

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

---

Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»  
Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Анализ причин выхода из строя ВЗД с целью разработки мероприятий по их уменьшению</b>

УДК 622.243.92.05-027.45

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Мельников Василий Викторович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хорев Владимир Сергеевич	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	-		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики).
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности</i> .
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач развития</i> нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы</i> для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .
P5	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов.
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i> , проводить <i>экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность</i> .
P7	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i> .
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности; активно <i>владеть иностранным языком</i> на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности.

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
 Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных  
 горно-геологических условиях»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Ковалев А.В.  
 (Подпись) (Дата)

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

В форме:

<b>МАГИСТЕРСКОЙ ДИССЕРТАЦИИ</b>
---------------------------------

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

Студенту:

Группа	Фамилия Имя Отчество
2БМ6Д	Мельникову Василию Викторовичу

Тема работы:

Анализ причин выхода из строя ВЗД с целью разработки мероприятий по их уменьшению	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объект исследования – винтовой забойный двигатель в процессе эксплуатации на объекте, возможные причины осложнения в процессе бурения. Область применения – бурение нефтяных и газовых скважин, различной траектории и профиля. Особенности эксплуатации и ревизии до и после рейса.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	История создания винтового забойного двигателя 1. Конструкция и принцип действия ВЗД 1.1. Двигательная секция 1.2. Шпиндельная секция 1.3. Регулятор угла 1.4. Дополнительные узлы 1.4.1. Противоаварийные узлы 1.4.2. Клапан обратный; переливной (циркуляционный) 1.4.3. Фильтр двигателя (шламоуловитель)

	<p>1.4.4.Центратор-стабилизатор шпиндельной секции</p> <p>1.5. Блок-схема конструкции ВЗД</p> <p>2.Анализ причин преждевременного выхода из строя винтовых забойных двигателей</p> <p>2.1. Подготовка двигателя к работе</p> <p>2.2. Контроль работы двигателя в скважине</p> <p>2.3. Возможные неисправности двигателей</p> <p>2.3.1. Снижение давление в нагнетательной линии в процессе бурения</p> <p>2.3.2. Скачки давление в нагнетательной линии в процессе бурения</p> <p>2.3.3. Повышение давления в нагнетательной линии при работе двигателя в скважине</p> <p>2.3.4. Снижение механической скорости бурения при работе двигателя в скважине</p> <p>2.3.5. Отсутствие возможности набора параметров кривизны скважины</p> <p>2.4. Статистические данные использования ВЗД</p> <p>3. Совершенствование конструкции винтовых забойных двигателей</p> <p>3.1. Модернизация двигательной секции ВЗД</p> <p>3.2. Модернизация шпиндельной секции ВЗД</p> <p>3.3. Модернизация подшипникового узла</p> <p>3.4. Современная конструкция регулятора угла перекоса</p> <p>Социальная ответственность</p> <p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p> <p>Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык</p>
<b>Перечень графического материала</b>	Необходимость в графических материалах отсутствует.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Ассистент, Макашева Юлия Сергеевна\
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н., Задорожная Татьяна Анатольевна
Разделы, выполненные на иностранном языке	Доцент, Стрельникова Анна Борисовна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
Design of screw downhole motor (positive displacement motor PDM). Problems in operation.	
<b>Дата выдачи задания на выполнение магистерской диссертации по линейному графику</b>	07.02.2018

**Задание выдал руководитель:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Хорев Владимир Сергеевич	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ6Д	Мельников Василий Викторович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6Д	Мельникову Василию Викторовичу

<b>Инженерная школа</b>	ИШПР	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление</b>	«Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

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

1. Характеристика объекта исследования	Финансовая деятельность нефтегазовой компании ООО «ДримНефть». Производственная деятельность персонала с применением специального технического оборудования (долота, забойные двигатели, телесистемы и др.). Рентабельность применения оборудования для бурения в конкретных геологических условиях. Область применения – бурение нефтяных и газовых скважин, различной траектории и профиля.
--	---

