

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

Школа: *Инженерная школа природных ресурсов*

Направление подготовки: *21.04.01 Нефтегазовое дело/Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов*

Отделение: *Отделение нефтегазового дела*

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы

Исследование и модернизация погружного винтового насоса для повышения его надёжности и долговечности

УДК 621.674-027.258

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ95	Кудачинова Карина Валерьевна		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ООД	Сечин Александр Иванович	д.т.н., профессор		

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
<i>Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»</i>		
P1	<i>Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики), самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности</i>	<i>УК-1, УК-2, УК-6, ОПК-1, ОПК-2, (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	<i>Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i>	<i>УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-2, ОПК-6,</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	<i>Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства.</i>	<i>УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11</i>
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды</i>	<i>ПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	<i>Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы.</i>	<i>УК-3, УК-6, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4</i>

P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазопромыслового оборудования	УК-2, УК-6, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-4, Требования профессиональных стандартов: 40.083 Профессиональный стандарт "Специалист по компьютерному проектированию технологических процессов" (утвержден приказом Минтруда России от 26.12.2014 № 1158н)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела.	УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-5
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3
<i>Профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»</i>		
P9	Планировать и организовывать работу по проведению планово-предупредительных ремонтов установок, технического обслуживания и ремонта оборудования.	ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования".
P10	Планировать внедрение новой техники и передовых технологий, разрабатывать и реализовывать программы модернизации и технического перевооружения предприятия.	УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-1, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию нефтезаводского оборудования"
P11	Организовывать проведение проверок технического состояния и экспертизы промышленной безопасности, проводить оценку эксплуатационной надежности технологического оборудования.	УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3 ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-5, критерий 5 АИОР (п. 2.1, 2.10...), согласованный с Требованиями международных стандартов EUR-ACE и FEANI, требования профессионального стандарта 19.003 "Специалист по ремонту и обслуживанию Нефтезаводского 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 _____

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2020 /2021 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:	18.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
02.04.2021	1. Анализ информационных источников по винтовым насосным установкам	30
25.04.2021	2. Выявление характерные неисправности винтовых насосов при эксплуатации добывающих скважин и методы повышения их износостойкости	30
15.05.2021	3. Модернизация погружного винтового насоса путем замены привода	30
01.06.2021	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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ95	Кудачиновой Карине Валерьевне

Тема работы:

Исследование и модернизация погружного винтового насоса для повышения его надёжности и долговечности

Утверждена приказом директора (дата, номер)	03.03.2021, 62-35/с
---	---------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Исходными данными к работе послужили: - материалы преддипломной практики; - научная периодическая литература; - монографическая литература; - нормативно-правовые акты по объекту исследования.
---------------------------------	---

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p>	<p>Область применения и классификация винтовых насосных установок, устройство и принцип действия винтового насоса, современный обзор использования установок винтового насоса, влияние различных факторов на параметры и характеристики винтовых насосов; модернизация погружного винтового насоса путем замены привода; график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовая база, используемая для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценка эффективности нововведений и др. производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, правовые и организационные вопросы.</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	профессор Сечин Александр Иванович
Социальная ответственность	доцент Романюк Вера Борисовна
Иностранный язык	старший преподаватель Утятина Янина Викторовна

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

<p>Введение</p> <p>Анализ информационных источников по винтовым насосным установкам</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Общие сведения о погружных винтовых насосах для добычи нефти 2. Характерные неисправности винтовых насосов при эксплуатации добывающих скважин и методы повышения их износостойкости 3. Модернизация погружного винтового насоса путем замены привода 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность <p>Заключение</p> <p>Application of a Progressive Cavity Pumps</p>
--

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>15.03.2021</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

Профессор ОНД	Саруев Лев Алексеевич	д.т.н., профессор		
---------------	--------------------------	----------------------	--	--

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ95	Кудачинова Карина Валерьевна		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ95	Кудачиновой Карине Валерьевне

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР представлен: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовая база, используемая для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценка эффективность нововведений и др.</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет капитальных и текущих затрат и финансового результата реализации проекта</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>График выполнения работ</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>Организационная структура управления</i>
<i>Линейный календарный график выполнения работ</i>
<i>Графики динамики и сравнения показателей</i>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	27.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОДН	Романюк В.Б.	к.э.н, доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ95	Кудачиновой Карине Валерьевне		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ95	Кудачинова Карина Валерьевна

ШКОЛА		Отделение	
Уровень образования	магистратура	Нефтегазовое дело	21.04.01

Тема дипломной работы: «Исследование и модернизация погружного винтового насоса для добычи нефти»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<ul style="list-style-type: none"> • Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения) <p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Объектом исследования является погружной винтовой насос для добычи нефти Область применения: нефтегазодобыча</p> <p>Перечень НТД, используемой в данном разделе: ГОСТ 12.1.003-83 ГОСТ 12.2.062-81 ГОСТ 16354-70</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Производственная безопасность</p> <p style="text-align: center;">Анализ показателей шума и вибрации</p> <ul style="list-style-type: none"> • установление соответствие показателей нормативному требованию; <p style="text-align: center;">Анализ показателей микроклимата</p> <ul style="list-style-type: none"> • показатели температурные, скорости движения воздуха, запыленности. <p style="text-align: center;">Анализ освещенности рабочей зоны</p> <ul style="list-style-type: none"> • типы ламп, их количество, соответствие нормативному требованию освещенности; • при расчете освещения указать схему размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ электробезопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • наличие электроисточников, характер их опасности; • установление класса электроопасности помещения, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления. • при расчете заземления указать схему размещения заземлителя согласно проведенному расчету. <p style="text-align: center;">Анализ пожарной безопасности</p> <ul style="list-style-type: none"> • присутствие горючих материалов, тем самым, присутствие повышенной степени пожароопасности. • категории пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение. • Разработать схему эвакуации при пожаре. <p>2. Экологическая безопасность:</p> <ul style="list-style-type: none"> • защита селитебной зоны • анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); • анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); • анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); • разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>Для всех случаев вредных и опасных факторов на рабочем месте указаны ПДУ, ПДД, допустимые диапазоны существования, в случае превышения этих значений:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечислены средства коллективной и индивидуальной защиты; • приведены классы электроопасности помещений, а также безопасные номиналы тока, напряжения, сопротивления заземления, • категорию пожароопасности помещения, • марки огнетушителей, их назначение. <p>При отклонении показателя предложены мероприятия.</p> <p>Наличие отходов (металлическая стружка, абразивная пыль, черновики бумаги, отработанные картриджи принтера, обрезки электромонтажных проводов) потребовали разработки методов (способов) утилизации перечисленных отходов. Наличие радиоактивных отходов также требует разработки их утилизации.</p>

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; • выбор наиболее типичной ЧС; • разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; • разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Рассматриваются 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой;</p> <p>2) техногенная – исключить несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (большая вероятность проведения диверсии).</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> • специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; • организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приведены:</p> <ul style="list-style-type: none"> • перечень НТД, используемых в данном разделе, • схема размещения светильников на потолке согласно проведенному расчету.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.03.2021г.
--	--------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Сечин А.И	Д.Т.Н.		.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ95	Кудачинова Карина Валерьевна		

Реферат

Магистерская диссертация состоит из 114 страниц, рисунков 37, таблиц 16, источников 47 и 1 приложение.

Ключевые слова: погружной винтовой насос, ротор, статор, винтовой насос, привод установки штангового винтового насоса.

Актуальность темы связана с тем, что винтовые насосы, до сих пор не обладают необходимым набором технических характеристик для поддержания устойчивой и надежной работы скважин и требуется рассмотрение путей повышения эксплуатационной надежности винтового насоса для добычи нефти. С целью решения данной проблемы модернизирован привод установки штангового винтового насоса путем установки нового двигателя. Установка синхронного трехфазного низковольтного двигателя с возбуждением от постоянных магнитов даст возможность снизить энергопотребление насосных систем, а также повысить эффективную работу на малодобитных скважинах, что обуславливает практическую значимость темы выпускной квалификационной работы для объектов производства.

Цель исследования: повышение эффективности работы винтового насоса путем замены привода.

Задачи исследования:

- произвести обзор общих сведения о погружных винтовых насосах;
- выявить характерные неисправности винтовых насосов при эксплуатации добывающих скважин и методы повышения их износостойкости;
- провести модернизацию установки штангового винтового насоса путем замены привода.

Объект исследования: конструкция опоры для привода установки штангового винтового насоса.

Область применения: эксплуатация малодобитного фонда скважин, оборудованных установками погружных винтовых насосов.

Оглавление

Реферат	11
Введение.....	15
Анализ информационных источников по винтовым насосным установкам ..	16
1. Общие сведения о погружных винтовых насосах для добычи нефти.....	18
1.1 Устройство и принцип действия одновинтового насоса	18
1.2 Параметры одновинтовых насосов	21
1.2 Основные соотношения параметров одновинтовых насосов.....	25
1.3. Влияние различных факторов на параметры и характеристики одновинтовых насосов.....	26
1.3.1. Кинематическое отношение	26
1.3.2. Контурный диаметр	27
1.3.3. Шаги винтовых поверхностей и длина рабочих органов	28
1.3.4. Соотношение эксцентриситета и радиуса винта	29
1.3.5. Упругие свойства и толщина эластичной обкладки статора	30
1.3.6. Частота вращения ротора насоса.....	32
1.3.7. Газосодержание перекачиваемой жидкости	33
1.3.8. Вязкость перекачиваемой жидкости.....	35
2. Характерные неисправности винтовых насосов при эксплуатации добывающих скважин и методы повышения их износостойкости.....	38
2.1 Износ эластомера статора винтового насоса	38
2.2 Методы повышения износостойкости обкладки статора винтового насоса.....	43
2.3 Износ ротора винтового насоса	47
3. Модернизация погружного винтового насоса путем замены привода.....	50
3.1 Установка штангового винтового насоса	50

3.2 Работа УВНП на малодобитном фонде	55
3.3 Замена привода установки штангового винтового насоса на синхронный двигатель с постоянными магнитами (СДПМ).....	56
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	61
4.1 Потенциальные потребители результатов исследования	61
4.2 Исследование сильных и слабых сторон проекта	62
4.3 Планирование научно-исследовательских работ	67
4.4 Определение трудоемкости выполнения работ	68
4.5 Разработка графика проведения научного исследования.....	69
4.6 Бюджет научно-технического исследования	72
4.7 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	76
4.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта ...	76
5. Социальная ответственность	78
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	79
5.1.1 Производственная безопасность	80
5.1.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	81
5.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).....	84
5.2.1 Требования безопасности перед началом работы	84
5.2.2 Требования безопасности во время работы	85
5.2.3 Требования безопасности в аварийных ситуациях	86
5.2.4 Требования безопасности по окончании работы.....	86
5.3 Анализ условий труда на рабочем месте.....	87
5.3.1 Анализ показателей микроклимата.....	88
5.3.2 Анализ показателей шума и вибрации	88
5.3.3 Анализ освещенности рабочей зоны	89

5.3.4 Анализ электробезопасности.....	90
5.3.5 Анализ пожарной безопасности	90
5.4 Экологическая безопасность.....	91
5.4.1 Защита селитебной зоны.....	91
5.4.2 Защита атмосферы. Мероприятия по охране атмосферного воздуха	92
5.4.3 Защита гидросферы. Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод.....	92
5.4.4 Защита литосферы.....	93
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	94
5.5.1 Рассмотренные виды ЧС	95
Заключение	99
Список использованной литературы.....	100
Приложение II.....	104
(справочное).....	104

Введение

Винтовые насосы для добычи нефти (за рубежом известные под названием *Progressiv Cavity Pumps (PCP)*, или насосы Муано) появились в 30-е годы XX века во Франции. В Канаде, по данным компании KUDU, около 30% всего фонда добывающих скважин эксплуатируется винтовыми насосами. Винтовые насосы для добычи нефти активно используются в Казахстане и Китае.

В целом в мировой нефтедобывающей отрасли, по данным компании Weatherford, объем применения винтовых насосных установок составляет около 6-7%. В Татарстане небольшие нефтяные компании достаточно широко использовали данный вид оборудования. Например, в 2006 г. в ЗАО «Татойлгаз» доля фонда скважин, оборудованных штанговыми винтовыми насосами, превышала 63%, в ЗАО «Татнефтеотдача» – 33%, в ЗАО «Иделойл» – 21%, в ОАО «Шешмаойл» – 18%, в ЗАО «Татех» – 12%. Однако к настоящему времени число установок скважинных штанговых винтовых насосов на промыслах Татарстана существенно снизилось. На 01.12.11 г. в ОАО «Татнефть» только 12 скважин эксплуатировалось с помощью данного вида оборудования. Это, видимо, в основном обусловлено тем, что применялись только импортные установки и стоимость их обслуживания оказалась чрезмерно высокой. Весьма мал также объем применения в Татарстане установок винтовых насосов с погружным приводом (УЭВН). На 01.12.11 г. в ОАО «Татнефть» только 45 скважин (около 0,2% действующего фонда добывающих скважин) эксплуатировалось с использованием указанного оборудования. Главным образом это объясняется невысоким сроком службы оборудования в скважинах: средняя текущая наработка УЭВН составляет 447 сут, что в 2,4 раза ниже достигнутого в 2011 г. в ОАО «Татнефть» среднего межремонтного периода работы добывающих скважин 1142 сут.

Анализ информационных источников по винтовым насосным установкам

В последнее время в России опубликованы фундаментальные работы, посвященные принципу действия, устройству и проектированию винтовых насосов. В работе [1], 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. Вероятно, этим можно объяснить то, что, несмотря на фундаментальное развитие теории винтовых гидравлических машин в отечественной практике, на промыслах применяются главным образом импортные винтовые насосные установки, например, в Татарстане – компаний KUDU (Канада), NETZSCH (Германия), Weatherford (США), Schoeller-Bleckmann (Австрия). При этом основным поставщиком компонентов для производства эластомеров как для KUDU, так и для NETZSCH является компания РСМ Pompes (Франция). В связи с отмеченным весьма актуальными являются вопросы импортозамещения.

Мало внимания уделено в известной литературе также 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 сверхвязкой нефти с применением тепловых методов воздействия на продуктивный пласт, что предъявляет соответствующие новые требования к оборудованию.

1. Общие сведения о погружных винтовых насосах для добычи нефти

1.1 Устройство и принцип действия одновинтового насоса

Классификация винтовых насосных установок для добычи нефти представлена на рис. 1.1.



Рисунок 1.1. Классификация винтовых насосных установок для добычи нефти: ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация [2]

Собственно, скважинный винтовой насос состоит из трех частей: статора и ротора, образующих рабочие органы насоса, и посадочного патрубка (рис. 1.2).



Рисунок 1.2. Одновинтовой насос:

1 – ротор; 2 – статор; 3 – посадочный патрубок [2]

Рабочие органы винтового насоса [2] могут быть определены как геликоидальная (винтовая) зубчатая передача, состоящая из двух взаимодействующих геликоидов, один внутри другого (рис. 1.3).

Основными элементами винтового насоса являются статор и ротор. Ротор – подвижная внутренняя деталь – представляет собой геликоид с одним заходом (для однозаходного насоса), т.е. сформирована как простая винтовая поверхность. Он изготавливается из высокопрочной стали и имеет твердое металлическое покрытие, чтобы противостоять абразивному износу. Ротор вращается от погружного двигателя или посредством колонны насосных штанг от поверхностного двигателя. Статор – неподвижная внешняя деталь, являющаяся геликоидом с двумя заходами (для однозаходного насоса). Он, как правило, представляет собой стальную обойму, покрытую внутри эластомером, имеющим винтовую внутреннюю поверхность, соответствующую винтовой наружной поверхности ротора с числом заходов на единицу больше. Стальная обойма статора в большинстве насосов является цилиндрической. При этом оболочка из эластомера имеет переменную толщину: большую – на гребнях винта и меньшую – во впадинах. Некоторые производители с целью улучшения потребительских свойств насоса, в частности рабочей температуры, предлагают более сложные в изготовлении винтовые пары с оболочкой статора из эластомера равной толщины. В этом случае стальная обойма статора выполняется также с соответствующей винтовой поверхностью. Обычно статор присоединяется к колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) с помощью резьбы.

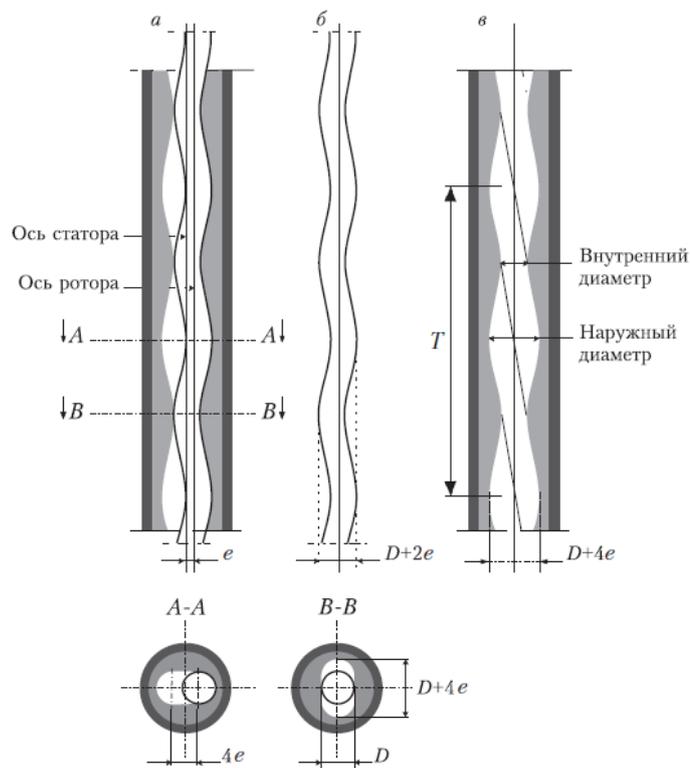


Рисунок 1.3. Рабочие органы одновинтового насоса (e – эксцентриситет; D – диаметр сечения ротора; T – шаг винтовой поверхности статора): a – винтовая пара; b – ротор; c – статор [2]

Размеры ротора и статора выбирают так, чтобы ротор входил в статор с некоторым натягом. Оси ротора и статора в одновинтовых насосах смещены на расстояние эксцентриситета (обычно от 1 до 10 мм). Ротор при вращении, обкатываясь по зубьям статора, совершает планетарное движение. При повороте ротора относительно неподвижной системы координат на некоторый угол (абсолютное движение), его ось поворачивается по круговой траектории с радиусом, равным эксцентриситету, в противоположном направлении (переносное движение) на угол, кратный числу заходов ротора. Из-за эксцентриситета ротора и статора ротор винтового насоса должен соединяться с валом приводного двигателя (редуктора) не напрямую, а через промежуточное звено – гибкий торсионный вал или шарнирную муфту. Таким образом, одновинтовой насос представляет собой винтовой героторный механизм с сопряжением и переменными условиями касания, для которого характерно непрерывное изменение контактных напряжений и скоростей скольжения при движении ротора.

По принципу действия одновинтовые насосы относятся к объемным роторным гидромашинам. Между статором и ротором образуются герметичные полости, перемещающиеся при вращении ротора вдоль продольной оси статора от стороны низкого давления (всасывания) к стороне высокого давления (нагнетания).

