rods, which really leads to the accumulation of elastic deformation of the column, which is the source of characteristic dynamic loads that occur during the operation of the SRPU.

## List of sources used

1. Nurullin I.Z.: Extraction of ultra-viscous oils using modernized rod screw pumps "metal on metal // Technosphere management: electron. Journal, 2021. Vol.4. Issue.3. URL: <https://technosphere-ing.ru> / P. 265 – 275;
2. Bykov I.Yu. Et al.: Technique and technology of oil and gas production and treatment: - Moscow: Energy Press, 2013;
3. Sorokin P.M., Kurdoglian A.M.: Application of an improved rod screw pump at the yuzhno-rodnikovoye field Branch of TSOGU in Surgut;
4. Ivanovskiy V.N. et al.: Borehole pumping units for oil production – what is new? // Territory of neftegaz. No. 10, 2010;
5. VARCO Company – Rod screw pumping units. Twothousandthirteen;
6. Urazakov K. R., Latypov B. M., Ismagilov R. R.: Experimental studies of the friction coefficient of the elements of the rod column of screw pumping units// naftegazovoe delo 2015 no. 3;
7. Technosphere management 2021. Vol.4. Issue 3. <https://technosphere-ing.ru>;
8. Electronic scientific journal "Oil and gas business". 2015. №3 <http://www.ogbus.ru>;