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

1. Структура и организационные формы работы управления по нефтесервису ООО «ДримНефть».	Блок-схема руководящего состава компании, технологических служб и подразделений.
2. Анализ рабочего времени буровых бригад и технико-экономических показателей бурения скважин	Анализ плановых и фактических показателей работ за 2017 год, основных технико-экономических показателей. Анализ рентабельности применения оборудования.
3. План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению технико-экономических показателей (ТЭП)	Планирование и построение плана ОТМ по повышению ТЭП.
4. Определение нормативной продолжительности строения скважины	Расчет основных показателей бурения: механической скорости бурения, рейсовой скорости бурения и тд. Построение линейно-календарного графика выполнения работ.
5. Расчет экономической эффективности применения оборудования службы ННБ ООО «ДримНефть»	Описание тарифных ставок работы скважинного оборудования предприятия, составление ежемесячного графика работ оборудования и подведение итогов.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Макашева Юлия Сергеевна	-		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Мельников Василий Викторович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ6Д	Мельникову Василию Викторовичу

<b>Инженерная школа</b>	ИШПР	<b>Отделение</b>	Нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	«Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»

**Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:**

1. Характеристика объекта исследования	Объект исследования – винтовой забойный двигатель в процессе эксплуатации на объекте, возможные причины осложнения в процессе бурения. Область применения – бурение нефтяных и газовых скважин, различной траектории и профиля.
--	---

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

1. Производственная безопасность	<p>– Анализ выявленных опасных и вредных факторов на буровой установке (действие факторов на организм человека, приведение допустимых норм с ссылками на нормативные документы, меры предосторожности):</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования;</li> <li>2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов;</li> <li>3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека;</li> <li>4. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;</li> <li>5. Повышенный уровень шума на рабочем месте;</li> <li>6. Повышенный уровень вибрации;</li> <li>7. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.</li> </ol>
----------------------------------	---

<p><b>2. Экологическая безопасность:</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Анализ природной среды, подвергающейся воздействию от работы буровой установки:</li> <li>• Земля и земельные ресурсы</li> <li>• Лес и лесные ресурсы. Лесные пожары. Оставление недорубов, захламление лесосек.</li> <li>• Вода и водные ресурсы.</li> </ul> <p>Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды). Загрязнение бытовыми стоками.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Недра</li> <li>• Воздушный бассейн</li> </ul> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Оценка предполагаемого вредного воздействия</li> <li>– Природоохранные мероприятия</li> </ul>
<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Перечень наиболее опасных производственных чрезвычайных ситуаций в нефтегазовом комплексе: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Пожары</li> <li>• Открытые фонтаны</li> </ul> </li> <li>– Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС</li> <li>– Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Права и обязанности Работника в сфере бурения нефтяных и газовых скважин (трудовые нормы, поощрения, меры безопасности на объекте, запреты и др.)</li> </ul>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	03.04.2018
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Задорожная Татьяна Анатольевна	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Мельников Василий Викторович		

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: «Нефтегазовое дело»  
 Профиль подготовки: «Строительство глубоких нефтяных и газовых скважин в сложных горно-геологических условиях»  
 Отделение нефтегазового дела  
 Уровень образования: Магистратура  
 Период выполнения: (весенний семестр 2017/2018 учебного года)

Форма представления работы:

<b>МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ</b>
---------------------------------

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

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН**  
**выполнения магистерской диссертации**

Срок сдачи студентом выполненной работы:	04.06.2018
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
1 марта 2018	1. Проведение литературного обзора.	25
1 апреля 2018	2. Анализ производственных неисправностей винтовых забойных двигателей, сбор информации.	20
3-7 апреля 2018	3. Промежуточная аттестация выполнения диссертации в виде доклада на Международном научном симпозиуме студентов и молодых ученых им. М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр».	5
15 мая 2018	4. Обобщение производственного опыта эксплуатации винтовых забойных двигателей и литературных данных	40
20 мая 2018	5. Формулировка выводов и рекомендаций	5
01 июня 2018	6. Предварительная защита диссертации	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хорев Владимир Сергеевич	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ковалёв Артем Владимирович	к.т.н.		

## РЕФЕРАТ

Магистерская работа студента содержит \_\_\_\_\_ с., рис., табл., \_\_\_\_\_ литературных источников, 2 прил.

Ключевые слова: винтовой забойный двигатель, ВЗД, неисправность, бурение, скважине, давление.

Объектом исследования является винтовой забойный двигатель.

Цель работы – разработка мероприятий по устранению неисправностей ВЗД.