Для создания разобщенных от областей всасывания и нагнетания камер необходимо и достаточно выполнение следующих условий [1, 2]:

- винтовые поверхности статора и ротора должны иметь одинаковое направление (правое или левое);
- число заходов ротора и статора должно различаться на единицу, т.е. для однозаходного ротора статор должен быть выполнен двухзаходным;
- соотношение шагов винтовых поверхностей статора и ротора должно быть пропорционально соотношению чисел их зубьев, т.е. для однозаходного ротора равно двум;
- длина рабочих органов должна быть не менее одного шага статора;
- профили ротора и статора должны быть взаимоогibaемы и находиться в непрерывном контакте во время зацепления.

Расходно-напорные характеристики одновинтовых насосов с эластомером внутри статора в отличие от объемных насосов другого типа, не являются жесткими, поскольку зависят от утечек перекачиваемой среды из полости нагнетания в полость всасывания через образующиеся при деформации статора односторонние зазоры по длине контактных линий.

В скважинных насосах для добычи нефти с целью обеспечения требуемого напора рабочие органы выполняются многошаговыми с соотношением длины и диаметра не менее 10.

1.2 Параметры одновинтовых насосов

Одним из основных параметров одновинтовых насосов, определяющих их характеристики, является кинематическое отношение рабочих органов i (рис. 1.4) [1]. Начиная с первых насосов Муано, в одновинтовых насосах в основном применяются рабочие органы с кинематическим отношением 1:2.

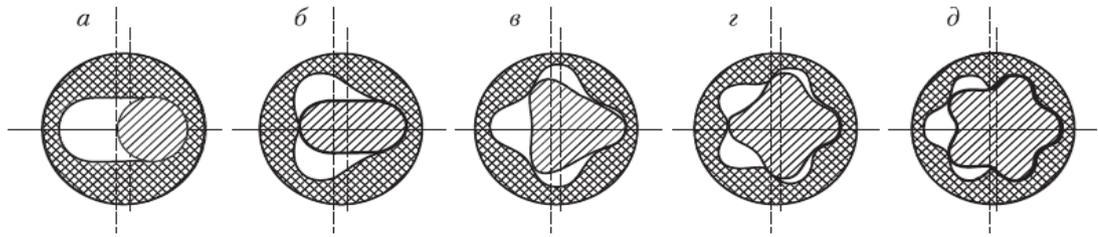


Рисунок 1.4. Поперечные сечения рабочих органов одновинтовых насосов с различным кинематическим отношением: *a, б, в, г, д* – *i* составляет соответственно 1:2, 2:3, 3:4, 4:5, 5:6 [2]

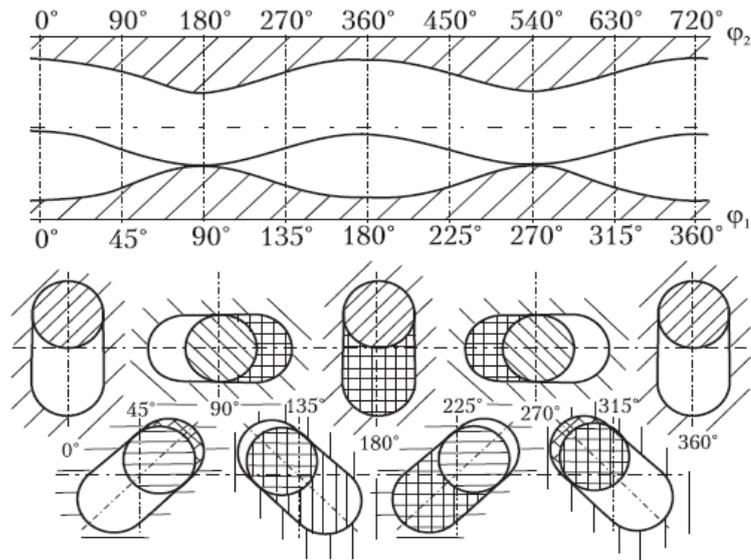


Рисунок 1.5. Продольные и поперечные сечения рабочих органов одновинтовых насосов с кинематическим отношением 1:2: ϕ_1, ϕ_2 – угол поворота винтовой поверхности соответственно статора и ротора [2]

На рис. 1.5 [1] представлены продольные и поперечные сечения рабочих органов одновинтового насоса с однозаходным ротором и правым направлением винтовых нарезок. Между винтовыми поверхностями рабочих органов образуются три типа камер: всасывающие, шлюзы, нагнетательные. Если смотреть с правой стороны, то при вращении ротора по часовой стрелке перекачиваемая среда будет двигаться слева направо. При вращении ротора против часовой стрелки направление движения перекачиваемой среды изменится на противоположное. В каждый момент времени положение камер и площади поперечного сечения изменяются вдоль длины рабочих органов.

Распространение одновинтовых насосов, имеющих рабочие органы с кинематическим отношением 1:2, с однозаходным ротором круглого сечения обусловлено следующими их преимуществами [2]:

- относительно простая технология изготовления ротора;
- пониженная вибрация при работе вследствие малой переносной угловой скорости ротора;
- повышенная допустимая частота вращения из-за малой инерционной силы ротора, что упрощает привод насоса;
- минимальная скорость перекачиваемой среды в каналах рабочих органов насоса, что способствует уменьшению их гидроабразивного износа;
- оптимальная кривизна винтовых поверхностей рабочих органов насоса, обеспечивающая минимальные контактные напряжения.

Основным недостатком насосов с однозаходным ротором является необходимость удлинения рабочих органов для обеспечения высокого напора, особенно при пониженной частоте вращения, что накладывает дополнительные требования и усложняет технологию изготовления. Однако производители винтовых насосов преодолевают данное противоречие, в частности, путем изготовления длинного статора последовательным соединением более коротких одинаковых секций.

Одновинтовые насосы с многозаходными рабочими органами появились позднее на основе опыта создания винтовых забойных гидродвигателей для бурения скважин. Многозаходные одновинтовые насосы имеют следующие преимущества перед однозаходными, обусловленные кратностью действия и повышенным числом контактных линий, отделяющих вход и выход насоса [1]:

- увеличенный рабочий объем, что позволяет повысить подачу при одинаковой частоте вращения и наружном диаметре насоса;
- уменьшенный осевой габарит при одинаковом давлении;
- увеличенное давление при одинаковых осевых габаритах и натяге в винтовой паре;

– возможность поддержания высокого давления при пониженной частоте вращения (до 50 – 100 мин⁻¹) без увеличения осевых габаритов.

Основной недостаток насосов с многозаходными рабочими органами, на котором не акцентируется внимание в известных работах, в частности [1, 2], заключается в том, что при одинаковой с однозаходным насосом мощности требуется повышенный крутящий момент для приведения в движение ротора, а следовательно для скважинных штанговых насосов с поверхностным приводом – повышенные нагрузки на штанги и потребность в наземном приводе с увеличенным крутящим моментом. Это обусловлено тем, что снижение частоты вращения ротора требует адекватного увеличения крутящего момента для обеспечения необходимого напора и подачи винтового насоса.

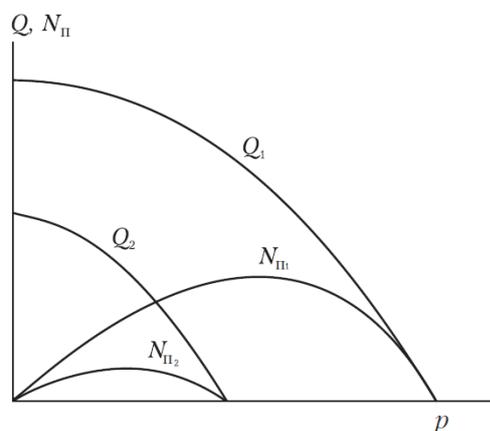


Рисунок 1.6. Характеристики одновинтовых насосов при различной частоте вращения n ($n_1 > n_2$) [1]

В качестве основного критерия эффективности использования одновинтовых насосов принимают полезную гидравлическую мощность $N_{п}$, равную произведению развиваемого насосом напора на величину его подачи Q (рис. 1.6) [1]. Давление p , соответствующее максимуму полезной гидравлической мощности, как правило, ограничивает рабочую зону насоса. В теории рабочего процесса одновинтовых насосов принимается гипотеза равномерного нарастания давления по длине рабочих органов с постоянным межвитковым перепадом давления. Допускаемый межвитковый перепад зависит от ряда факторов [1], в частности, от геометрических параметров рабочих органов, натяга в паре, физических свойств материалов рабочих

органов и перекачиваемой среды, частоты вращения ротора насоса. Для насосов с неравномерной толщиной эластичной обкладки статора допустимый межвитковый перепад давления составляет 0,25-0,50 МПа, причем большее значение перепада относится к режимам высоких частот вращения и повышенной вязкости перекачиваемой среды. Для насосов с равномерной толщиной эластичной обкладки статора допустимый межвитковый перепад увеличивается на 50-80 %. Поскольку развиваемый насосом напор пропорционален числу шагов винта, контактирующего с облоймой, производители скважинных винтовых насосов для обеспечения требуемого напора применяют винтовые пары длиной до 15 м.

1.2 Основные соотношения параметров одновинтовых насосов

Составные части одновинтового насоса и их взаимоположение приведены на рис. 1.7 [3].

Площадь проходного сечения статора насоса (без ротора)

$$S = \frac{\pi D^2}{4} + 4eD \quad (1)$$

где $D=2R$ – диаметр сечения ротора; R – радиус поперечного сечения ротора; e – эксцентриситет насоса, равный смещению центра сечения ротора относительно его продольной оси. Осевое перемещение заданного сечения ротора при повороте вокруг продольной оси на угол ϕ

$$z = \frac{T}{2\pi\phi z} \quad (2)$$

где $T = 2t$ – шаг статора; t – шаг ротора (перемещение поперечного сечения ротора при его повороте вокруг продольной оси на 360°).

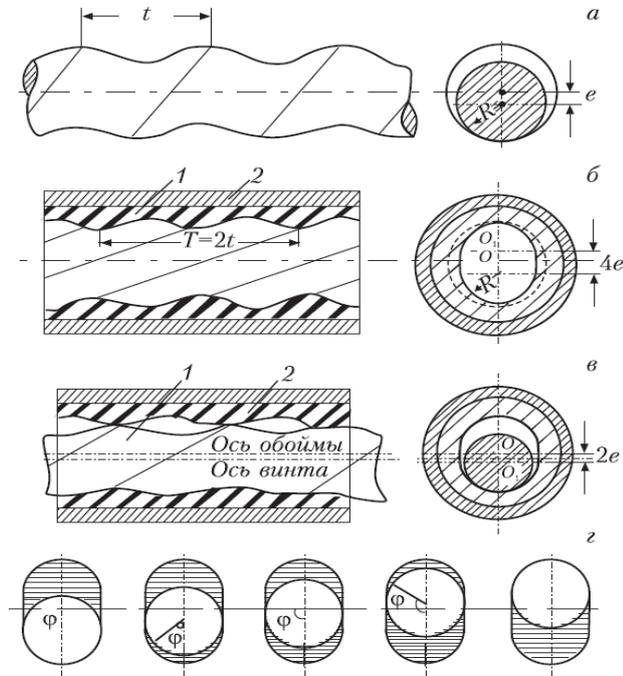


Рисунок 1.7. Составные части одновинтового насоса и их взаимоположение: *a* – ротор (винт); *б* – статор: 1 – обойма; 2 – корпус; *в* – замкнутые полости в паре ротор – обойма статора: 1 – ротор; 2 – обойма; *г* – сечение замкнутой полости при различном положении ротора в статоре [1]

1.3. Влияние различных факторов на параметры и характеристики одновинтовых насосов

1.3.1. Кинематическое отношение

При одинаковых контурных диаметрах рабочих органов, формах винтовых поверхностей и частотах вращения ротора, увеличение числа заходов ротора приводит к росту подачи (рабочего объема) насоса. При этом снижается скорость скольжения в паре ротор – статор, но возрастает осевая скорость жидкости в каналах рабочих органов (рис. 1.22) [1].

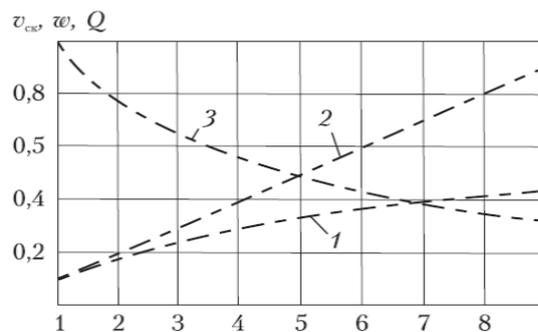


Рисунок 1.8. Зависимость основных технических показателей одновинтового насоса от числа заходов ротора с одинаковым шагом: 1 – подача Q ; 2 – осевая скорость жидкости w ; 3 – скорость скольжения $v_{ск}$ [3]

Хотя по КПД одновинтовые многозаходные насосы несколько уступают однозаходным с кинематическим отношением 1:2, КПД винтовых насосов с различными кинематическими отношениями близки (остаются на одном уровне). Преимущества многозаходных винтовых насосов проявляются в увеличении предельного давления насоса без удлинения винтовой пары за счет существенного увеличения числа камер (контактных линий), отделяющих вход насоса от выхода. К недостаткам многозаходных одновинтовых насосов следует отнести снижение всасывающей способности, обусловленное повышенной скоростью жидкости в каналах рабочих органов, а главное – кратное числу заходов винтовой пары увеличение необходимого крутящего момента для вращения ротора, поскольку передаваемая мощность определяется произведением крутящего момента на угловую скорость ротора. Основным преимуществом одновинтовых насосов с однозаходным ротором являются высокая допустимая частота вращения ротора, что упрощает привод насоса, и оптимальная кривизна винтовых поверхностей рабочих органов, обеспечивающая минимальные контактные напряжения в винтовой паре.

1.3.2. Контурный диаметр

При заданном кинематическом отношении увеличение контурного диаметра рабочих органов приводит к возрастанию рабочего объема и соответственному изменению характеристик винтового насоса. Однако необходимо учитывать, что для скважинных насосов возможности увеличения диаметра ограничены диаметром обсадной колонны скважины или НКТ.

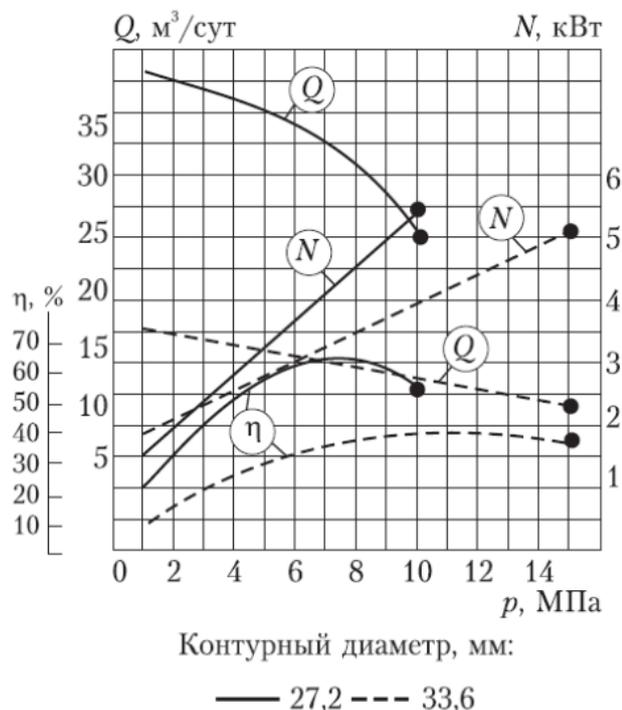


Рисунок 1.9. Влияние контурного диаметра на характеристики насосов серии ЭВН [1]

В качестве примера на рис. 1.9 [1] представлены характеристики электропогружных винтовых насосов серии ЭВН с кинематическим отношением 1:2 и контурными диаметрами 27,2 и 33,6 мм (разница 23,5 %) при одинаковой частоте вращения роторов 1380 мин⁻¹, идентичной геометрии рабочих органов, и равных межвитковых перепадах давления в рабочих режимах $p_k = 0,37$ МПа.

1.3.3. Шаги винтовых поверхностей и длина рабочих органов

Удлинение шага рабочих органов обеспечивает рост рабочего объема насоса, однако при этом увеличивается длина рабочих органов, что усложняет технологию изготовления и повышает осевой габарит насоса.

Увеличение числа шагов (длины) рабочих органов приводит к росту числа контактных линий, отделяющих вход насоса от выхода. С другой стороны, при уменьшении длины рабочих органов насоса существенно снижаются такие показатели оптимального и экстремального режимов, как давление, крутящий момент и мощность, а также предельное давление насоса [1].

Подача и КПД в режиме максимальной мощности при этом изменяются незначительно. Применение многошаговых рабочих органов обеспечивает увеличение ресурса насоса. Обычно при проектировании рабочих органов одновинтовых насосов находят оптимальные шаг и длину рабочих органов.

1.3.4. Соотношение эксцентриситета и радиуса винта

Винтовые насосы одного рабочего объема с одинаковым диаметром обоймы статора могут быть выполнены с разным отношением эксцентриситета к радиусу винта e/R [4].

Исследования работы одновинтовых насосов [4] показывают, что объемные потери уменьшаются с увеличением отношения e/R (рис. 1.10) [4]. Наиболее интенсивно объемные потери уменьшаются в интервале отношений e/R 0,1 – 0,5, а затем практически не изменяются. Следовательно, с точки зрения обеспечения лучшего объемного к.п.д. одновинтового насоса целесообразно выбирать $e/R \geq 0,3$. Механические потери также уменьшаются с увеличением отношения e/R (наиболее интенсивно в интервале e/R 0,1 – 0,6). Общий к.п.д. насоса наиболее интенсивно растет в интервале e/R 0,1 – 0,6 (теоретически более чем на 20 %). При этом необходимо учитывать, что с ростом отношения e/R возрастают технологические трудности в изготовлении рабочей пары насоса, особенно статора.