В процессе работы был применен производственный опыт эксплуатации ВЗД при строительстве наклонно-направленных скважин на территории Восточной и Западной Сибири, опытно-экспериментальные исследования, разработаны мероприятия по выявлению причин неисправностей винтовых забойных машин, а также возможные причины ликвидации отказов.

В работе рассмотрены наиболее вероятные и возможные причины отказов двигателей, детальный анализ конструкции ВЗД.

## Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями

– **Скважина:** цилиндрическая горная выработка в земной коре, сооружаемая без доступа в неё человека, которая характеризуется относительно небольшим диаметром по сравнению с ее длиной.

– **Винтовой забойный двигатель:** гидравлическая машина объемного действия, приводимая в движение потоком промывочной жидкости, необходимая для разрушения горной породы и строительства наклонно-направленных, вертикальных и горизонтальных скважин.

– **Горизонтальная скважина:** скважина, вскрывающая продуктивный пласт на интервале превышающая мощность пласта не менее, чем вдвое.

– **Двигательная секция:** данная секция забойного двигателя является основной, состоит из ротора и статора, входящие в контакт посредством косозубого зацепления с разницей в зубьях = 1.

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения с соответствующими расшифровками

- ВЗД – винтовой забойный двигатель;
- КНБК – компоновка низа бурильной колонны;
- ПРИ – породоразрушающий инструмент;
- ДРУ/ДГР – двигатель с регулятором угла производства компаний ООО «Радиус сервис» / ООО «ВНИИБТ Буровой инструмент»;
- УБТ – утяжеленные бурильные трубы;
- КЛН – калибратор с прямыми лопастями;
- КЛС – калибратор лопастной спиральный;
- МРП – межремонтный период;
- ННБ/СННБ – наклонно-направленное бурение/служба наклонно-направленного бурения;
- ГТИ – геолого-технологические исследования;
- СПО – спускоподъемные операции;
- ЗБС – зарезка боковых стволов.

В тексте документа допускается приводить без расшифровки общепринятые сокращения, установленные в национальных стандартах и соответствующие правилам русской орфографии: с. - страница; т.е. - то есть; т.д. - так далее; т.п. - тому подобное; и др. - и другие; в т.ч. - в том числе; пр. - прочие; т.к. - так как; г. - год; гг. - годы; мин. - минимальный; макс. - максимальный; шт. - штуки; св. - свыше; см. - смотри; включ. - включительно и др.

## Оглавление

Введение.....	16
История создания винтового забойного двигателя.....	17
1. Конструкция и принцип действия ВЗД.....	20
1.1. Двигательная секция.....	21
1.2. Шпиндельная секция.....	26
1.3. Регулятор угла.....	28
1.4. Дополнительные узлы.....	32
1.4.1. Противоаварийные узлы.....	32
1.4.2. Клапан обратный; переливной (циркуляционный).....	34
1.4.3. Фильтр двигателя (шламоуловитель).....	37
1.4.4. Центратор-стабилизатор шпиндельной секции.....	38
1.5. Блок-схема конструкции ВЗД.....	39
2. Анализ причин преждевременного выхода из строя винтовых забойных двигателей.....	40
2.1. Подготовка двигателя к работе.....	41
2.2. Контроль работы двигателя в скважине.....	44
2.3. Возможные неисправности двигателей.....	47
2.3.1. Снижение давление в нагнетательной линии в процессе бурения.....	47
2.3.2. Скачки давление в нагнетательной линии в процессе бурения.....	49
2.3.3. Повышение давления в нагнетательной линии при работе двигателя в скважине.....	51
2.3.4. Снижение механической скорости бурения при работе двигателя в скважине.....	53
2.3.5. Отсутствие возможности набора параметров кривизны скважины.....	55
2.4. Статистические данные использования ВЗД.....	56
3. Совершенствование конструкции винтовых забойных двигателей.....	63
3.1. Модернизация двигательной секции ВЗД.....	63
3.2. Модернизация шпиндельной секции ВЗД.....	70
3.3. Модернизация подшипникового узла.....	72
3.4. Современная конструкция регулятора угла перекоса.....	73

Социальная ответственность .....	74
Производственная безопасность .....	74
Экологическая безопасность .....	84
Разработка мероприятий по охране окружающей среды .....	86
Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	88
Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	92
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение .....	94
Структура и организационные формы работы управления по нефтесервису ООО «ДримНефть» .....	94
Анализ рабочего времени буровых бригад и технико-экономических показателей бурения скважин .....	97
План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению технико- экономических показателей (ТЭП) .....	101
Определение нормативной продолжительности строительства скважин .....	102
Расчет экономической эффективности применения оборудования службы ННБ ООО «ДримНефть» .....	108
Заключение .....	111
Список литературы .....	112
Приложение .....	116

## Введение

Из мировой практики известно, что при разработке нефтяных и газовых месторождений, в продуктивных пластах остается огромное количество полезных ископаемых. При этом самым низким коэффициентом извлечения флюида характеризуются нефтегазовые месторождения, к концу XX началу XXI веков нефтеотдача таких месторождений колеблется в интервале от 30 до 40 %. Таким образом, большая часть нефти и газа остается в коллекторе. При разработке таких месторождений применяются различные методы воздействия на пласт: физико-химические методы, тепловые методы, внутриконтурное, законтурное заводнение пластов и другие, несмотря на это, более половины запасов остаются «похоронены».

В наши дни значительное большинство скважин на территории Российской Федерации и зарубежом, строятся наклонно-направленным методом, с целью увеличения дренирования продуктивного пласта и как следствие значительного прироста дебита, добываемого флюида. Данная технология является эффективной для формирования оптимальной системы разработки месторождений и восстановления продуктивности скважин на поздних стадиях эксплуатации. Горизонтальное бурение способствует увеличению площади фильтрации флюида, особенно эффективен данный метод для эксплуатации пластов с низкой продуктивностью и вертикальной трещиноватостью.

Период 1995 – 2003 годов является переломным для России с точки зрения технологии бурения наклонно-направленных скважин. Именно в этот период Всероссийский научно-исследовательский институт буровой техники создает и производит новый тип винтового забойного двигателя, в том числе для бурения горизонтальных скважин [1].

По сей день самым распространенным и востребованным оборудованием для строительства таких скважин являются винтовые забойные двигатели с регулятором угла перекоса. Данное оборудование имеет множество достоинств: возможность устанавливать требуемый угол перекоса на буровой установке за короткий интервал времени; меньшая длина в сравнении с турбобурами; возможность контроля работы двигателя в скважине по величине давления в нагнетательной линии; совместимость с большинством типов современных долот и многое другое. Но, как и любое скважинное оборудование, винтовые забойные двигатели подвержены воздействию агрессивных нагрузок, агрессивных буровых растворов, ошибкам в эксплуатации со стороны персонала.

С целью исключения непроизводительного времени бурения, материально-финансовых потерь и исключения создания аварийных ситуаций на скважине, в рамках данной работы рассмотрим возможные и наиболее вероятные отказы ВЗД, наиболее

распространенных и широко применяемых конструкции в нашей стране. А также разработаем алгоритм действий персонала, осуществляющих контроль работы ВЗД в скважине.

## **История создания винтового забойного двигателя**

Официально метод наклонно-направленного бурения (ННБ) был основан в США, в 72 году прошлого века Мартином Черрингтоном, в то время являющимся президентом строительной компании «Титан Контрактоз», в штате Калифорния. Метод возник, как альтернатива траншее, дающий наименьший экологический ущерб окружающей среде и не влияющий на водное препятствие. В ряде случаев, экономически более выгодный, по отношению к традиционной укладке.

Предыстория этого события берет начало в середине 60-х годов во время первого знакомства Черрингтона с управляемым бурением. Оно стало предпосылкой для создания небольшой буровой установки, сотрудничества с электрослужбами и работами по укладке бытовых коммуникаций под дорогами.

В дальнейшем, по мере развития нефтяной промышленности, проекты по пересечению рек методом ННБ заняли важное место на рынке строительства.

Более эффективно в освоении наклонно – направленного бурения развивались российские предприятия, выбравшие путь приобретения зарубежного оборудования и технологии.

В период 1994 – 1995 г.г. на рынке бывшего СССР появилось много компаний, предлагающих свои услуги по направленному бурению, это как компании имеющие мощное оборудование и прокладывающие трубопроводы через водные преграды (среди которых можно отметить Российско – германскую фирму ВИС МОС, внешнеэкономическую ассоциацию «Внешне трубопроводстрой» (ВТПС), Мострансгаз и др.), так и фирмы, имеющие оборудование для выполнения работ в городских условиях. Сегодня, наверное, в каждом областном центре Европейской части России и западной Сибири есть предприятие способное выполнить если не большие через реки, то небольшие в городских условиях объекты [4].