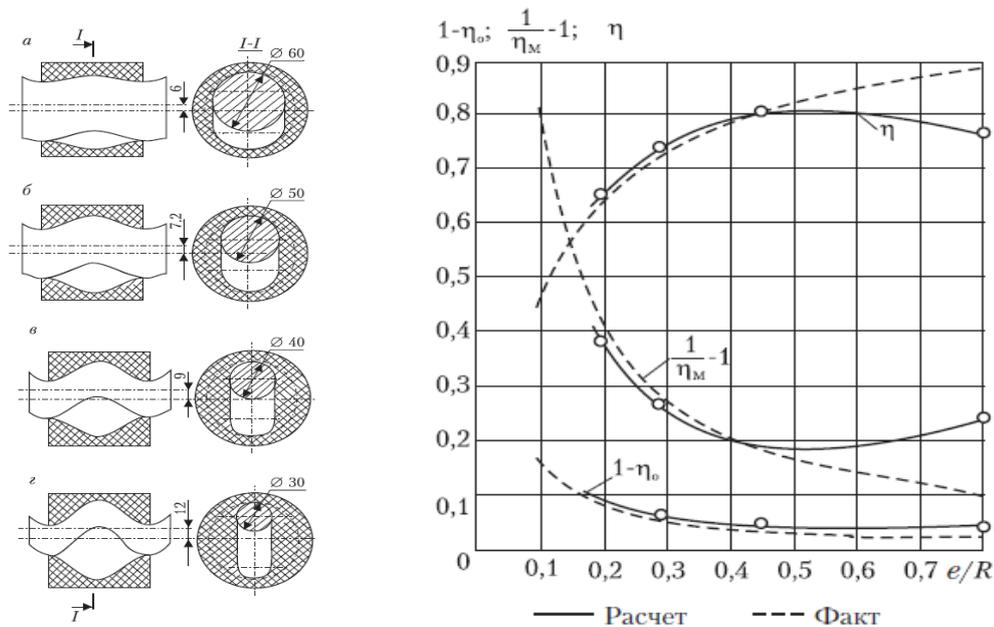


Рисунок 1.10. Рабочие органы насоса 1В 20/10 с отношением e/R , равным 0,2 (а); 0,29 (б); 0,45 (в); 0,8 (з) [2]

Рисунок 1.11. Зависимости объемных η_o , механических η_m потерь и общего КПД насоса η от отношения эксцентриситета к радиусу винта [2]

Обычно при изготовлении резиновой обкладки стальную обойму статора вставляют в пресс-форму, имеющую форму сердечника с винтовой поверхностью соответствующей геометрии обоймы. При сохранении рабочего объема насоса с увеличением отношения e/R уменьшаются диаметр сечения винта и его жесткость (см. рис. 1.11). В пресс-форму под большим давлением (≈ 11 МПа) запрессовывается сырая резиновая смесь, которая затем подвергается вулканизации. При увеличении отношения e/R диаметр сечения сердечника соответственно уменьшается, в результате чего повышается его деформация при запрессовке и вулканизации, что ведет к искажению профиля винтовой поверхности статора. Увеличивается также деформация винта при нарезании спирали на токарном станке. В то же время эффект от увеличения отношения $e/R > 0,6$ незначителен. Исходя из изложенного, оптимальным для одновинтовых насосов является отношение e/R , равное $0,1 - 0,6$.

1.3.5. Упругие свойства и толщина эластичной обкладки статора

Влияние упругих свойств и толщины эластичной обкладки статора на характеристики одновинтового насоса во многом тождественно увеличению числа шагов или натяга в паре, поскольку от упругости и толщины эластичной обкладки зависят радиальная деформация статора и в итоге фактический натяг (зазор) в паре.

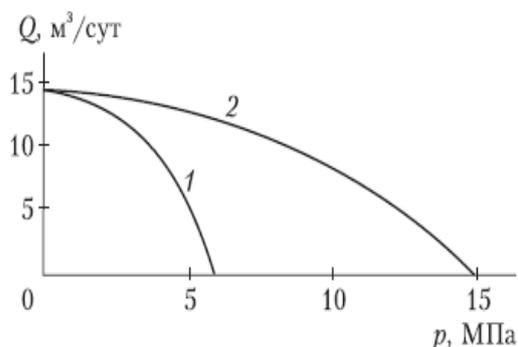


Рисунок 1.12. Влияние свойств эластомера на характеристику $Q - p$ многозаходного насоса МВН-20 производства НПО «Буровая техника» ($i = 4:5$; $n = 150$ мин-1): 1, 2 – резина соответственно 1226, 2Д405 [1]

Для примера на рис. 1.12 [1] представлены экспериментальные характеристики подача – давление двух штанговых винтовых насосов с идентичной геометрией рабочих органов, обкладки статоров которых выполнены из разных эластомеров с разным модулем упругости.

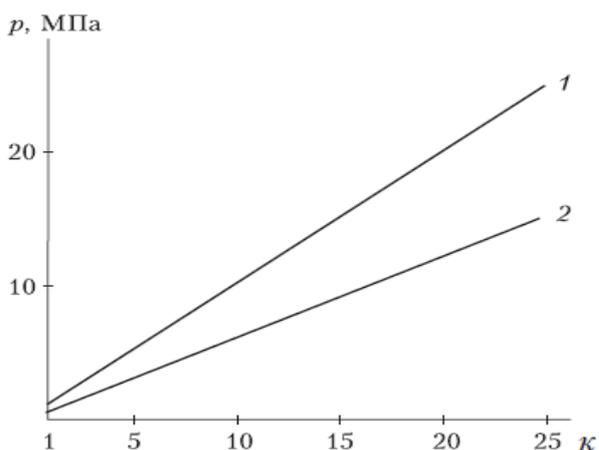


Рисунок 1.13 Влияние неравномерности толщины эластомера статора и числа шагов рабочих органов на давление насоса: 1 – традиционный статор; 2 – статор с постоянной толщиной обкладки [2]

Рациональный выбор упругих свойств эластомера обкладки статора для заданных условий эксплуатации часто является решающим для обеспечения необходимой долговечности работы скважинного винтового насоса. Неравномерность толщины эластичной обкладки статора на выступе и во впадине зубьев является характерной особенностью винтовых пар при обычной технологии их изготовления. Наибольшей неравномерностью толщины обкладки отличаются рабочие органы одновинтовых насосов с кинематическим отношением 1:2. В то же время эластичная обкладка статора равномерной толщины, обеспечиваемая изготовлением обоймы статора с винтовой внутренней поверхностью, позволяет улучшить эксплуатационные свойства винтовых насосов, в частности, допустимый межвитковый перепад давления. Например, по данным компании Kachele (Германия), применение рабочих органов с постоянной толщиной эластичной обкладки статора типа

EvenWall в одновинтовом насосе позволяет значительно повысить давление насоса (до 1 МПа на каждый шаг, вместо 0,5–0,6 МПа в обычных парах) (рис. 1.13) [1], а за счет снижения деформации обкладки и ее равномерного разбухания уменьшить разогрев эластомера и потери на трение, что приводит к увеличению температурного диапазона, ресурса рабочих органов и КПД винтового насоса.

1.3.6. Частота вращения ротора насоса

С увеличением частоты вращения ротора одновинтового насоса повышаются предельное давление, подача, полезная мощность и крутящий момент в оптимальном и экстремальном режимах [1]. Коэффициент полезного действия насоса при изменении частоты вращения ротора в допустимом диапазоне изменяется незначительно. Подача одновинтового насоса в холостом режиме пропорциональна частоте вращения ротора. Нижний предел частоты вращения ротора ограничивается нагрузочной способностью (предельным давлением) насоса. Верхний предел допустимой частоты вращения ротора ограничивается следующими факторами.

1. Инерционные нагрузки, обусловленные эксцентриситетом и явлением непостоянной ориентации ротора, неблагоприятно влияют на долговечность рабочих органов насоса, а также на общий уровень вибрации.

2. Зависимость к.п.д. одновинтового насоса от частоты вращения его ротора. При определенном натяге существует оптимальная частота вращения, соответствующая максимальному общему к.п.д. [1]. При дальнейшем увеличении частоты вращения ротора к.п.д. одновинтового насоса снижается. Это обусловлено тем, что рост гидромеханических потерь в рабочих органах с увеличением частоты вращения ротора опережает снижение объемных потерь (объемный к.п.д. насоса с увеличением частоты вращения ротора возрастает).

3. Износ рабочих органов вследствие повышенных скоростей скольжения в винтовой паре, а также скоростей течения перекачиваемой жидкости в каналах рабочих органов.

Возможный диапазон изменения частоты вращения ротора одновинтового насоса зависит от кинематического отношения рабочих

органов (500–3000 мин⁻¹ для пар с кинематическим отношением 1:2 и 100–300 мин⁻¹ для многозаходных рабочих органов), а также вязкости перекачиваемой жидкости. При выборе частоты вращения ротора одновинтового насоса необходимо учитывать способ передачи вращения от двигателя: непосредственно через муфту (гибкий вал) или через протяженную колонну насосных штанг, – характеристики приводного двигателя и кинематическую схему привода, а также возможные способы регулирования скорости насосной установки.

1.3.7. Газосодержание перекачиваемой жидкости

Объемное газосодержание на входе в насос где $Q_{ж}$, $Q_{г.вх}$ – расход соответственно жидкости и газа на входе в насос.

Экспериментальные характеристики расход жидкости – давление при перекачке винтовым насосом газожидкостной смеси обычно сравнивают с характеристикой насоса на воде (рис. 1.29) [1].

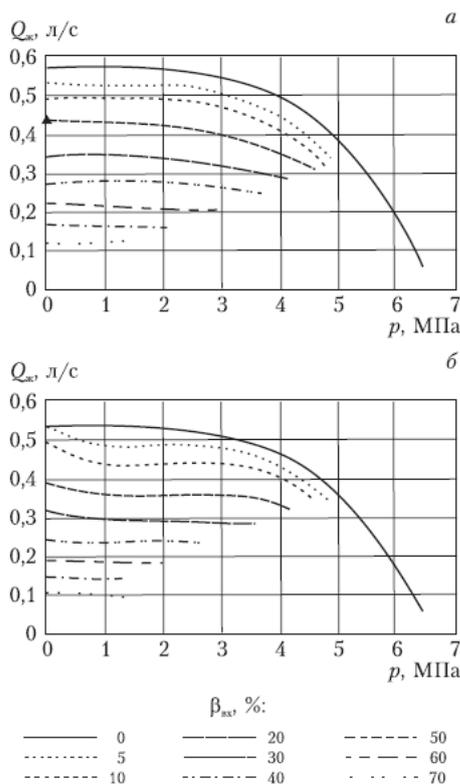


Рисунок 1.14. Характеристики одновинтового насоса при различном газосодержании на входе $\beta_{вх}$ ($n = 150$ мин⁻¹): а, б – смесь соответственно вода – воздух и вода – ПАВ – воздух [6]

Вид характеристик насоса (нелинейность, кривизна, наклон) существенно зависит от объемного газосодержания, а также типа смеси. Чем выше $\beta_{вх}$, тем ниже степень нелинейности зависимости $Q_{ж} - p$ и выше ее жесткость $dQ_{ж}/dp$, которая характеризует падение подачи при увеличении давления. При $\beta_{вх} > 40$ % характеристики приближенно можно считать прямолинейными. При работе на смеси с ПАВ подача насоса при низких давлениях меньше, чем на смеси вода – газ (в данном случае в среднем на 7 %). При давлении более 4 МПа характеристики одновинтового насоса на обоих типах газожидкостной смеси практически совпадают. Для оценки влияния свободного газа на характеристики $Q_{ж} - p$ последние строят в относительном (безразмерном) виде (рис. 1.30) [1].

При содержании газа в смеси до 20 % недоподача жидкости практически соответствует объему газа на входе в винтовой насос. При $\beta_{вх} > 20$ % снижение подачи жидкости $Q_{ж}$ становится непропорциональным и более заметным. Например, при работе одновинтового насоса на смеси вода – газ (см. рис. 1.29) при $\beta_{вх} = 40$ % фактическое снижение подачи (по сравнению с характеристикой на воде) составляет 50 %, т.е. при неучете этого обстоятельства относительная погрешность расчета составляет $[(0,6-0,5)/0,5]100=20$ %, что может быть недопустимым при проектировании режима эксплуатации скважины. Для смеси вода – ПАВ – газ картина в целом аналогична, однако непропорциональное снижение подачи жидкости наблюдается уже при невысоком газосодержании (5 -7 %).

Экспериментально установлено, что полная полезная мощность винтового насоса максимальна при перекачке жидкости без газа [1]. С увеличением содержания газа в перекачиваемой смеси полезная мощность двухфазного нагнетания снижается.

Таким образом, можно заключить, что:

– одновинтовой насос способен без каких-либо специальных входных устройств (газовых якорей или диспергаторов) перекачивать газожидкостную смесь с объемным содержанием газа на входе до 80 %;

- наличие свободного газа в перекачиваемой среде снижает подачу винтового насоса по жидкости непропорционально объему газа, приведенному к условиям всасывания;
- введение в водовоздушную смесь ПАВ увеличивает расход утечек в рабочих органах винтового насоса и, как следствие, снижает объемный к.п.д. и подачу жидкости;
- полезная мощность одновинтового насоса достигает максимального значения при работе без газа.

1.3.8. Вязкость перекачиваемой жидкости

Сравнение характеристик одновинтовых насосов на воде и других жидкостях [1] показывает, что с увеличением плотности и вязкости перекачиваемой жидкости существенно возрастают как предельное давление винтового насоса, так и полезная мощность в экстремальном режиме.

Влияние плотности и вязкости перекачиваемой жидкости на характеристики одновинтовых насосов в некоторой степени подобно изменению числа шагов рабочих органов. С ростом плотности и вязкости при постоянстве межвиткового перепада давления объемные потери снижаются, что обуславливает увеличение нагрузочной способности винтового насоса. Вместе с тем в общем случае данная взаимосвязь более сложна и неоднозначна, поскольку увеличение плотности и вязкости приводит к росту гидравлических потерь, снижению индикаторного давления, изменению силовых факторов и механических потерь в рабочих органах одновинтовых насосов. Вязкость перекачиваемой жидкости может изменяться в значительно больших пределах, чем плотность. Рассмотрим влияние вязкости перекачиваемой жидкости на работу одновинтового насоса более подробно. При работе винтового насоса следует учитывать, что для жидкости определенной вязкости существует предельная скорость движения, выше которой силы внутреннего трения становятся преобладающими. В таком режиме работы насоса значительно снижаются подача и к.п.д. одновинтового насоса [4]. Большое значение имеет также первоначальный натяг между ротором и упругой обоймой статора. Таким образом, эксплуатация насосов

при перекачивании вязких жидкостей лимитируется скоростью движения жидкости в каналах рабочих органов и отношением δ_0/D . Ввиду сложности процессов теоретически сложно учесть все особенности рабочего процесса одновинтового насоса при перекачке вязкой жидкости, поэтому наряду с аналитическими исследованиями используют данные экспериментов. В частности, результаты такого эксперимента для насосов с рабочими органами, имеющими первоначальный натяг 0,14; 0,3; 0,45 мм; отношения δ_0/D , равные $1,75 \cdot 10^{-3}$; $3,75 \cdot 10^{-3}$; $5,6 \cdot 10^{-3}$ при перекачке жидкости вязкостью от 0,34 до 6,2 Па·с, приведены в работе [5]. При исследовании работы насоса с отношением $\delta_0/D = 5,6 \cdot 10^{-3}$ насос работает нормально до вязкости 0,63 Па·с. При большей вязкости резко возрастает температура рабочих органов. Работа насоса на жидкости большей вязкости становится возможной при применении рабочих органов с меньшим натягом.

В целом можно заключить, что для конкретного винтового насоса при откачке вязкой жидкости существует предельная подача, при превышении которой могут возникать кавитационный режим работы, недопустимо повышаться температура эластомера статора, резко снижаться ресурс работы насоса. При подборе одновинтовых насосов для подъема вязкой нефти одной из основных задач является определение оптимальной частоты вращения, потребляемой мощности и кавитационного запаса, исходя из заданных параметров, свойств перекачиваемой жидкости, допустимого минимального давления на входе, механических и объемных потерь. Необходимо знать также зависимости подачи насоса Q и потребляемой мощности $N_{\text{потр}}$ от перепада давления Δp , частоты вращения n , свойств перекачиваемой жидкости (вязкости μ) и давления на входе в насос $p_{\text{вх}}$. При давлении на входе в насос, обеспечивающем его бескавитационную работу, три характеристики из четырех (Δp , n , μ) при заданном рабочем объеме V и перекачивании несжимаемой жидкости полностью определяются зависимостями к.п.д. насоса:

$$Q = \eta_0 Q_1 = \eta_0 \frac{nV}{60}; \quad (3)$$

$$N_{\text{потр}} = \frac{N_{\text{полн}}}{\eta} = \frac{pQ}{\eta} = \frac{p\eta_0 \frac{V}{60}}{\eta} = \frac{npV}{60\eta_0}. \quad (4)$$

Частота вращения ротора насоса должна, с одной стороны, обеспечивать бескавитационную работу насоса, с другой, – быть достаточно высокой для обеспечения наилучших технико-экономических показателей работы насоса. Для определения максимально допустимой частоты вращения ротора одновинтового насоса при откачке вязкой жидкости может быть использована формула [4]

$$n = \frac{15\pi D_{\text{вс}}^3 \Delta p_{\text{в}}}{W V \mu}, \quad (4)$$

где $D_{\text{вс}}$ – диаметр всасывающего канала; $\Delta p_{\text{в}}$ – кавитационный запас; W – безразмерный коэффициент пропорциональности.

В одновинтовых насосах кавитационный запас обычно составляет не более 0,04 МПа, т.е. $(p_{\text{вх}} - p_t) > 0,04$ МПа (p_t – давление упругости паров). Зависимость безразмерного коэффициента W от вязкости перекачиваемой жидкости определяют экспериментально. В частности, данные для винтового насоса с $D_{\text{вс}} = 10,0$ см; $V = 523$ см³ и $p_{\text{вх}} = 0,04$ МПа приведены на рис. 1.32 [4]. Таким образом, имея зависимость $W = f(\mu)$ при заданных значениях $D_{\text{вс}}$, V , μ и $\Delta p_{\text{вх}}$, используя выражение (1.48), можно определить максимальную частоту вращения ротора винтового насоса, обеспечивающую его бескавитационную работу. Задав объемный к.п.д. насоса в зависимости от вязкости жидкости и режима его работы по формуле (1.46) определяют подачу насоса при различных значениях вязкости жидкости.

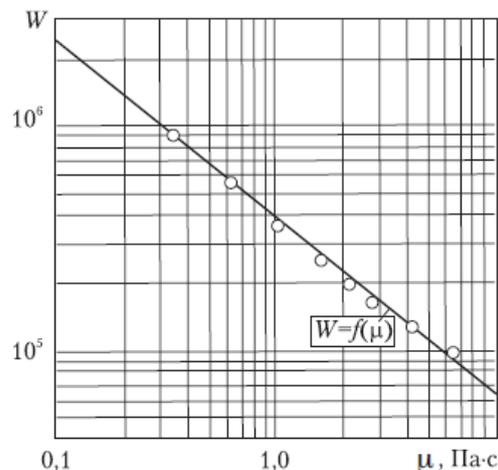


Рисунок 1.15. Зависимость безразмерного коэффициента W от вязкости перекачиваемой жидкости μ [4]

По результатам расчета строят зависимость подачи насоса от вязкости жидкости при перепаде давления, равном 0,5 и 1,0 МПа и максимальной частоте вращения, обеспечивающей бескавитационную работу насоса [4]. По этому графику определяют подачу и частоту вращения винтового насоса, а также потребляемую мощность насоса в зависимости от вязкости перекачиваемой жидкости.

2. Характерные неисправности винтовых насосов при эксплуатации добывающих скважин и методы повышения их износостойкости

Грамотно подобранный к условиям скважины винтовой насос обеспечивает длительную и эффективную эксплуатацию добывающей скважины. Однако если какие-либо параметры при эксплуатации скважины выходят за пределы технической характеристики винтового насоса, возникают эксплуатационные проблемы. Рассмотрим наиболее характерные эксплуатационные проблемы, связанные с винтовым насосом, их внешние признаки, причины возникновения и необходимые меры по устранению.

При эксплуатации вследствие ряда причин винтовой насос может подвергаться действию перепада давления, превышающего допустимый для рабочих органов данного насоса. Высокий перепад давления характеризуется появлением твердых, блестящих поверхностей с зазубренными краями вдоль линии уплотнения между эластомером и ротором. В крайних случаях, по всей длине насоса наблюдается обширный вынос больших участков резины.

2.1 Износ эластомера статора винтового насоса

Под действием повышенного перепада давления могут необратимо измениться свойства отдельных участков эластомера статора, возникнуть явление гистерезиса (рисунок 27).

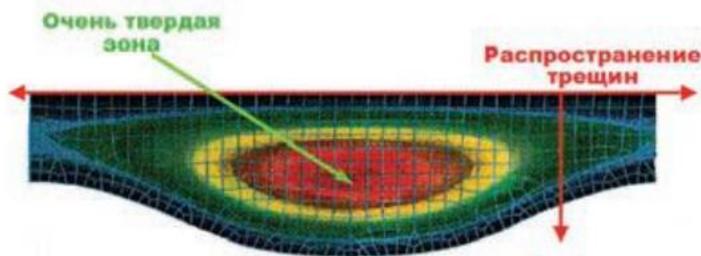


Рисунок 2.1 – Изменение свойств эластомера статора при гистерезисе [4]

Гистерезис характеризуется появлением трещин, которые возникают в зоне эластомера с максимальной толщиной и распространяются по поверхности эластомера и (или) корпуса статора. В зонах отсутствия эластомера поверхности представляют собой твердые, блестящие и зазубренные участки. Развитие трещин может вызвать отслоение эластомера вдоль линий уплотнения. В крайних случаях, если жидкость под высоким давлением попадает в зону между эластомером и корпусом статора, происходит обширное отслоение эластомера (рисунок 28)

Знакопеременные нагрузки приводят к нагреванию эластомера от внутреннего трения, при этом повсеместная (по всему объему эластомера) вулканизация ухудшает его механические свойства. Причиной усталостного разрушения эластомера может быть чрезмерная плотность посадки ротора в статоре (первоначальный натяг либо увеличение натяга под действием эксплуатационных факторов). Тугая посадка ротора в статоре приводит к высоким срезным усилиям. Высокое давление создает большие усилия, деформирующие эластомер. Если в процессе эксплуатации при взаимодействии с перекачиваемой средой эластомер разбухает, то это также чрезмерно увеличивает плотность посадки ротора в статоре.

Меры по недопущению этого осложнения заключаются в правильном выборе марки эластомера статора и первоначального натяга посадки ротора в статоре насоса. Проблему можно также устранить применением насоса с постоянной толщиной эластомера. Перепад давления на насосе, превышающий номинальное значение, установленное фирмой-производителем, может возникнуть из-за увеличения гидравлического

сопротивления после насоса вследствие ограничения по размерам насосно-компрессорных труб и трубопроводов, непредсказуемого закрытия клапанов или арматуры на выкидной линии, а также при применении винтового насоса с недостаточным номинальным напором. Во избежание применения винтового насоса с недостаточным номинальным напором давление насоса должно превышать рабочее давление на 30-40 %.

Кроме того, опасность разрушения эластомера статора зависит от частоты вращения ротора: чем выше частота вращения, тем значительнее воздействие силовых факторов на эластомер. Имеет значение и расход добываемой жидкости, поскольку от производительности скважины зависит теплоотдача. Для предотвращения указанных осложнений необходимо выбирать эластомер в соответствии со свойствами и составом скважинной жидкости и посадку ротора в статоре (первоначальный натяг) с учетом разбухания эластомера в перекачиваемой среде. Кроме того, проблему можно решить, применив насос большего объема и эксплуатируя его на низких частотах вращения ротора, а также применив насос с более высоким допустимым перепадом давления на рабочих органах.

Размывание эластомера под высоким давлением. Это явление характеризуется червеобразными порами и канавками (рисунок 29).

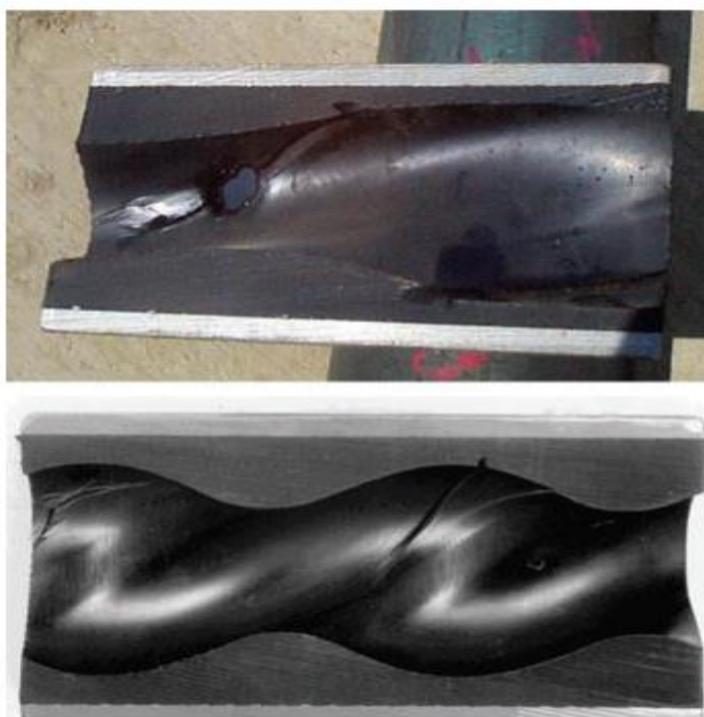


Рисунок 2.2 – Виды повреждения эластомера статора при размывании под действием высокого давления [3]

Его причина заключается в том, что содержащиеся в продукции скважины частицы механических примесей внедряются в эластомер, создавая между ним и твердым ротором каналы малого сечения, через которые под действием перепада давления между полостями нагнетания и всасывания с большой скоростью истекает жидкость. В результате размывающего действия этих струй происходит эрозионный износ эластомера и ротора. Меры по устранению этого явления заключаются в применении эластомера с более высокими характеристиками упругости и более твердого покрытия ротора.

Несовместимость эластомера статора и откачиваемой жидкости. Такая несовместимость может вызвать поглощение эластомером статора газа и жидкостей из откачиваемого флюида, следствием чего могут явиться 57 размягчение, разбухание эластомера (уменьшение плотности и увеличение объема), образование в материале эластомера статора пузырей. Это ухудшает механические характеристики эластомеров. Разбухание эластомера, кроме того, увеличивает плотность посадки ротора в статоре, вызывает необходимость повышения крутящего момента и мощности привода насоса, усиливает действие гистерезиса.

Взрывная декомпрессия. Из-за взрывной декомпрессии, являющейся следствием резкого снижения внешнего давления, на поверхности эластомера статора образуются пузыри (рисунок 2.3).



Рисунок 2.3 – Характер повреждения эластомера статора в результате взрывной декомпрессии [3]

Взрывная декомпрессия возникает, если материал эластомера подвергается действию высокого давления в течение времени, достаточного для проникновения молекул газа в материал эластомера. Последующее резкое уменьшение давления может вызвать развитие внутренних трещин и образование пузырей. Основной причиной неисправностей, связанных с взрывной декомпрессией, является воздействие на эластомеры CO₂. Резкое уменьшение давления, как правило, обусловлено слишком быстрым подъемом насоса на поверхность, резким выравниванием уровня жидкости между обсадными трубами и насосно-компрессорными в скважинах. Чем глубже скважина, тем больше проявляется перепад давления. Большинство повреждений статоров одновинтовых насосов происходит в области нагнетания насоса. Проникновение откачиваемой среды в материал статора представляет собой процесс диффузии, который регулируется температурой, перепадом давления и толщиной эластомера. Для предотвращения указанного осложнения необходимо выбирать эластомер в полном соответствии со свойствами скважинной жидкости и применять насосы с постоянной толщиной эластомера.

Превышение рабочей температуры насоса. Повреждения, обусловленные высокой температурой статора, проявляются в образовании твердых, хрупких поверхностей с обширными зонами трещин в эластомере статора. Причиной этого может быть продолжительная эксплуатация насоса без притока жидкости, которая вызывает обширную вулканизацию эластомера. Для предотвращения этого осложнения следует отслеживать положение динамического уровня жидкости в скважине, не допуская его снижения ниже заданного, использовать тандемные установки или винтовые насосы с удлиненными роторами.

Причиной перегрева статора может служить также добыча горячей продукции. Перегрев насоса может вызвать обширную вулканизацию эластомера, привести к ухудшению его механических характеристик и нарушить целостность соединения эластомера и корпуса статора (рисунок 31).



Рисунок 2.4 – Характер повреждения эластомера статора при превышении рабочей температуры [4]

2.2 Методы повышения износостойкости обкладки статора винтового насоса

Мерами по устранению этого осложнения являются выбор эластомера в соответствии с условиями скважины и использование насоса с эластомером постоянной толщины.

Обкладка статора является наиболее ответственным элементом одновинтовой гидромашины, во многом определяющим ее характеристики и срок службы в заданных условиях эксплуатации. В связи высокой стоимостью механической обработки внутренних винтовых циклоидальных поверхностей в отверстиях длинномерных втулок при изготовлении статора практическое применение получили технологии заливки профилированного эластомерного слоя с использованием формообразующих инструментов в виде формующих стержней. В зазор между формующим профилированным элементом (сердечником) и внутренней цилиндрической поверхностью обоймы заливается (экструдировается) под давлением эластомер, при этом выбор натяга в паре осуществляется за счет обработки ротора после измерения фактических размеров профиля статора. Выбор резины в качестве конструкционного материала обкладки статора определяется следующими соображениями: - необходимостью обеспечения достаточной износостойкости при работе в абразивной среде; - необходимостью компенсации неизбежных погрешностей

изготовления ротора (по профилю зубьев, диаметральному размеру и прямолинейности оси) и создания герметичности рабочих органов за счет диаметрального натяга в паре; - требованиями технологичности выполнения внутренних поверхностей зубьев статора.

Обкладка статора работает в весьма сложных условиях (контактные напряжения при наличии необходимого натяга – до 5 МПа; скорость скольжения – до 5 м/с; частота нагружения – до 30 Гц; гидростатическое давление – до 30 МПа), воспринимая циклически изменяющиеся нагрузки от действия крутящего и перекачивающего моментов, сил трения и центробежных сил от планетарно движущихся масс. Вследствие этого к резиновой обкладке предъявляются высокие требования прочности, абразивной износостойкости и усталостной выносливости. Эластомер для одновинтовых гидромашин выбирается по следующим критериям: упругие свойства, обеспечивающие заданные характеристики насоса или двигателя ($Q - P$; $n - M$); химическая совместимость с перекачиваемой средой в заданном диапазоне температур (набухаемость/вымываемость), что характеризует тенденцию и/или величину изменения геометрии профиля, а также прочностные свойства; максимально допустимая рабочая температура, определяющая эксплуатационную надежность обкладки статора; коэффициент теплового расширения эластомера, характеризующий изменение геометрии профиля; сопротивление экструзии (деформационному выдавливанию эластомера в зазор) при заданных перепаде давления и температуре – способность сохранять герметичность рабочих органов; остаточная деформация сжатия, в том числе при заданных перепаде давления и температуре, которая характеризует способность сохранять герметичность после длительного перерыва в работе или хранения на складе, а также пусковые свойства гидромашин; динамическая выносливость в условиях многократных циклических нагружений, зависящая от гистерезисных характеристик эластомера; износостойкость в гидроабразивной среде, характеризующая способность сохранять геометрию профиля при перекачке жидких сред с твердыми механическими включениями; коэффициенты трения

(статический и динамический) и работоспособность в условиях сухого трения; сопротивление «взрывной» декомпрессии («кессонная» стойкость) – способность выдерживать неоднократные снижения внешнего давления газонасыщенной среды; динамика старения (изменение физико-механических свойств во времени в заданных условиях эксплуатации); коэффициенты усадки эластомера и стабильность усадки в условиях адгезионного (клеевого) крепления эластичной обкладки к поверхности корпуса статора; технологичность при подготовке и заливке эластомера в пресс-форму статора.

При выборе эластомера для обкладок статоров одновинтовых гидромашин их физико-механические свойства такие как твердость, относительное удлинение при разрыве и даже прочность при разрыве должны рассматриваться в большинстве случаев как справочные данные конкретных эластомерных композиций (прежде всего для целей контроля качества процесса вулканизации). Это обусловлено тем, что механическое контактное взаимодействие между эластичной обкладкой статора и твердой поверхностью ротора (рис. 17) происходит в форме сжатия материалов и сдвигающих усилий (скольжение под нагрузкой), зависящих от глубины деформации и коэффициента трения, что приводит к появлению гистерезисных зон, где происходит внутреннее тепловыделение и, как следствие, возникает вероятность термической деструкции полимерной основы эластомера.

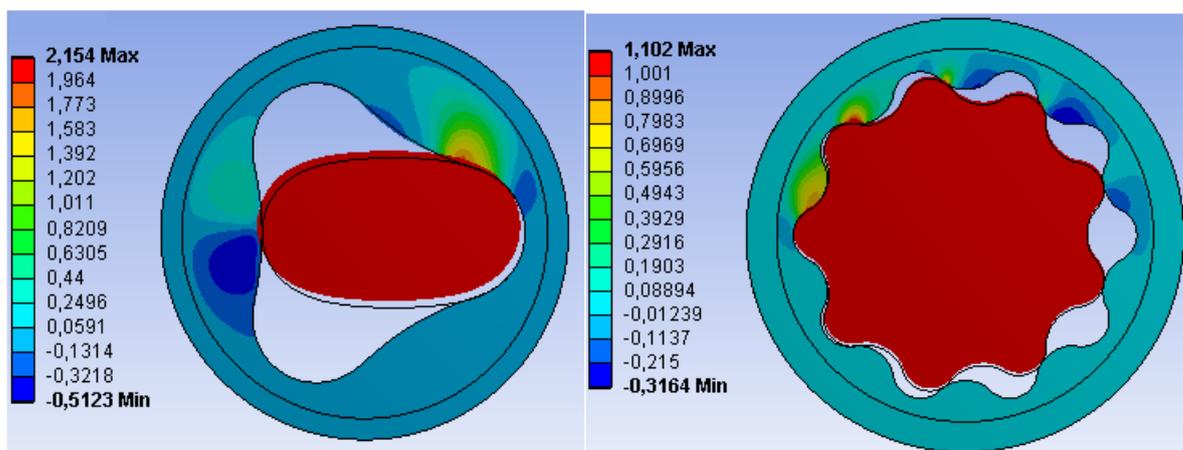


Рисунок 2.5 - Изолинии перемещения точек ротора и статора в характерных сечениях рабочих органов с различным кинематическим отношением (2:3 и 9:10) [8]

Гистерезисное тепловыделение происходит из-за повторяющихся деформаций профиля статора и изменений давления в камерах рабочих органов. Поскольку эластомеры – вязкоупругие материалы, часть энергии деформации преобразуется в тепловую энергию. Тепловыделение увеличивается с ростом частоты вращения, перепада давления и натяга в паре. Если температура внутри эластомера превысит температурный предел, то результатом этого будет: во-первых, снижение физических свойств эластомера, а, во-вторых, расширение эластомера, и, как следствие, увеличение натяга в паре, что приводит к росту потребляемой мощности и снижению КПД. Необходимо считаться с неудовлетворительной теплопроводностью эластомеров и высоким коэффициентом теплового (температурного) расширения. В зависимости от рецептур эластомеров их коэффициенты теплопроводности и теплового расширения соответственно составляют $= 0,035–0,080 \text{ Вт / (м·град)}$; $= 7–22 \cdot 10^{-5} \text{ град}^{-1}$. Для стали $= 9,5–12,0 \cdot 10^{-6} \text{ град}^{-1}$, поэтому при работе насоса и нагреве эластомера в клеевом слое возникают значительные напряжения, которые способны разрушить адгезионную связь между эластомером и металлом остова статора. Работоспособность эластомеров зависит от сочетания напряженно-деформированного состояния обкладки и агрессивных свойств перекачиваемой жидкости. Вследствие того, что одновинтовые гидромашины применяются практически во всех отраслях промышленности, в качестве обкладки статора используется весьма широкий ассортимент эластомеров, в большинстве случаев синтетических резин. В российской практике производства статоров одновинтовых гидромашин для нефтяной промышленности используются резиновые смеси на базе синтетических бутадиен-нитрильных каучуков (СКН-40, СКН-26 и др.), обладающие хорошими физико-механическими свойствами и маслобензостойкостью.

Отечественные фирмы-производители обойм винтовых насосов используют следующие марки эластомеров: 2Д-405 (Ливгидромаш, Технооснастка – РТД); ИРП-1226 (Буровая техника – ВНИИБТ, Технооснастка – РТД); МБМ (Завод им. Гаджиева); РС-26ч-5 (РЕАМ – РТИ). Их физико-механические свойства (по ГОСТ 269-66 и 270-75) представлены в табл. 5.1. Используемые в течение многих десятилетий резины марок 2Д-405 (насосы типа ЭВН), ИРП-1226 (винтовые забойные двигатели) и их производные не могут удовлетворять разнообразным условиям применения при перекачке углеводородов с различными физико-химическими свойствами. Это снижает эффективность использования насосов и ограничивает возможности конструкторов.

Западные компании придают выбору эластомеров первостепенное значение, образно называя эластомер статора «сердцем» насоса. Так, например, фирмы РСМ/Kudu и Netzsch предлагают заказчику широкую гамму эластомеров, каждый из которых специально предназначен для эксплуатации насоса в определенных условиях (фрикционный износ, воздействие H_2S сероводорода, углекислого газа, ароматических веществ, обводненность). Термостойкость резин находится в пределах $80\text{--}180^\circ\text{C}$ (табл. 5.2, 5.3). Перспективным направлением совершенствования одновинтовых гидромашин является переход на конструкцию статора с равномерной толщиной эластичной обкладки, а также использование композитных материалов и пластмасс.

2.3 Износ ротора винтового насоса

Износ ротора, характеризуется горизонтальными линиями износа на наружной поверхности ротора и является результатом нормальной работы насоса (рисунок 32).

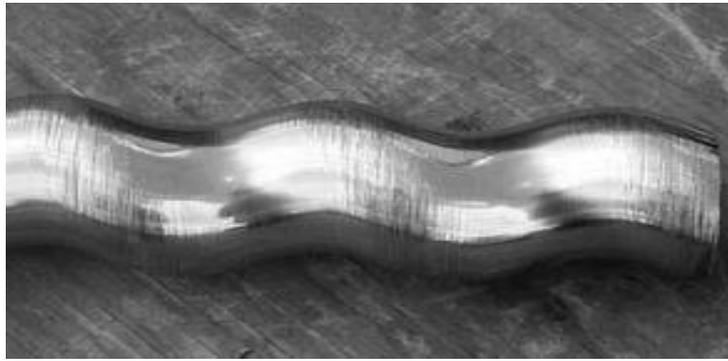


Рисунок 2.6 – Износ поверхности ротора одновинтового насоса [4]

Ротор может изнашиваться до основного металла по внешней поверхности (рисунок 33).