Именно в 40-е годы метод ННБ получил широкое распространение в Советском Союзе. Основным техническим средством, применяемым при бурении скважин на нефть и газ, являлся турбобур. Турбинное бурение получило довольно широкое распространение, ввиду чего была обеспечена ускоренная разведка и отработка нефтегазоносных площадей

в Западной Сибири и Урало-Поволжье. При этом, значительно возросли темпы добычи углеводородов.

По мере совершенствования долот, и технологий бурения, возросли средние глубины скважин. С течением времени, наблюдалась тенденция спада основного технико-экономического показателя бурения – проходки долота за рейс. Даже не взирая, на совершенствование технологии и техники турбинного бурения за множество лет, показатель работы долота практически не улучшался. На месторождениях Западной Сибири, имеющих благоприятные условия, такие как мягкие породы и небольшая глубина скважин, показатель проходки на долото был значительно меньше, нежели аналогичный показатель в Соединенных Штатах.

В основном, это было связано с невозможностью эффективного использования шарошечных долот, имеющих герметизированную, маслonaполненную опору, ввиду применения многоступенчатых безредукторных турбобуров, обеспечивающих высокоскоростной режим бурения, с частотой вращения 400 – 500 об/мин.

В связи с этим, в Советском Союзе встал вопрос, о необходимости разработки, с последующим внедрением, технологий и техники, обеспечивающих низкооборотное бурение. Данный вопрос мог быть решен только лишь двумя способами, либо полным переходом на роторное бурение, либо созданием низкооборотного забойного двигателя. Нефтяная промышленность, как технически, экономически, так и психологически не была готова к переходу на роторное бурение, особенно на опыте уже имеющегося успеха турбинного бурения в ряде регионов. Помимо этого, уровень роторного бурения в Советском Союзе, значительно отстал от мирового уровня. Не было ни бурильных труб, ни буровых установок необходимого, высокого технического уровня.

Переход на роторное бурение, означал бы спад темпов развития нефтегазодобывающей отрасли в основных регионах государства; к тому же, промышленность не имела необходимых средств для сооружения новых заводов и эксплуатационных баз. Именно по этим причинам, и определился доминирующий метод бурения, с использованием низкооборотистых забойных двигателей [1].

Проблема создания гидравлического забойного двигателя, с требуемыми характеристиками была решена путем перехода от динамических, к объемным машинам. Первым гидравлическим двигателем, который был не только работоспособным, но и нашедшим промышленное применение, оказался планетарно-роторный, обращенный насос Муано.

Многолетние поисковые научно-исследовательские работы во ВНИИБТ по совершенствованию забойных гидравлических двигателей привели в 1966 г. к появлению

предложенного М.Т. Гусманом, С.С. Никомаровым, Н.Д. Деркачем, Ю.В. Захаровым и В.Н. Меньпениным нового типа ВЗД, рабочие органы которого впервые в мировой практике выполнены на базе многозаходного винтового героторного механизма, исполняющего функцию планетарного редуктора.

В последующие годы во ВНИИБТ и его Пермском филиале Д.Ф. Балденко, Ю.В. Вадецким, М.Т. Гусманом, Ю.В. Захаровым, А.М. Кочневым, С.С. Никомаровым и другими исследователями были созданы основы теории рабочего процесса, конструирования и технологии изготовления, разработана технология бурения винтовыми двигателями [1-2].