Рисунок 2.7 – Износ поверхности ротора одновинтового насоса до основного металла [4]

Одна из причин заключается в тугей посадке ротора в статоре. Ускорение износа может быть вызвано количеством и качеством абразивных частиц, частотой вращения ротора и перепадом давления. Меры по устранению – спуск насоса с более высоким допустимым напором, использование альтернативных покрытий для ротора, в частности, применение борирования. Другой причиной может быть несовместимость материала покрытия ротора и добываемой жидкости, в частности, после солянокислотной обработки призабойной зоны пласта. Типичное хромовое покрытие ротора не обладает необходимой стойкостью к действию кислот, применяемых при обработках. Вследствие коррозионного воздействия жидкостей удаляется хромированное покрытие, возникает точечная коррозия. Потеря хромированного покрытия ускоряет износ основного металла, точечная коррозия приводит к появлению зон концентрации напряжений, которые могут инициировать усталостные трещины.

Следствием коррозии ротора может стать высокий момент трения. Кроме того, необходимо иметь в виду, что H_2S и CO_2 в сочетании с водой образуют слабые кислоты, которые действуют на хромированное покрытие. Меры по устранению осложнений – применение стойких защитных покрытий ротора (например, бор) или выполнение ротора целиком из нержавеющей стали. В любом случае перед спуском насоса необходимо осуществить промывку скважин, обработанных кислотами, до получения нейтральной среды в стволе.

Термические трещины на поверхности ротора (рисунок), возникают в результате действия высокой температуры в хромированном покрытии ротора появляются тонкие трещины вследствие дифференциального теплового расширения между хромированным покрытием и основным металлом ротора.

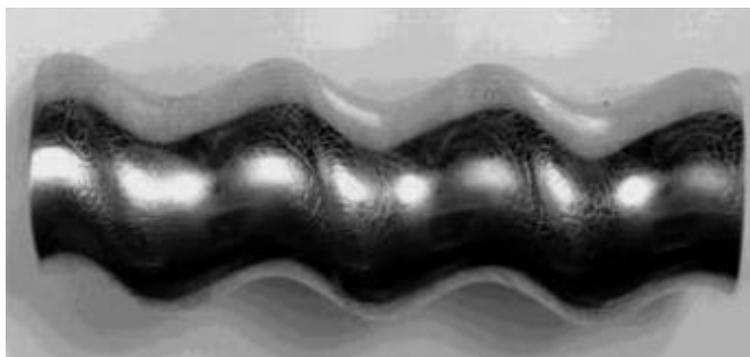


Рисунок 2.8 – Термические трещины на поверхности ротора [1]

Большинство эксплуатационных проблем, с которыми сталкиваются при использовании установок винтовых насосов, обусловлены несоответствием характеристик насосной установки условиям применения. Как правило, этих проблем можно избежать или минимизировать их проявление, если:

- данные, используемые для определения параметров установки винтового насоса, являются характерными для состояния скважины;
- типоразмер насосной установки был выбран в соответствии с рекомендуемыми параметрами, полученными из графиков и (или) данных, предоставленных фирменной программой расчета;
- номинальный напор выбранной модели насоса превышает ожидаемый эксплуатационный напор на 25–30 %;

- данные о флюиде достоверны и позволяют выбрать соответствующий эластомер;
- профиль ствола скважины не имеет сверхнормативных отклонений по геометрии (темпу набора кривизны);
- ротор винтового насоса размещен по отношению к статору в соответствии с рекомендациями поставщиков винтовых насосов;
- эксплуатация скважины не осложнена асфальтосмолопарафиновыми или отложениями солей;
- на месторождении не применяются химические методы обработки призабойных зон скважин и повышения нефтеотдачи с использованием реагентов, не совместимых с материалом эластомера статора насоса, а также разрушающих покрытие ротора;
- скорость осаждения выносимого из пласта песка в насоснокомпрессорных трубах не менее чем в 2 раза ниже скорости восходящего потока продукции;
- режим работы насосной установки соответствует притоку продукции из пласта и не приводит к периодическому снижению динамического уровня до приема насоса и срыву подачи.

3. Модернизация погружного винтового насоса путем замены привода

3.1 Установка штангового винтового насоса

Винтовые штанговые насосные установки (ВШНУ) для отбора пластовых жидкостей из глубоких нефтяных скважин появились на нефтепромысловом рынке в начале 80-х годов в США и во Франции. Эффективная работа первых ВШНУ при эксплуатации низко- и среднедебитных скважин с высоковязкой нефтью стимулировала НИОКР ведущих машиностроительных фирм по совершенствованию конструкций установок и скважинных насосов, а также созданию большого количества их типоразмеров с диапазоном подач от 0,5 до 1000 м³/сут. и давлением до 30 МПа.

Технико-экономические предпосылки широкого применения ВШНУ связаны с изменением условий эксплуатации скважин и преимуществами ВШНУ по сравнению с другими механизированными способами добычи нефти.

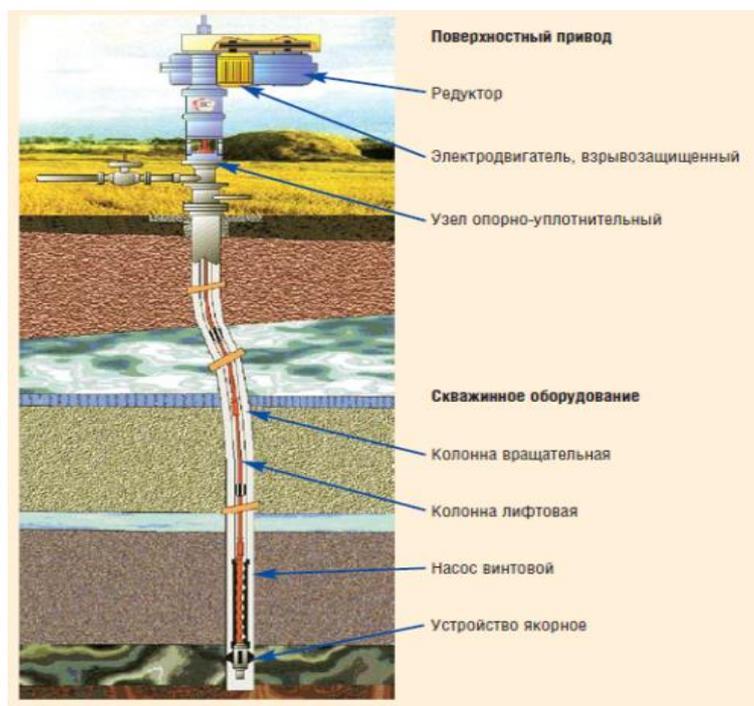


Рисунок 3.1 - Общий вид ВШНУ [12]

По сравнению со станками-качалками:

- простота конструкции и минимальные массогабаритные показатели привода;
- отсутствие необходимости возведения фундаментов;
- простота монтажа и обслуживания;
- снижение затрат на транспортные расходы;
- широкий диапазон физико-химических свойств откачиваемых пластовых жидкостей (возможность откачки жидкостей высокой вязкости и повышенного газосодержания);
- отсутствие возвратно-поступательного движения РО, что обеспечивает уравновешенность привода, постоянство нагрузок, действующих на штанги,

равномерность потока жидкости, снижение энергозатрат и номинальной мощности приводного двигателя, минимальное эмульгирующее воздействие на скважинный флюид.

По сравнению с винтовыми насосными установками с погружным электроприводом (УЭВН):

- простота конструкции насоса (отсутствуют шарнирные соединения, пусковые муфты, радиальные и осевые подшипники);
- наземное расположение приводного двигателя (отпадает необходимость в кабеле, гидрозащите электродвигателя, а также упрощается контроль за состоянием двигателя и его обслуживание);
- возможность эксплуатации низкодебитных скважин, так как нет необходимости в отводе тепла от погружного агрегата.

Область применения ВШНУ - эксплуатация скважин с низким и средним дебитом и напором до 1000-1500 м, в т.ч. с пластовыми жидкостями высокой вязкости, повышенного содержания газа и механических примесей.

Наземное оборудование ВШНУ, устанавливаемое на трубной головке скважины и предназначенное для преобразования энергии приводного двигателя в механическую энергию вращающейся колонны штанг, состоит из

- тройника для отвода пластовой жидкости;
- приводной головки;
- рамы для крепления приводного двигателя;
- трансмиссии (силовой передачи);
- приводного двигателя с устройством управления;
- устройства для зажима (подвески) полированного штока.

Скважинное оборудование ВШНУ состоит из двух частей:

- неподвижной колонны НКТ, в компоновке низа которой устанавливается статор насоса, упорный палец, динамический противоотворотный якорь, газовый сепаратор, фильтр;
- вращающейся в центраторах колонны штанг, нижний конец которой соединен с ротором насоса.

При работе установки поднимаемая пластовая жидкость движется в кольцевом зазоре между колоннами НКТ и штанг и далее через боковой отвод тройника поступает в промысловый коллектор.

В ВШНУ наибольшее распространение получили НКТ и насосные штанги диаметром соответственно 73 и 22 мм. Диаметр полированного штока 31 мм.

Штанговые ОВН могут быть выполнены в трубном (см. рис. 7) и вставном исполнении.

Наиболее эффективна схема вставного насоса, позволяющая производить замену РО насоса (при их износе или в случае перехода на новый режим откачки) без подъема колонны НКТ.

В России приводы ВШНУ выпускают Ижевский и Дмитровский машзаводы, Уфимский нефтяной институт и др. предприятия. Производство скважинного оборудования (центраторы, якоря) налажено в ЗАО «Канаросс» (г. Пермь).

Наряду с типовой схемой ВШНУ известны и оригинальные компоновки, основанные на использовании полых штанг или труб, в которых поток пластовой жидкости поднимается по их внутреннему каналу, что предотвращает отложение парафина и снижает потери на трение за счет создания водяного кольца на стенках полых штанг.

Подобные схемы могут быть выполнены в двух вариантах: с вращающимся статором и заякоренным ротором, предложенным в РГУ нефти и газа (А.с. 1657743), и с вращающимся полым ротором. Последняя схема

реализована в установке ОАО «Завод им. Гаджиева», в которой статор закрепляется в колонне обсадных труб, а полый ротор спускается на конце колонны НКТ диаметром 60 мм, вращающейся в центраторах. В данной схеме отпадает необходимость в насосных штангах. Пластовая жидкость поднимается по внутреннему каналу НКТ (как в схеме с вращающейся обоймой) и отводится через вертлюг в промышленный трубопровод. Для осуществления циркуляции жидкости вход в насос располагается в верхнем сечении РО, далее двигаясь вниз через рабочие камеры насоса и дойдя до нижнего сечения, жидкость изменяет направление своего движения и попадает в расточку ротора, сообщающую с внутренней полостью колонны НКТ.

Широкое распространение ВШНУ получили за рубежом. Ими оборудовано свыше 2500 скважин. В качестве РО штанговых винтовых насосов зарубежных фирм (Baker Hughes, Netzsch, PCM, Robbins&Myers, Schoeller-Bleckmann, Weatherford и др.) преимущественно используются традиционные винтовые пары Муано с кинематическим отношением 1:2. Исключение составляют отдельные образцы насосов фирм Netzsch, Robbins&Myers и Baker Hughes, выполненные по схеме с кинематическим отношением 2:3.

При создании отечественных штанговых винтовых насосов на основе многолетнего опыта конструирования, производства и эксплуатации винтовых забойных двигателей (ВЗД) в целом взят курс на использование схемы многозаходного насоса, имеющей существенные конструктивные и эксплуатационные преимущества по сравнению с традиционной схемой (см. выше).

В настоящее время НПО «Буровая техника» - ВНИИБТ и РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработан параметрический ряд многозаходных насосов серии МВН с кинематическими отношениями от 2:3 до 5:6, охватывающий диапазон подач от 1 до 100 м³/сут. Давление - до 15 МПа. Изготавливаются и ведется промышленная эксплуатация трех типоразмеров

насоса с подачами 10, 20 и 30 м³/сут. при номинальной частоте вращения 200 об./мин. Разработкой размерного ряда штанговых насосов с кинематическим отношением РО 1:2 и 3:4 занимается ОАО «Ливгидромаш».

Кроме того, ВШНУ могут быть использованы в системах поддержания пластового давления для закачки воды в пласт, а также в технологиях добычи природного газа с отделением пластовой воды и нагнетанием ее в ниже расположенные проницаемые горизонты, освоенных зарубежными компаниями, в частности, Kudu.

3.2 Работа УВНП на малодобитном фонде

Поверхностный привод УВНП обеспечивает низкие частоты вращения выходного вала, низкий крутящий момент на валу электродвигателя и высокий на выходном валу привода, малую тяговую нагрузку на клиноременную передачу, большое количество ступеней клиноременной передачи при минимальном количестве шкивов. Для этого привода характерны малый вес, малые габаритные размеры и высокий КПД (см. «Внешний вид поверхностного привода УВНП»).



Рисунок 3.2 - Внешний вид поверхностного привода УВНП серийного образца [12]

Винтовой насос марки УВНП серийного образца включает в себя только обойму и винт (см. «Внешний вид погружного винтового насоса серийного образца»). Этот тип насосов сохраняет свою работоспособность при низких частотах вращения винта, обладает широким диапазоном регулирования подачи.

УВНП обеспечивают максимальный дебит скважин за счет откачки жидкости при минимальной глубине погружения под динамический уровень. При их использовании появляется возможность перевода скважин с периодического режима работы на постоянный, а также возможность создания депрессии на пласт за счет самовсасывающей способности винтового насоса и постоянства динамического уровня.

При применении УВНП можно снизить потребление электроэнергии, оперативно и с минимальной трудоемкостью регулировать подачу установки. УВНП легко сочетается с интеллектуальной системой управления работой скважин. Для этих установок характерна низкая (10-280 об/мин) рабочая частота вращения штанговой колонны, малые потери мощности на вращение штанг в жидкости за счет низкой частоты вращения. Установки работоспособны при откачке высоковязкой пластовой жидкости с высоким газовым фактором и значительным содержанием мехпримесей.

3.3 Замена привода установки штангового винтового насоса на синхронный двигатель с постоянными магнитами (СДПМ)

В последние два десятилетия наметилась устойчивая тенденция замены нерегулируемого электропривода (ЭП) переменного тока на частотно-регулируемый синхронный электропривод в нефтегазовой отрасли. На производстве электрические приводы потребляют значительное количество электроэнергии, поэтому как никогда актуальным является управление и адаптация их к меняющимся условиям нагрузок и регулирование скорости в соответствии с технологическими требованиями, что позволяет в реальных условиях сокращать энергопотребление на 10-70% по сравнению с применением нерегулируемого электропривода. В последние годы

наблюдается увеличение процентного соотношения частотного электропривода с синхронным двигателем с постоянными магнитами (СДПМ) по сравнению с остальными электроприводами переменного тока, имеющими ПЧ в своем составе.

Синхронные двигатели с возбуждением от постоянных магнитов, обладающие преимуществами в отношении массогабаритных показателей и потребления энергии, все чаще находят применение в нефтегазовой отрасли.

У синхронного двигателя вращающий момент пропорционален действующему напряжению сети. Поэтому синхронный двигатель, даже при снижении напряжения в сети, сохраняет нагрузочную способность больше, чем асинхронный. Это говорит о большей надежности такого типа двигателей. Массогабаритные показатели СДПМ меньше конкурентов. Ротор имеет низкий момент инерции.

Указанные преимущества позволяют применять СДПМ в тех областях техники, где традиционно применялись только машины постоянного тока или специальные асинхронные двигатели.

Главное отличие между синхронным двигателем с постоянными магнитами (СДПМ) и асинхронным электродвигателем заключается в роторе. Проведенные исследования показывают, что СДПМ имеет КПД примерно на 2% больше, чем высоко эффективный (IE3) асинхронный электродвигатель, при условии, что статор имеет одинаковую конструкцию, а для управления используется один и тот же частотный преобразователь. При этом синхронные электродвигатели с постоянными магнитами по сравнению с другими электродвигателями обладают лучшими показателями: мощность/объем, момент/инерция и др.

Основная причина расширения применения СДПМ — их существенные преимущества по сравнению с трехфазными асинхронными двигателями. В пределах примерно 80% рабочего диапазона КПД СДПМ

больше на 1-2%, а удельная мощность — на 30-35%, вследствие чего при равной мощности габариты и масса СДПМ примерно на 25% меньше.

Таблица 3.1 - Основные технические данные и характеристики двигателя СДПМ-СК-1053

Номинальный режим работы по ГОСТ ИЕС 60034-1-2014	S1
Степень защиты по ГОСТ ИЕС 60034-5-2011	IP 55
Способ охлаждения по ГОСТ Р МЭК 60034-6-2012	IC 410
Мощность номинальная, кВт	22
Напряжение статора номинальное, В	380
Ток статора номинальный, А	38,6
Частота питающей сети номинальная, Гц	97,5
Частота вращения номинальная, об/мин	195
Диапазон регулирования частоты вращения, об/мин	0...200
Номинальный крутящий момент, Н·м	1053
Максимальный крутящий момент, Н·м	1581
К.П.Д., %	91,0
Коэффициент мощности	0,9
Число полюсов	60
Схема соединения обмотки статора	Y
Максимальное число цикла работы	5
Класс изоляции по ГОСТ 8865 – 93	H
Допустимое значение вибрации, мм/с	2,3
Максимально допустимый уровень звуковой мощности по ГОСТ ИЕС 60034-9-2014, дБ А	86
Направление вращения	реверсивный
Масса, кг	570

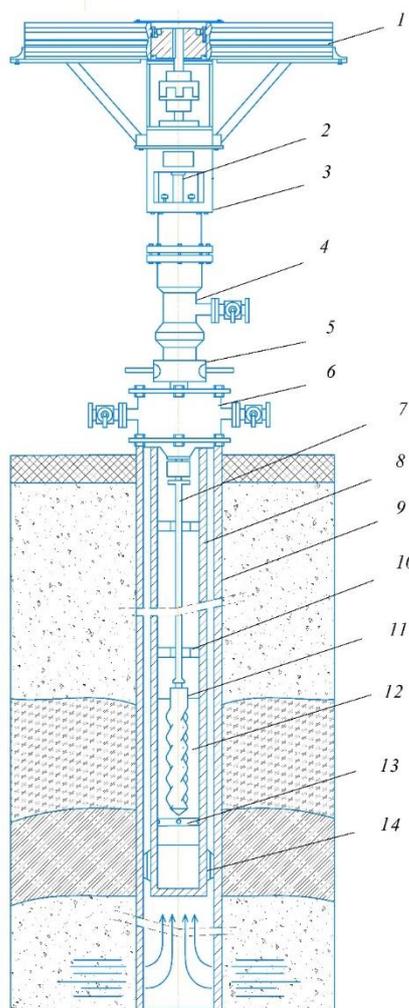


Рисунок 3.3 – Схема установки штангового винтового насоса с изменённым приводом: 1 – двигатель СДПМ; 2 – полированный шток; 3 – приводная головка; 4 – тройник; 5 – превентор; 6 – трубная головка; 7 – штанги; 8 – насосно-компрессорные трубы; 9 – обсадные трубы; 10 – центратор; 11 – ротор (винт); 12 – статор (обойма); 13 – нижний переводник статора с упорным пальцем; 14 – динамический противоотворотный якорь (анкер).