Таким образом, историю создания ВЗД в нашей стране можно свести к списку дат и событий:

- 1966 г. Впервые в мире ВНИИБТ (Всероссийский научно-исследовательский институт буровой техники) и ПФ ВНИИБТ (Пермский филиал) предложили новый тип гидравлического забойного двигателя – многозаходный винтовой забойный двигатель.
- 1974 - 1980 гг. Освоение серийного производства первых отечественных ВЗД на КМЗ (Кунгурский машиностроительный завод) и ПМЗ (Павловский машзавод).
- 1980 - 1990 гг. Крупномасштабное производство ВЗД на КМЗ, ПМЗ и Бердичевском заводе «Прогресс» (г. Бердичев, Украина) до 7000 винтовых пар в год.
- 1981 – 1984 гг. Продажа 4 исключительных лицензий фирме «Drilex» (Франция, Англия). Закрытие для России внешнего рынка на поставку ВЗД до 1991 года.
- 1991 г. ПФ ВНИИБТ продает лицензию на производство ВЗД КМЗ и ПМЗ. С 1992 г. ПФ ВНИИБТ конкурент ПМЗ и КМЗ.
- 1995 – 2003 гг. ПФ ВНИИБТ создает и производит новое поколение ВЗД, в т.ч. для бурения горизонтальных скважин и боковых стволов.

На данный момент разработаны и изготавливаются более 50 видов ВЗД диаметром от 42 до 240 мм. ВЗД делятся на 3 группы:

- а) для бурения вертикальных и наклонно-направленных скважин;
- б) для бурения горизонтальных скважин;
- в) для капитального ремонта скважин и бурения боковых стволов из обсадных колонн [1,3].

## 1. Конструкция и принцип действия ВЗД

ВЗД – винтовой забойный двигатель, объемная (гидростатическая) машина, многозаходные рабочие органы которой представлены планетарно-роторным механизмом с внутренним косозубым зацеплением. Симметричный роторный агрегат приводится в действие за счет гидравлической энергии от подачи бурового раствора и преобразуется в механическую энергию, необходимую для разрушения горной породы. Применение ВЗД позволяет осуществлять процесс бурения при реализации высокого момента силы и частоты вращения на выходном валу, мало изменяющихся при увеличении осевой нагрузки [5].

При использовании винтового забойного двигателя оптимальный режим бурения выбирается по перепаду давления на двигателе:

1. Загруженность двигателя ( $P_z$ ) - это величина разности рабочего давления ( $P_p$ ) и давления холостого хода ( $P_x$ ):  $P_z = P_p - P_x$ . Для определения величины ( $P_z$ ) необходимо создать заданную нагрузку на долото и снять показания ( $P_p$ );

2. Величину загруженности винтового забойного двигателя ( $P_z$ ) необходимо поддерживать на протяжении всего времени работы ВЗД;

3. При зависании инструмента рабочее давление снижается до величины близкой к холостому давлению ( $P_x$ ), в этом случае необходимо оторвать инструмент от забоя, определить ( $P_x$ ) и плавно увеличивая нагрузку довести перепад давления до величины  $P_p = P_x + P_z$ .

При бурении, возможно, осуществлять контроль за работой двигателя по изменению давления на насосах, поскольку повышение перепада давления на двигателе пропорционально увеличению момента силы на его валу (рис.1).

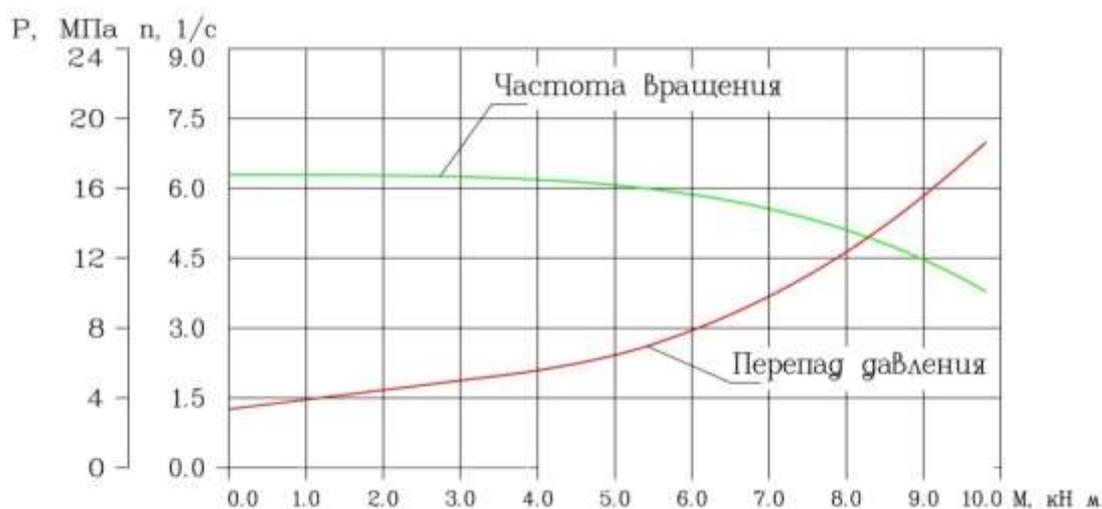


Рисунок 1 – Зависимость момента силы на валу ВЗД от перепада давления  
Рассмотрим конструкцию ВЗД.