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Целью выполнения данного раздела является определение успешности и эффективности научно–исследовательской работы. Оценка является комплексной и произведена в разрезе экономической эффективности, социальной значимости и других аспектов, т.к. исследование погружного винтового насоса для добычи нефти требует привлечения финансовых затрат и других ресурсов, которые должны быть экономически оправданы и целесообразны. Достижение цели обеспечивается решением задач: – оценка перспективности проведения научных исследований; – определение возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения; – планирование научно-исследовательской работы; – определение эффективности исследования.

4.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Мировые запасы высоковязких нефтей и природных битумов огромны и по оценкам ряда специалистов превышают запасы легких нефтей. Одним из технических средств, решающих проблему добычи высоковязкой нефти при сравнительно небольших энергозатратах на подъем единицы ее объема, является винтовой насос.

В целом в мировой нефтедобывающей отрасли, по данным компании Weatherford, объем применения винтовых насосных установок составляет около 6-7 %. В Татарстане небольшие нефтяные компании достаточно широко использовали данный вид оборудования.

Признанным лидером российской добычи высоковязкой нефти является компания «Татнефть», в которой принята программа внедрения новых технологий добычи и переработки высоковязкой нефти. А также НК "Роснефть" в 2020 году нарастила долю добычи трудноизвлекаемых запасов с 9,7% до 10,2%. ПАО «ЛУКОЙЛ» в 2018 году на 25% увеличил

добычу высоковязкой нефти на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

4.2 Исследование сильных и слабых сторон проекта

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта SWOT-анализ применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться. Эти дополнительные сведения затем используются для того, чтобы сделать осознанный выбор относительно областей широкого спектра действия, который учитывает конкурентное и коммерческое преимущества проекта и увеличивает вероятность достижения его целей и задач. SWOT-анализ проводится в несколько этапов. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Таблица 4.1 - Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта:	Слабые стороны научно-исследовательского проекта:
	С1. Возможность откачки высоковязкой нефти, высокогазированной нефти и с содержанием механических примесей; С2. Малое перемешивание	Сл1. Частая поломка обоймы; Сл2. Нерегулируемость рабочего объема; Сл3.Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости;

	перекачиваемой жидкости; С3. Простота конструкции; С4. Малые гидравлические потери; С5. Повышенная надежность	
Возможности: В1. Применение в искривленных скважинах; В2. Сотрудничество с предприятием- изготовителем СВН; В3. Снижение металлоемкости поверхностного привода; В4. Ускорение монтажа; В5. Сокращение затрат на капитальное строительство и обустройство месторождений с малодебитными скважинами.		
Угрозы: У1. Возможность появления новых конкурентов; У2. Снижение бюджета на исследование модернизаций;		

После того как сформулированы четыре области SWOT переходим к реализации второго этапа. Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны

помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. Интерактивная матрица проекта представлена в табл. 4, табл. 5, табл. 6, табл. 7

Таблица 4.2 - Интерактивная матрица возможностей и сильных сторон проекта

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и сильные стороны проекта: B1C1C2C3C4C5, B3C3, B4C5.

Таблица 4.3 - Интерактивная матрица возможностей и слабых сторон проекта

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

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие возможности и слабые стороны проекта: B1Сл1Сл2Сл3, B4Сл1Сл3.

Таблица 4.5 - Интерактивная матрица угроз и сильных сторон проекта

Сильные стороны проекта						
Угрозы		C1	C2	C3	C4	C5

проекта	У1	-	-	-	-	+
	У2	+	0	-	-	-

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1С5, У2С1.

Таблица 4.6 - Интерактивная матрица угроз и слабых сторон проекта

Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	-	+	-
	У2	0	+	0

При анализе данной интерактивной таблицы можно выделить следующие сильно коррелирующие угрозы и сильные стороны проекта: У1Сл2, У2Сл2.

В рамках третьего этапа составляем итоговую матрицу SWOT-анализа.

Таблица 4.8 - Итоговую матрицу SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Возможность откачки высоковязкой нефти, высокогазированной нефти и с содержанием механических примесей;</p> <p>С2. Малое перемешивание перекачиваемой жидкости;</p> <p>С3. Простота конструкции;</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Частая поломка обоймы;</p> <p>Сл2. Нерегулируемость рабочего объема;</p> <p>Сл3.Отсутствие возможности пускать вхолостую без перекачиваемой жидкости;</p>
--	--	---

	С4.Малые гидравлические потери; С5.Повышенная надежность	
Возможности: В1. Применение в искривленных скважинах; В2. Сотрудничество с предприятием-изготовителем СВН; В3. Снижение металлоемкости поверхностного привода; В4. Ускорение монтажа; В5. Сокращение затрат на капитальное строительство и обустройство месторождений малodeбитными скважинами.	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности»: В1С1С2С3С4С5 – все перечисленные сильные стороны проекта применимы в искривленных скважинах; В3С3 – простота конструкции приводит к снижению металлоемкости поверхностного привода; В4С5 – ускоренный монтаж поврежденных деталей приводит к высокой надежности работы;	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности»: В1Сл1Сл2Сл2Сл3Сл4 – возможно появление слабых сторон в искривленных скважинах; В4Сл1Сл3 – в случае поломки обоймы производительность насоса не сильно уменьшится, так же как и износ деталей в случае запуска вхолостую.
Угрозы: У1. Возможность появления новых конкурентов; У2. Снижение бюджета на исследование модернизаций;	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы»: У1С5 – возможно развитие конкурентных	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы»: У1Сл2 – возможно развитие конкурентных исследований

	разработок с более надежными рабочими органами; У2С1 – существует вероятность снижения бюджета на исследование модернизаций на возможность откачки высоковязкой нефти;	вследствие осуществления регулируемости рабочего объема; У2Сл2 – возможно снижение бюджета на данное исследование вследствие нерегулируемости рабочего объема;
--	--	--

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке: – определение структуры работ в рамках научного исследования; – определение участников каждой работы; – установление продолжительности работ; – построение графика проведения научных исследований. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в табл. 4.9.

Таблица 4.9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей.

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель

	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель проекта
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель проекта
	5	Поиск необходимых параметров для скважины	Исполнитель проекта
	6	Подбор скважинного винтового насоса для этой же скважины	Исполнитель проекта
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель проекта
Оформления отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель проекта

4.4 Определение трудоемкости выполнения работ

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

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

$$t_{ожі} = (3t_{mini} + 2t_{maxi}) / 5,$$

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

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

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

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

$$T_{pi} = t_{ожi} / Ч_i, (x)$$

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

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

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

4.5 Разработка графика проведения научного исследования

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

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

$$T_{ki} = T_{pi} * k_{кал}, (x)$$

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

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

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

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

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

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

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

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

$$k_{\text{кал}} = 365 / (365 - 104 - 14) = 1,48$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} округляем до целого числа. Все рассчитанные значения сведены в табл. 4.10.

Таблица 4.10 – Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнитель	Длительность работ в рабочих днях, T_{pi}	Длительность работ в календарных днях, T_{ki}
	t_{min} , чел-дни	t_{max} , чел-дни	$t_{\text{ож}}$, чел-дни			
Составление и утверждение технического задания	1	3	2	Руков.	1	2
Выбор направления исследования	6	9	7	Руков.	5	7
Подбор и изучение литературы по теме	7	14	10	Исп. проекта	10	15

Календарное планирование работ по теме	2	4	3	Руков., исп. проекта	2	3
Поиск необходимых параметров для скважины	12	16	13	Исп. проекта	10	15
Подбор скважинного винтового насоса для этой же скважины	10	21	15	Исп. проекта	13	21
Оценка результатов исследования	3	9	6	Руков., исп. проекта	6	9

На основе таблицы 4.10 строим план график

Таблица 4.11 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	Тк, кал. дни	Продолжительность выполнения работ												
				Фев.		Март			Май			Июнь				
				2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3		
1	Составление ТЗ	Руков.	2	■												
2	Выбор направления	Руков.	7	■	■											
3	Изучение литературы	Исп. проекта	15			□										
4	Планирование работ	Руков. исп. проек	3				□									
5	Поиск параметров	Исп. проек.	15					□								
6	Подбор насоса	Исп. проек.	21								□					
7	Оценка результатов	Руков. исп. проек.	9									□				
8	Пояснительная записка	Руков. исп. проек.	8										□			

4.6 Бюджет научно-технического исследования

Основная заработная плата исполнителей темы

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

Расчет основной заработной платы сведен в табл. 4.12.

Таблица 4.12 – Расчет основной заработной платы

№ п/п	Наименование этапов	Исполнитель и по категориям	Трудоемкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу(окладам), тыс. руб.
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	0,93	0,93
2	Выбор направления исследования	Руководитель	5	0,93	4,65
3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель проета	10	0,23	2,3
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Исполнитель проета	2	1,16	2,32
5	Поиск необходимых параметров для построения модели и проведения процесса симуляции	Исполнитель проета	10	0,23	2,3
6	Построение модели сильфона карданного компенсатора и проведение	Исполнитель проета	13	0,23	2,99

	исследования				
7	Оценка результатов исследования	Руководитель, Исполнитель проекта	6	1,16	6,96
8	Составление пояснительной записки	Руководитель, Исполнитель проекта	5	1,16	5,8
Итого					28,31

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

$$Z_{\text{зп}} = Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}},$$

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

$Z_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата (12-15 % от $Z_{\text{осн}}$).

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

$$Z_{\text{осн}} = T_p \cdot Z_{\text{дн}},$$

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

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

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

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = (Z_m \cdot M) / F_{\text{д}},$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

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

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

Таблица 13 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель проета
Календарное число дней	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:

$$Z_m = Z_{tc} * (1 + k_{pr} + k_d) * k_r, (x)$$

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

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

k_d – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15- 20 % от Z_{tc});

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

Таблица 14 – Расчет основной заработной платы

Исполнители	Z_{tc} , тыс. руб.	k_{pr}	k_d	k_r	Z_m , тыс. руб.	$Z_{дн}$, тыс. руб.	Тр, раб. дн.	$Z_{осн}$, 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 $Z_{осн}$								61,24

4.7 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

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

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

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

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.). На 2014 г. в соответствии с Федеральным законом от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений, осуществляющих образовательную и научную деятельность, в 2014 году водится пониженная ставка – 27,1% 79

Таблица 15 – 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	0,271	
Итого 19,07		

4.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией

в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Таблица 16 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Примечание
1. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	61 240	
2. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	9186	15% от 1
3. Отчисления во внебюджетные фонды	19085	27,1% от суммы 1-2
4. Накладные расходы	14321	16% от суммы 1-3
5. Бюджет затрат НТИ	103832	Сумма ст. 1-4

Вывод по разделу

В настоящей работе был проведено исследование внешней и внутренней среды проекта.

Определили структуру работ в рамках научного исследования, продолжительность и участников каждой работы. Построили календарный план график проведения НИР.

Затраты на выполнение проекта были рассчитаны в смете и составляют 103832 рублей. Эти затраты включают в себя: затраты по основной и дополнительной заработной плате исполнителей темы, отчисления во внебюджетные фонды и накладные расходы.

5. Социальная ответственность

Введение

Настоящая выпускная квалификационная работа посвящена исследованию и модернизации погружного винтового насоса для добычи нефти. Использование установок винтовых насосов полностью или частично обеспечивающих решение проблем добычи нефти в большинстве случаев осложненного фонда скважин, к которым можно отнести скважины добывающие высоковязкую нефть.

Винтовые насосы решают многие технологические и ресурсные проблемы эксплуатации скважин, поэтому они занимают, особенно в последнее время, достаточно широкую нишу в технике механизированной добычи нефти. В этой нише в основном установки винтовых насосов с поверхностным приводом (УВНПП), которые выпускаются многими мировыми производителями. Однако эффективная эксплуатация УВНПП также ограничивается определенными факторами, важнейшими из которых являются проблемы прочности приводных штанг, особенно в наклонных и сильно искривленных скважинных колоннах.

ООО "РН-КНО" разработаны, испытаны и поставляются нефтедобывающим предприятиям по территории России установки УЭВН с винтовыми насосами типа МРСР (МЕТРЗСН ОИбеа Ргоис1з ОтЪН, Германия) с погружными электродвигателями типа ВВД (ООО "РИТЭК-ИТЦ", Россия).

Полученные выводы по теме исследования могут быть использованы в подборе скважинного оборудования, эксплуатации скважин насосными установками и в увеличении продолжительности работы установок погружного винтового насоса.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К работе оператора по исследованию скважин допускаются лица не моложе 18 лет после обучения в специализированных центрах, имеющие квалификационное удостоверение по данной специальности, прошедшие предварительное медицинское обследование и не имеющие противопоказаний к выполнению указанной работы.

Оператор по исследованию скважин при приеме на работу проходит вводный инструктаж. Перед допуском к самостоятельной работе он должен пройти:

- первичный инструктаж на рабочем месте;
- стажировку на рабочем месте под руководством опытного наставника продолжительностью не более 14 рабочих дней;
- проверку знаний по профессии и видам работ;
- проверку знаний по безопасной эксплуатации оборудования;
- проверку знаний по оказанию первой помощи пострадавшим при несчастном случае на производстве;
- проверку знаний по пожарной безопасности;
- проверку знаний по электробезопасности.

Результаты проверки заносятся в удостоверение по охране труда.

Согласно [3] основными мерами в случае чрезвычайных ситуаций являются:

- размещение рабочего персонала в специальных помещениях, предназначенных для защиты в таких ситуациях;
- эвакуация рабочих из аварийных районов;
- предварительное и периодическое медицинское освидетельствование пострадавших
- организация аварийно-спасательных операций в аварийных районах.

В организациях, осуществляющих производственную деятельность, должны быть внедрены службы охраны труда или создано учреждение специалиста по охране труда. В процессе промышленной деятельности

работодатель обязан соблюдать условия, но установленные законом меры безопасности:

- безопасность работников при эксплуатации помещений, осуществлении технологических процессов, а также производстве инструментов и материалов, необходимых для проведения работ;
- предоставление работникам средств индивидуальной защиты, а также средств коллективной защиты
- выдача специальных одежд и обуви и других средств индивидуальной защиты;
- продолжительность рабочего дня рабочих не должна превышать 40 часов в неделю. желательное сокращение рабочего времени.
- обучение методам и техническим обеспечения безопасности труда;
- запрещение работникам в возрасте до 18 лет работать на опасных производственных объектах, а также работникам, не прошедшим обязательных медицинских осмотров или имеющим медицинские противопоказания.

Порядок определяет следующие виды обучения работников: введение, первичное обучение на рабочем месте, повторное, незапланированное, целенаправленное – предназначенное для достижения правильных условий эксплуатации, предотвращения несчастных случаев или послабления их последствий, в результате чего обеспечивается защита рабочих, общественности и окружающей среды.

5.1.1 Производственная безопасность

В качестве персонала рассматривается оператор по исследованию скважин. На рабочем месте на работника возможно воздействие следующих опасных и вредных производственных факторов:

- химические;
- биологические;
- психофизиологические;
- физические;

- микроклимат;
- недостаточная освещенность рабочей зоны;
- тяжесть и напряженность трудового процесса.

5.1.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов

химические:

- тяжелые и легкие фракции углеводородов;
- взрыво- и пожароопасность нефтегазовой среды;
- токсичность нефтегазовой среды;
- химическая агрессивность отдельных фракций и компонентов нефтегазовой среды;
- смазочные масла;
- кислоты;
- щелочи.

Действия фактора: возможно раздражение верхних дыхательных путей, воспаление слизистых оболочек носа, отравление организма и другие заболевания, острые и хронические заболевания кожи; при попадании кислоты на кожу образуются дерматиты и ожоги; пары серной кислоты разъедают зубы и нарушают физиологические функции пищевода;

Концентрация углеводородов на площадках первичной и вторичной переработки нефти достигала 620 мг/м³ (ПДК – 3000 мг/м³). Отмечена также высокая концентрация паров марганца (до 0,4 мг/м³) при проведении электросварочных работ (ПДК – 0,1 мг/м³).

К средствам защиты применяемых от воздействия химических факторов относятся устройства:

- оградительные: рукавицы, перчатки, противогазы, респираторы; одежда специальная защитная;
- автоматического контроля и сигнализации;
- герметизирующие;
- дистанционного управления;

- знаки безопасности.

биологические:

- вирусно-инфекционные заболевания. Носителями этих заболеваний являются насекомые и грызуны.
- удаленность производственных объектов от стационарных баз и труднодоступность значительного количества производственных зон для медицинского обслуживания работников.

Действие фактора: заболевание геморрагической лихорадкой с почечным синдромом, клещевым энцефалитом, аллергические реакции;

К средствам защиты от воздействия биологических факторов относятся:

- оборудование и препараты для дезинфекции, дезинсекции, стерилизации, дератизации;
- оградительные устройства;
- герметизирующие устройства;
- знаки безопасности.

психофизиологические:

- длительные периоды непрерывной работы всего комплекса технологического оборудования;
- физические нагрузки (работа "стоя", монотонность труда, тяжесть труда, напряженность труда).

Действия фактора: возможны заболевания опорно-двигательного аппарата, опущение внутренних органов, сосудистые и другие заболевания;

физические:

- движущиеся машины и механизмы;
- значительные потенциально опасные разрушительные свойства технологического оборудования;
- высокие давления пневмо-гидросистем и газов;
- высокие температуры поверхностей оборудования;

- высокое напряжение энергосистемы;
- статическое электричество;
- повышенный уровень шума, вибрации на рабочих местах.

Действия фактора: физическое травмирование работника, снижение остроты слуха, нарушение функционального состояния сердечно-сосудистой, нервной системы, возможно заболевание вибрационной болезнью;

К средствам защиты от воздействия физических факторов относятся: каски защитные; шлемы, очки защитные.

микроклимат

- повышение температуры воздуха рабочей зоны;
- понижение температуры воздуха рабочей зоны.

Действие фактора: способствует нарушению обменных процессов в организме, возникновению различных острых и хронических простудных заболеваний, обморожению отдельных частей тела;

В кабинах, на пультах и постах управления должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24°C, его относительной влажности 60-40% и скорости движения (не более 0,1 м/с).

Интенсивность теплового облучения работающих от нагретых поверхностей технологического оборудования не должна превышать 35 Вт/м при облучении 50% поверхности тела и более, 70 Вт/м - при величине облучаемой поверхности от 25 до 50% и 100 Вт/м - при облучении не более 25% поверхности тела.

недостаточная освещенность рабочей зоны

Действие фактора: возникает зрительное утомление, боль в глазах, общая вялость, которая приводит к снижению внимания и возможности травмирования работника.

Зрительная работа, выполняемая на открытых площадках в нефтегазодобывающих предприятиях, относится к IX-XI разряду работ, для которых нормируемый уровень освещенности рабочих поверхностей для ламп

накаливания составляет 10 – 30 лк, однако при работе в помещениях разряд зрительной работы повышается до VI с требуемым освещением 50 – 75 лк, а при контроле рабочего оборудования – до IV разряда зрительных работ (норма освещенности – 100 – 150 лк).

тяжесть и напряженность трудового процесса:

- единицы внешней механической работы за смену (кг·м);
- масса поднимаемого и перемещаемого груза вручную (кг);
- стереотипные рабочие движения (количество за смену);
- величина статической нагрузки за смену при удержании груза;
- приложение усилий (кгс·с);
- рабочая поза;
- сложные факторы комбинации рабочей среды.

Действие фактора: возможны заболевания опорно-двигательного аппарата, обмена веществ, сердечно-сосудистые и другие заболевания.

5.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)

5.2.1 Требования безопасности перед началом работы

Перед началом работы оператору нужно:

- проверить и привести в порядок спецодежду. Рукава и полы спецодежды следует застегнуть на все пуговицы, волосы убрать под головной убор. Одежду необходимо заправить так, чтобы не было свисающих концов или развевающихся частей. Обувь закрытая и на низком каблуке, запрещается засучивать рукава спецодежды и подворачивать голенища сапог;
- проверить состояние исследовательской машины, лебедки, устьевого оборудования скважины;
- в случае обнаружения неисправностей принять меры по их устранению, если устранить невозможно, то сообщить руководителю работ.

Запрещается работать на неисправных, неотрегулированных приспособлениях и механизмах. Регулировка производится в строгом соответствии с инструкциями предприятий-изготовителей.

Место установки агрегата для исследования скважины и подъездные пути к скважине следует соответствующим образом подготовить и освободить от посторонних предметов, препятствующих установке агрегата и прокладке проволоки глубинного прибора.

5.2.2 Требования безопасности во время работы

Подъем и спуск приборов в скважину производится плавно без рывков.

При работе с проволокой во избежание травмирования рук и глаз необходимо пользоваться перчатками и защитными очками.

При спуске и подъеме приборов в скважину стоять на верхней (лубрикаторной) площадке запрещается.

При замерах дебита нефти и газа запрещается:

- работа двигателя внутреннего сгорания или электродвигателя вблизи скважины;
- разведение открытого огня или курение;
- ремонтные работы как у устьевой арматуры, так и на рабочей площадке в радиусе менее 10 м от устья скважины;
- замеры дебитов нефти и газа в ночное время.

Так же запрещается:

- применять открытый огонь и невзрывозащищенные приборы для освещения;
- заглядывать в емкость;
- производить замер уровня жидкости в мерной емкости с помощью мерной линейки и других предметов, не предназначенных для этой цели.

Запрещается производить исследовательские работы на скважинах:

- при недостаточном искусственном и естественном освещении;
- при силе ветра 6 баллов и более;
- во время ливня, сильного снегопада, тумана с видимостью менее 100 м;

- при температуре ниже минимума, установленного для открытых работ на данной местности.

5.2.3 Требования безопасности в аварийных ситуациях

Оператор по исследованию скважин при обнаружении загазованности рабочего места обязан немедленно проверить, не превышает ли она допустимые нормы. В случае повышения допустимых норм загазованности необходимо принять меры предосторожности, установить предупредительные знаки, запрещающие проезд, курение и разведение огня и сообщить об этом буровому мастеру или мастеру по добыче нефти и газа.

В случае возникновения пожара необходимо:

- прекратить все технологические операции;
- сообщить о пожаре;
- отключить электроэнергию;
- принять меры к удалению людей из опасной зоны;
- умело и быстро выполнять обязанности, изложенные в плане ликвидации аварий;
- изолировать очаг пожара от окружающего воздуха;
- горящие объемы заполнить негорючими газами или паром;
- принять меры по искусственному снижению температуры горящего вещества.

При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую доврачебную помощь и сообщить непосредственному руководителю о несчастном случае.

При необходимости вызвать скорую помощь или отправить пострадавшего в учреждения здравоохранения.

5.2.4 Требования безопасности по окончании работы

По окончании работы оператору по исследованию скважин необходимо:

- произвести уборку рабочего места;

- проверить состояние и исправность оборудования;
- проверить наличие и исправность рабочего инструмента.

Обо всех неисправностях, изменениях, отклонениях от норм и правил, которые были обнаружены во время работы, сообщить руководителю работ.

Снять защитные средства, спецодежду и спецобувь, привести их в порядок и уложить в места хранения (бригадную сушилку).

5.3 Анализ условий труда на рабочем месте

Рабочее место располагается на 1 этаже, помещение представляет собой комнату размером 5 м на 6,5 м, высотой 3,5 м, 2 окна выходящих на север, в помещении находится 3 единиц технологического оборудования, 3 людей).

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма [8]. Необходимо проводить следующие мероприятия по устранению возможных механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств;
- проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [7] ограждения выполняются в виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов.

Источниками химических веществ являются сырая нефть, ремонтные работы, зарядка аккумуляторов, кузнечные цехи, сварочные работы. Непосредственно у скважин суммарная концентрация углеводородов достигает 1480 мг/м³, на расстоянии 10 м – 740 мг/м³, на расстоянии 50 м - 180 мг/м³.

5.3.1 Анализ показателей микроклимата

Должны соблюдаться оптимальные величины температуры воздуха 22-24°C, его относительной влажности 60-40% и скорости движения (не более 0,1 м/с).

Метеорологические условия изменяются сезонно и посуточно. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

5.3.2 Анализ показателей шума и вибрации

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы, эцн, шгн и автотранспорт.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [2].

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши.

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных, спусковых и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно-компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

Вибрация рабочих мест операторов технологического оборудования имеет средне- и высокочастотный характер с максимумом интенсивности в октавах 20-63 Гц. Уровни транспортных вибраций значительно выше (до 182 дБ), чем технологические.

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0/28 мм.

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция,

представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием.

В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на толстой или войлочной резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки.

5.3.3 Анализ освещенности рабочей зоны

Помещения, в которых расположены пульты управления, не имеют оконных проемов, чтобы защитить оборудование от вредного воздействия пыли. Поэтому освещение в помещении полностью искусственное.

Для освещения помещений применяют газоразрядные лампы низкого и высокого давления - люминесцентные, металлогалогенные, натриевые, ксеноновые, ДРЛ.

Определяем количество светильников общего освещения люминесцентными лампами:

$$N = \frac{ESk_3}{F_{лunz}}$$

где E - нормируемая освещенность, 200лк;

S - площадь помещения, 100 м²;

k₃ - коэффициент запаса, 1,3;

F_л - световой поток лампы, 2600 лм;

u - коэффициент использования светового потока, 1;

z - поправочный коэффициент, 0,85;

n - количество ламп в светильнике, 1.

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

Согласно ГОСТ 13828-74 выбираем тип люминесцентной лампы ЛБ и 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, выбираем тип и мощность одной лампы: ПВЛ1-2х40.

5.3.4 Анализ электробезопасности

Здания и сооружения дожимных насосных станций, блочных кустовых насосных станций, установок предварительного сброса воды Усть-Балыкского нефтяного месторождения по обеспечению надежности электроснабжения относятся к потребителям 2 - категории.

На рабочем месте оператора имеются электроприборы напряжением до 380 В (электродвигатели, станции управления и др.). Кроме этого в бригадном домике имеются бытовые электроприборы (электрочайник, холодильник, микроволновая печь и др.)

Основным нормативным документом в области обеспечения электробезопасности являются «Правила устройства электроустановок» (ПУЭ). Кроме того, действуют следующий документ ГОСТ 12.1.019-79.

На рабочем месте применяют следующие средства защиты от поражения электрическим током:

- оградительные устройства;
- устройства автоматического контроля и сигнализации;
- изолирующие устройства и покрытия;
- устройства защитного заземления и зануления;
- устройства автоматического отключения;
- устройства выравнивания потенциалов и понижения напряжения;
- устройства дистанционного управления;
- предохранительные устройства;
- молниеотводы и разрядники;
- знаки безопасности.

5.3.5 Анализ пожарной безопасности

Противопожарный режим излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом.

На замерных установках размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломami и огнетушителями ОХП - 10, ОУ - 2, ОУ - 5.

На объекте соблюдается противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 - ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [5]. Класс рабочей зоны П-III по классификации пожароопасных зон - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрывоопасных зон - зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа;

5.4 Экологическая безопасность

5.4.1 Защита селитебной зоны.

Санитарно-защитные зоны вокруг предприятий по добыче нефти устанавливаются на расстоянии не менее 300 м до жилой застройки, согласно «СанПиН 2.2.1/2.1.1.1031-03».

Скважины закладываются за пределами границ зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов назначения, охранных зон нефтегазопроводов, водозаборных, других промышленных и гражданских объектов.

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

В случае, когда длительность консервации ОПО может превысить сроки, предусмотренные документацией на его консервацию, такой объект

подлежит ликвидации или должен вновь пройти экспертизу промышленной безопасности* с целью продления сроков безопасной консервации и оценки угрозы причинения вреда имуществу, жизни или здоровью населения, окружающей среде.

5.4.2 Защита атмосферы. Мероприятия по охране атмосферного воздуха

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт;

5.4.3 Защита гидросферы. Мероприятия по охране поверхностных и подземных вод

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для нужд строительства

эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие [7]: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

Мероприятия по охране и рациональному использованию водных ресурсов включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю; использование установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100% контроль швов сварных соединений трубопроводов.

5.4.4 Защита литосферы.

Основными источниками загрязнения почв при эксплуатации нефтяных скважин являются нефтепродукты (ГСМ), проливаемые на землю при заправках или ремонте техники, промышленные и бытовые стоки, еще нередко сбрасываемые на стройплощадках и базах на рельеф, а также отходы стройматериалов и твердые бытовые отходы.

В зависимости от интенсивности и продолжительности загрязнения почв и грунтов нефтепродуктами предусматривают техническую, химическую и биологическую рекультивацию. Первая из них включает работы по очистке территории, планировке нарушенных участков и механической обработке почвы (рыхление, дискование) для искусственной аэрации ее верхних горизонтов и ускоренного выветривания загрязнителя. Для восстановления продуктивности нефтепромысловых земель рекомендуется провести их глубокую вспашку и оставить для перегара (гелиотермическая мелиорация). Под влиянием гелиотермической обработки усиливаются процессы деградации нефтепродуктов, улучшается водовоздушный режим и повышается биохимическая активность почв [7].

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

В процессе выполнения технологических работ на кустовой площадке месторождения возможны следующие аварийные ситуации:

- открытое фонтанирование нефти из скважин;
- порывы нефтесборной сети и сети ППД.

В результате открытого фонтанирования может быть выброшено на поверхность несколько десятков тонн нефти. В этом случае возможно и попадание ее в открытые водоемы рек и озёр и в подземные горизонты. Это самый опасный вид аварии.

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

В случае разгерметизации трубопроводов в системе ППД необходимо действовать согласно правилам ликвидации аварии:

- сообщить непосредственному руководителю об аварии;
- перекрыть в блоке гребенки соответствующую отсекающую арматуру на поврежденный трубопровод;
- закрыть задвижку (буферную, центральную) на самой скважине;

- дождаться бригаду линейно-эксплуатационной службы.

Для предупреждения возможных аварий предусматривается:

Оснащение трубопровода автоматическими системами обнаружения утечек, оперативного оповещения и отсекания поврежденных участков труб. На участках трубопроводов, расположенных в водоохраных зонах или участках поймы, трубопроводы оборудуются задвижками; применение трубопровода с наружным и внутренним антикоррозийным покрытием; организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода; проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования.

5.5.1 Рассмотренные виды ЧС

1) Во время сильных морозов, ветров, ливней все работы запрещаются. К числу мероприятий по улучшению условий труда при работе на открытом воздухе относится также создание микроклимата на рабочих местах с помощью соответствующих агрегатов и устройств.

При замерзании линий или задвижек и образования в них гидратных пробок в процессе исследования скважины их следует отогревать горячей водой или паром. Применение открытого огня для отогрева задвижек и линий, а также применение ломов и других предметов для расхаживания задвижек запрещается.

2) Мерами, направленными на пресечение попыток совершения террористического акта на объекте (территории), являются:

а) информирование работников, находящихся на объекте (территории), о порядке действий при обнаружении признаков подготовки террористического акта;

б) своевременное обнаружение угрозы совершения террористического акта на объекте (территории) и информирование об этом территориальных органов безопасности;

в) ограничение доступа к обнаруженным потенциально опасным предметам (веществам);

г) обучение и отработка действий работников охраны по предотвращению террористических актов в конкретных условиях обстановки.

Выводы к разделу

В условиях резко континентального климата рабочие нефтегазовой промышленности подвергаются воздействию ряда неблагоприятных факторов, таких как химические вещества, высокий уровень шума и вибрации. На организм работающих в нефтегазодобывающем производстве, воздействует ряд неблагоприятных факторов трудового процесса: динамические и статистические нагрузки, вынужденная рабочая поза, высокая нервно-эмоциональная напряженность, вахтовый метод организации труда, нерациональный режим труда, отдыха и питания.

Абсолютное большинство работ, связанных с добычей газа, осуществляется на открытом воздухе, и только на отдельных этапах первичной подготовки и транспортировки газа работники большую часть смены находятся в производственных помещениях (машинисты насосных и компрессорных установок).

Заключение

На сегодняшний день, винтовые насосы, до сих пор не обладают необходимым набором технических характеристик для поддержания устойчивой и надежной работы скважин и требуется рассмотрение путей повышения эксплуатационной надежности винтового насоса для добычи нефти. С целью решения данной проблемы модернизирован привод установки штангового винтового насоса путем установки нового двигателя. Установка синхронного трехфазного низковольтного двигателя с возбуждением от постоянных магнитов даст возможность снизить энергопотребление насосных систем, а также повысить эффективную работу на малодебитных скважинах, что обуславливает практическую значимость для объектов нефтегазового производства.

Так же в работе были выявлены характерные неисправности обкладки статора (эластомера) и ротора винтового насоса при эксплуатации добывающих скважин, рассмотрены методы повышения износостойкости рабочих органов насоса.

По результатам выполнения выпускной квалификационной работы был представлен вариант установки штангового винтового насоса с заменой нерегулируемого электрического привода на частотно-регулируемый синхронный электропривод постоянного магнита, разработана конструкция опоры замененного привода установки погружного винтового насоса, проведен ее расчет на гибкость.

Список использованной литературы

1. Валовский В. М. Винтовые насосы для добычи нефти: учебное пособие /В. М. Валовский. – М. «Нефтяное хозяйство», 2012, – 248 с.
2. Бикаев И.И. Опыт применения альтернативных технологий эксплуатации малодобитного фонда скважин в ООО «РН-ЮГАНСКНЕФТЕГАЗ» // Инженерная практика. – 2017. – № 9. – с. 10–12.
3. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования / В.Ф Бочарников. – М.: Инфра-Инженерия. – 2017. – 576 с.
4. Лайонза У., Плизга Л. Большой справочник инженера нефтегазодобычи. Разработка месторождений. Оборудование и технологии добычи/ У. Лайонза. – СПб.: Профессия, 2009. – 952 с.
5. Джеймс Л. Эксплуатация обводняющихся газовых скважин: перевод с английского / Л. Джеймс. – М.: Премиум-Инжиниринг. – 2017. – 360 с.
6. Дроган Н.Ю. Опыт эксплуатации одновинтовых насосных установок на месторождениях НГДУ «Талаканнефть» ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» // Инженерная практика. – 2017. – № 3. – с. 16–18.
7. Дроздов А.Н. Применение установок погружных гидроструйных насосов для эксплуатации осложненных скважин // Нефтегазовая вертикаль. – 2009. – №12. – с.71-73.
8. Дроздов А.Н. Механизированная эксплуатация скважин углеметановых месторождений: состояние и перспективы // Газовая промышленность. – 2009. – №3. – с.60-64.
9. Ершов М.С. Электрооборудование и станции управления технологических установок механизированной добычи нефти / М.С. Ершов. – М: Недра, 2008. – с.78

10. Ивановский В.Н. Учебное пособие для ВУЗов «Оборудование для добычи нефти и газа» / В.Н. Ивановский. – М.: Нефть и газ: часть I, 2002. – с.230
11. Ивановский В.Н. Учебное пособие для ВУЗов «Оборудование для добычи нефти и газа» / В.Н. Ивановский. – М.: Нефть и газ: часть II, 2003. – с.150
12. Калыгин В.Г. Промышленная экология / В.Г. Калыгин. – М.: Изд-во МНЭПУ МХТИ им. Д.И. Менделеева, 2000. – 240 с.
13. Луи-Этьенн П. Опыт успешного применения объемных винтовых насосов в механизированной добыче // Инженерная практика. – 2017. – № 2. – с. 36–38.
14. Луи-Этьенн П. Повышение эффективности и ресурса систем винтовых насосов в условиях высокого содержания газа // Инженерная практика. – 2017. – № 11. – с. 20–22.
15. Цепляев И.И., Мальцев П.А. Эксплуатация малодебитного фонда на примере скважин НГДУ «НИЖНЕСОРТЫМСКНЕФТЬ» ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» // Инженерная практика. – 2017. – № 3. – с. 58–60.
16. Руководство по эксплуатации УЭЦН РЭ ООО «БОРЕЦ», 2004г.
17. Руководство по эксплуатации. Система погружной телеметрии ТМСП-3. г. Радужный, Владимирская область.
18. Руководство по эксплуатации. Система погружной телеметрии ТМСП-8.
19. Паспорта глубинно-насосного оборудования ОАО «Новомет-Пермь».
20. Паспорт. Руководство по эксплуатации. Устройство якорное ЗУ-122.
21. Технические условия 3665-001-12058648-2008 ТУ. Насосы скважинные штанговые, опоры замковые и дополнительное оборудование к ним. ЗАО "ЭЛКАМ-нефтемаш". Пермь 2008 г.
22. Интернет ресурсы <http://kuznetsk-dobycha.gazprom.ru/>.
23. ГОСТ 12.1.005-88 «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»

24. ВСН34-82 «Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности»
25. ГОСТ 12.4.011-89 «Система стандартов безопасности труда. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация»
26. ГОСТ 12.2.062-81 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Ограждения защитные»
27. ГОСТ Р 52630-2012 «Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия»
28. ГОСТ 12.1.004-91 «Система стандартов безопасности труда. Пожарная безопасность. Общие требования»
29. ГОСТ Р 12.1.019-2009 «Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты»
30. ГН 2.2.5.686-98 «Предельно допустимые концентрации вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы»
31. СанПиН 4630-88 «Санитарные правила и нормы охраны поверхностных вод от загрязнения»
32. ГН 2.1.7.2041-06 «Предельно допустимые концентрации химических веществ в почве»
33. СНиП 11-01-95 «Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений»
34. ГОСТ 17.5.3.04-83 «Охрана природы. Земли. Общие требования к рекультивации земель»
35. НПБ 88-2001 «Установки пожаротушения и сигнализации. Нормы и правила проектирования»

36. ГОСТ Р 22.3.03-94 «Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения»
37. ГОСТ 12.2.049-80 «Система стандартов безопасности труда. Оборудование производственное. Общие эргономические требования»
38. ГОСТ Р ИСО 6385-2007 «Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем»
39. СанПиН 2.2.4.548-96 «Гигиенические требования к микроклимату на открытой территории»
40. ГОСТ 24346-80 ГОСТ 24346-80 «Вибрация. Термины и определения
41. ГОСТ 12.01.003-83 ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. «Шум. Общие требования безопасности»
42. СанПиН 3.2.3215-14 «Профилактика паразитарных болезней на территории Российской Федерации»
43. ГОСТ 30775-2001 «Обращение с отходами. Классификация»
44. Методические указания по выполнению и оформлению выпускных квалификационных работ для студентов всех форм обучения по специальности 280202 – Инженерная защита окружающей среды / Сост.: Ю.П. Ясьян, Л.И. Калашникова, Т.П. Косулина, А.Г. Колесников; Куб. гос. технол. ун-т. Кафедра технологии нефти и экологии. – Краснодар: Изд. КубГТУ, 2005. – 55 с.
45. ТК РФ, Статья 251. «Особенности регулирования труда»
46. РД 13.220.00-КТН-575-06 «Пожарная безопасность при ремонтных и огневых работах»
47. СН 2.2.4 «Производственная вибрация»

Приложение II

(справочное)

Application of a Progressive Cavity Pumps

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ95	Кудачинова К.В.		07.06.2021

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Саруев Л.А.	д.т.н.		07.06.2021

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
старший преподаватель	Утятина Я.В.			07.06.2021

Abstract

The world reserves of high-viscosity oils and natural bitumen are enormously, according to some experts, exceed the reserves of light oils. One of the technical means that solve the problem of high-viscosity oil production with relatively low energy consumption for lifting a unit of its volume is a screw pump.

The foregoing determines the relevance using of progressive screw pump installations fully or partially providing a solution to the problems of oil production in most cases of a complicated stock of wells, which can be attributed to wells producing high-viscosity oil.

Objective of the study: increasing the efficiency of the electric screw pump and formulating the scientific and methodological foundations of their application in various working conditions.

Research objectives:

- To review general information about progressive screw pumps.
- Study the main reasons for failure of screw pump installations.
- To conduct an in-depth analysis of the technical and technological characteristics of the screw submersible pumps.

Research object: submersible screw pump for oil production

Scope: the findings on the research topic can be used in the selection of downhole equipment, the operation of wells by pumping units and in increasing the operating time of the screw pump units.

Application of a Progressive Cavity Pumps

In general, in the global oil industry, according to Weatherford, the use of cavity pumping units is about 6-7%. In Tatarstan, small oil companies widely used this type of equipment. For example, in 2006, in «Tatoilgaz» the share of wells equipped with sucker rod pumps exceeded 63%, in «Tatnefteotdacha» - 33%, in «Ideloil» - 21%, in «Sheshmaoil» - 18%, in «Tateh» - 12%. However, to date, the number of installations of downhole sucker rod pumps in the fields of Tatarstan has significantly decreased. As of 01.12.11, in «TATNEFT», only 12 wells were operated using type of equipment. Apparently, the equipment imported installations which it used their maintenance that turned out to be excessively high. The scope of application in Tatarstan of installations of progressive screw pumps with submersible drive is also very small. As of 01.12.11, at «TATNEFT», only 45 wells (about 0.2% of the operating stock of producing wells) were operated using the specified equipment. This is mainly due to the low service life of the equipment in the wells: the average current operating time of the PCP is 447 days, which is 2.4 times lower than the average turnaround time of production wells reached in 2011 at «TATNEFT» of 1142 days.

Recently, fundamental works on the principle of operation, construction and design of progressive screw pumps have been published in Russia. The work [1], for example, provides very detailed information about the theory of screw hydraulic machines, the working process of screw pumps, their characteristics, the principles of optimizing the geometric parameters of the pump working bodies, and also discusses the design and calculation of single-screw pumps. However, in these sources little attention is paid to the technology of manufacturing screw pump assemblies and the properties of the materials used, in particular, to the main element of the screw pump stator - an elastomer cage. While it is the properties of the elastomer and the manufacturing technology that determine the performance characteristics of screw pumps for oil production. Probably, this can explain the fact that, despite the fundamental development of the theory of screw hydraulic machines in domestic practice, mainly imported screw pumping units are used in the fields,

for example, in Tatarstan - companies KUDU (Canada), NETZSCH (Germany), Weatherford (USA), Schoeller-Bleckmann (Austria). At the same time, the main supplier of components for the production of elastomers for both

KUDU and NETZCH are PCM Rompes (France). In connection with the above, the issues of import substitution are very relevant.

Little attention is paid in the known literature to the operational characteristics and properties of the equipment. At the same time, problematic issues of the use of progressive screw pumps, in particular, the reliability of a sucker rod string in directional wells, hydraulic resistances when lifting products along the annular gap between tubing and rods, hydrodynamic resistances when lifting watered products prone to the formation of emulsions and other aspects are considered mainly in dissertations by various authors and are inaccessible to a wide range of specialists, including oil field technologists and students of oil universities. At the same time, these features of operation and application are relevant and to a large extent contribute to the introduction of screw pumps. In recent years, new areas of application of screw pumps have appeared, in particular, the simultaneous-separate operation and development of super-viscous oil fields using thermal methods of stimulating the reservoir, which imposes corresponding new requirements for equipment.

Design and Principle of Operation of a Progressive Cavity Pump

Actually, a downhole cavity pump consists of three parts: a stator and a rotor, which form the working parts of the pump, and a landing pipe (Figure 1).



Fig. 1 - Single cavity pump:

1 - rotor; 2 - stator; 3 - landing branch pipe

The working bodies of the cavity pump [2] can be defined as a helical (helical) gear transmission, consisting of two interacting helicoids, one inside the other.

The main elements of the screw pump are the stator and the rotor. The rotor - a movable internal part - is a helicoid with one entry (for a single-pass pump), i.e. formed as a simple helical surface. It is made from high strength steel and has a hard metal coating to resist abrasion. The rotor rotates from a submersible motor or by means of a sucker rod string from a surface motor. The stator is a fixed external part, which is a helicoid with two entries (for a single-entry pump). It, as a rule, is a steel cage, internally coated with an elastomer having a helical inner surface corresponding to the helical outer surface of the rotor with the number of starts per unit more. The stator steel in most pumps is cylindrical. In this case, the elastomer shell has a variable thickness: large - on the crests of the screw and smaller - in the depressions. Some manufacturers, in order to improve the consumer properties of the pump, in particular the operating temperature, offer more complex screw pairs with an elastomer stator shell of equal thickness. In this case, the stator steel casing is also made with a corresponding screw surface. Typically, the stator is threaded to the tubing string.

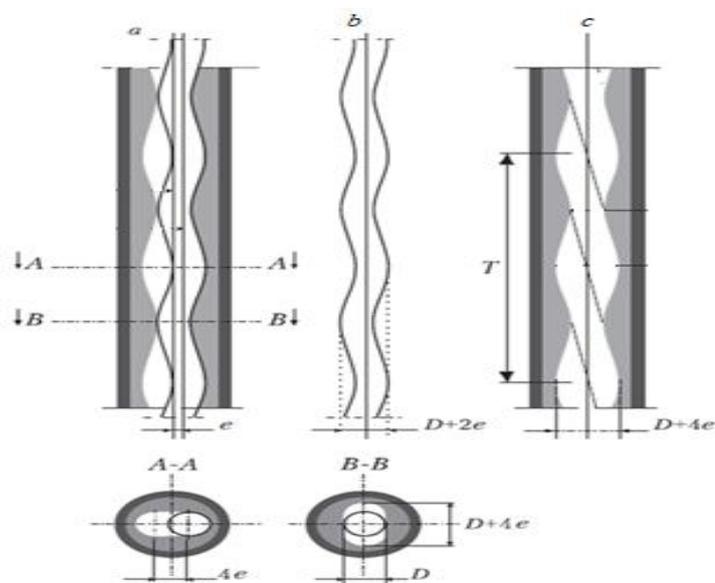


Fig. 2 - Working bodies of a single-cavity pump (e - eccentricity; D - cross-sectional diameter of the rotor; T - pitch of the stator screw surface): a - screw pair; b - rotor; c – stator [3]

The dimensions of the rotor and stator are chosen so that the rotor enters the stator with some interference. The rotor and stator axes in single-screw pumps are offset by an eccentricity distance (usually from 1 to 10 mm). The rotor, when rotating, rolling over the stator teeth, makes a planetary motion. When the rotor turns relative to a fixed coordinate system at a certain angle (absolute motion), its axis rotates along a circular path with a radius equal to the eccentricity, in the opposite direction (portable motion) by an angle multiple of the number of rotor entries. Due to the eccentricity of the rotor and stator, the rotor of the screw pump must not be connected directly to the shaft of the drive motor (gearbox), but through an intermediate link - a flexible torsion shaft or an articulated coupling. Thus, a single-cavity screw pump is a screw-type gerotor mechanism with coupling and variable contact conditions, which characterized by a continuous change in contact stresses and sliding speeds during the movement of the rotor.

According to the principle of operation, single-cavity pumps are related to positive displacement rotary hydraulic machines. Sealed cavities are formed between the stator and the rotor, moving when the rotor rotates along the longitudinal axis of the stator from the low pressure (suction) side to the high pressure (discharge) side.

To create chambers separated from the suction and discharge areas, it is necessary and sufficient to meet the following conditions [1, 2]:

- the screw surfaces of the stator and the rotor must have the same direction (right or left);
- while the number of rotor and stator starts must differ by one, i.e. for a single-threaded rotor, the stator must be double-threaded;

- the ratio of the steps of the helical surfaces of the stator and rotor should be proportional to the ratio of the numbers of their teeth, i.e. for a single-thread rotor is equal to two;

- the length of the working bodies will be at least one stator step.

- the rotor and stator profiles must be mutually bendable and be in continuous contact during engagement.

The flow-pressure characteristics of single-cavity pumps with an elastomer inside the stator, in contrast to positive displacement pumps of another type, are not rigid, since they depend on the leaks of the pumped medium from the discharge cavity into the suction cavity through the one-sided gaps along the length of the contact lines formed during stator deformation.

In borehole pumps for oil production, in order to ensure the required pressure, the working bodies are multistage with a length-to-diameter ratio of at least 10.

Ways to Improve Cavity Pumping Units

Looseness of the rotor in the radial direction and the elasticity of one of the RO elements determine a special place for single-screw hydraulic machines in the series of volumetric machines. In spite of the fact their pressure characteristics (including the ultimate pressure) are critically dependent on liquid leaks from the pressure line to the suction line through the one-sided gap along the length of the contact lines formed during stator deformation. In this regard, the line Q-P PCP is not rigid and differs markedly from the pressure characteristics of other positive displacement pumps. A distinctive parameter of the PCP, which largely determines their characteristics, is the kinematic ratio working organ: $i = z_2: z_1$ [4].

Since the time of the first Moineau pumps, working organs with a kinematic ratio of 1: 2 have been mainly used in domestic and foreign PCPs.

The advantages of pumps with a single-pass circular rotor are:

· Relatively simple rotor manufacturing technology;

- Reduced vibration due to the minimum portable angular speed of the rotor;
- Increased permissible rotation speed (insignificantly limited by inertial force), which simplifies the layout of the pump drive;
- The minimum fluid velocity in the working organs channels, which reduces their hydroabrasive wear;
- Optimal curvature of the screw surfaces of the working organs, which ensures minimum contact stresses.

The main disadvantage of pumps with a single-pass rotor is the need for a significant lengthening of the working organs to ensure high pressure at a reduced speed n (500 rpm and below).

New operational capabilities of the PCP opened up when using multi-pass working organs ($z_2 > 2$). For the first time, a detailed substantiation of the advisability of using multi-threaded screw pairs as a pump working organs was carried out in 1979. Further theoretical and experimental studies confirmed the possibility of expanding the scope of the PCP when completing them with multi-pass working organs.

Multi-port PCP, on the other hand, the whole stuffs had been equal, have a number of advantages due to the multiplicity of action and the increased number of contact lines separating the input and output of the hydraulic machine.

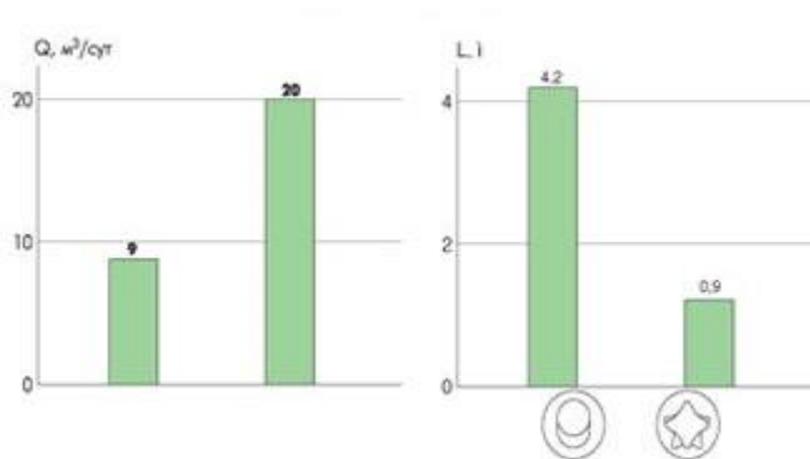


Fig. 3 - Influence of the kinematic ratio on the pump characteristics: delivery of pump, length of working organs [2]

In particular:

- Increased working volume, allowing to increase the flow Q at the same speed and outer diameter of the pump (Fig. 3a);
- Reduced axial dimension L (up to 1–1.5 m) at the same pressures P (Fig. 3b);
- Increased pressure with the same axial dimensions and interference in a pair;
- The ability to maintain high pressures at a reduced rotation frequency (up to 50–100 rpm) without increasing the axial dimensions.

As the main criterion for the efficiency of the use of the PCP, we can take the useful hydraulic power $N_p = PQ$, which depends on the pressure characteristics of the pump (Fig. 3). The pressure corresponding to the maximum N_p (extreme mode), as a rule, limits the working area of the pump.

The Principle of the Cavity Pump

In a positive displacement pump, the working process is based on the displacement of liquid from the working chamber, which is hermetically separated from the suction and discharge cavities. Pumps of this type have greater rigidity of characteristics when changing parameters, the ability to pump small volumes of liquids at high pressures, as well as liquids with a wide range of viscosity values and liquids with a gas component.

Reliability and durability of work under the given conditions are one of the decisive factors when choosing the type of pump.

A distinctive feature of a single-cavity pump as a rotary-type pump is the presence of developed friction surfaces, places with a slotted seal. Hence the conclusion that ensuring the regime of fluid friction between the rotor and the stator is a necessary and sufficient condition for a high service life of the pump.

Consider the operating conditions of the pump at steady state ($n = \text{const}$).

The provision of the fluid friction mode will be influenced by the geometric parameters of the helical surfaces of the rotor and stator and, ultimately, the gap between them, the properties of materials and the cleanliness of the surface treatment of the rotor and stator, the speed of movement of the rotor in the stator; properties of the pumped medium; ensuring the thermal balance of the sliding surfaces within the limits allowed by the selected materials. Most often, the simplest design and technological solution of a single-screw pump is used: the rotor is the screw, and the stator is the pump cage. The screw is metal, and the ferrule is rubber-metal with an inner surface of synthetic rubber or other elastomer.

The screw in the cage makes a complex planetary motion. It rotates not only around its axis; its axis simultaneously moves along a circle with a diameter equal to two eccentricities ($2e$) in the opposite direction. This second movement of the screw is caused by its rolling and sliding. The stationary gear m with internal gearing and the center, which is the axis of the cage, has a diameter $D = 4e$. A wheel n with a diameter $d_1 = 2e$, which belongs to the screw and rotates around its axis in the opposite direction, rolls along it without sliding. During the rotation of the screw, the center of any of its cross-sections continuously moves in a straight line from the upper position to the lower position B and back. This movement from top to bottom occurs in one revolution of the screw, and a point on the circle n , moving inside the fixed circle m , describes the hypocycloid. If the diameter of the moving circle is equal to half the diameter of the fixed circle, then the hypocycloid is transformed into a straight line with a length equal to the diameter of the fixed circle m [5].

The helical surface of the screw is formed by moving the circle along the axis of the screw, provided that the center of the circle moves along the helical line, spaced from the axis by the value of the eccentricity e of the screw.

The inner surface of the cage is formed by a helical movement of the cross-sectional plane, which rotates around the cage axis and moves proportionally along this axis.

Full rotation of this plane by 360° with uniform movement along the axis of the cage will be the length of the cage step

$$T = 2t,$$

where t is the pitch of the screw.

Closed cavities are formed between the screw and the cage, which are filled with the pumped liquid. The cross-section of these cavities is crescent-shaped.

Together with the rotation of the screw, the cavities or chambers filled with liquid move along the axis of the cage from the receiving cavity into the discharge cavity, and for each revolution of the screw, the liquid in the chamber will move in the axial direction by the length of the cage step.

Justification of the Chosen Topic

As mentioned earlier, more than half of Russia's oil reserves are hard-to-recover, with a significant proportion of high-viscosity oils (30 cgs and more). In addition, the share of fields with low well production rates increased.

When operating these fields, the use of traditional technical means of artificial lift of oil (sucker rod pumps, centrifugal pumps, gas lift) is ineffective.

Many years of experience in operating pumps with submersible electric motors has shown that screw pumps are one of the most effective means of artificial lift of high-viscosity oils. In Russia, such pumps are serially produced by "Livgidromash".

The high efficiency of using electric progressive cavity pumps (PCP) has been confirmed during the operation of fields with viscous oil, such as Nurlatskoye (Tatneft) and Usinskoye (Kombineft).

As the field experience shows, PCP installations should be implemented mainly in areas where the operation of other equipment is ineffective or completely impossible. This mainly applies to fields with difficult operating conditions, such as,

for example, with viscous oil, with a high content of gas at a high saturation pressure, with a low productivity index, etc.

The main advantage of submersible screw pumps in comparison with submersible centrifugal pumps is that with an increase in viscosity to certain limits (200 cgs), the parameters of the pump remain practically unchanged, while the parameters of a centrifugal pump with an increase in viscosity decrease sharply. And with a viscosity of more than 200 cgs, the operation of submersible centrifugal pumps becomes impossible.

It should be noted that one of the complicating factors in oil production is the increased gas content of the formation fluid. In these conditions, it is effective to use screw pumps, since the presence of 50% free gas at the pump intake does not cause a decrease in its performance.

Screw pumps are also effective in deviated wells. First, the angle of inclination of the wellbore at the PCP installation site does not affect its operating parameters.

Secondly, the PCP units have a small length, which facilitates the passage of the downhole unit along the directional well.

Screw pumps are adapted to pumping formation fluid with an increased content of mechanical impurities (up to 400 mg / l).

All of the above listed advantages of electric submersible screw pump installations require a more detailed study of existing and new types of structures and indicate the relevance of this topic.

Reference

1. Narayanan S.B. Fluid Dynamic and Performance Behavior of Multiphase Progressive Cavity Pumps // Materials Science. – 2012. – V. 149. – Pp. 18–22.
2. Whittaker L.V. Multiphase progressive cavity pumps evaluation and analysis of wear in progressive cavity pumps // UMIST. – 2003. – V. 174. – Pp. 26–30.
3. Soltys T. Pumping systems // Weatherford International. – 2012. – V. 232. – Pp. 58–65.
4. Yakemchuk L., Tryhuba T., Woolsey K. Reverse PCP design and automated control system restore production to sanded-up well // World Oil. – 2011. – V. 232. – N 11. – Pp. 43–46.
5. World`s First Metal PCP SAGD Field Test Shows Promising Artificial-Lift Technology for Heavy-Oil Hot Production: Joslyn Field Case/ J-L. Beauquin, F. Ndinemenu, J.K. Lemay [et al.]// SPE 110479.