Выше представлены основные узлы винтового забойного двигателя. В случае если забойный двигатель комплектуется прямым переводником, то данная конструкция применима для высокооборотного роторного бурения, либо для ремонтных операций на скважине. При использовании регулируемого переводника подразумевается эксплуатация ВЗД для наклонно-направленного бурения, например, для строительства скважин, имеющих сложный профиль, либо для зарезки нового ствола из ранее пробуренной скважины.

Все типы ВЗД можно разделить на три основных конструктивных сегмента: *двигательная секция, шпindelная секция, регулятор угла.*

### 1.1. Двигательная секция

Секция предназначена для преобразования потока жидкости во вращательное движение. Статор и ротор двигательной секции должны выполнять некоторые условия:

- Число заходов статора и ротора должно отличаться на единицу
- Винтовые поверхности статора и ротора должны иметь одинаковое направление

Зубья статора и ротора находятся в непрерывном контакте, образуя замыкающиеся по длине статора единичные камеры. Буровой раствор проходя через эти камеры проворачивает ротор внутри статора. По конструкции двигательной секции различают монолитные и секционные двигатели [1,6].

Таким образом, основным узлом всех типов винтовых забойных двигателей является рабочая секция (рабочая пара), включающая ротор и статор, имеющий обкладку-эластомер, последний, как правило, выполняется из резинотехнической смеси ИРП-1226.

Более подробно рассмотрим конструкцию рабочей пары ВЗД. На рис. 2 представлен пример рабочей пары в разрезах.



Рисунок 2 – Разрезы рабочей пары ротор – статор

Конструкция ротора ВЗД остается неизменной уже не один десяток лет. Ротор изготовлен из легированной стали. Покрытие поверхности ротора износостойкое и коррозионностойкое. Ротор в зависимости от условий эксплуатации поставляется с различным покрытием (рис.3.1-3.4):



Рисунок 3.1 – Ротор с хромовым покрытием



Рисунок 3.2 – Ротор с вольфрамовым покрытием



Рисунок 3.3 – Ротор с никелевым покрытием



Рисунок – 3.4 – Ротор с керамическим покрытием

Покрытие ротора двигателя подбирается исходя из условий эксплуатации: геологического разреза скважины и типа бурового раствора, применяемого в процессе эксплуатации.

На данный известны две конструктивные особенности и разновидности статора: стандартный статор и профилированный (рис.4):

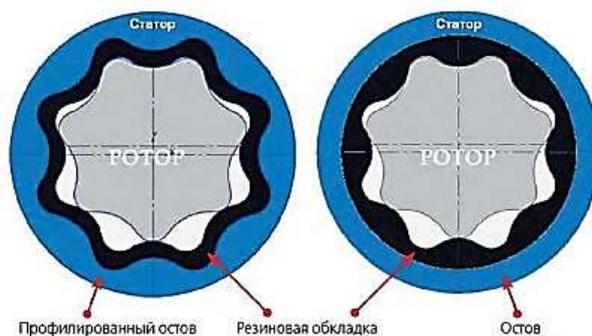


Рисунок 4 – Профилированная рабочая секция (слева), стандартная рабочая секция (справа)

Профилированные рабочие секции ВЗД – это новая конструктивная разработка отечественных производителей. Статор такой рабочей пары имеет винтовую (профилированную) внутреннюю металлическую поверхность с эластомерной обкладкой равного сечения.

Данная разработка является заслугой отечественного производителя АО «Пермнефтемашремонт», который стал первым и единственным предприятием в России, которое разработало такие двигательные секции и наладило серийный выпуск винтовых забойных двигателей, оснащённых профилированными двигательными секциями [6-8].

#### **Конструктивные особенности:**

- Цельнометаллическая толстостенная вставка с внутренним металлическим зубом, которая надёжно прикреплена к цельнометаллическому остову статора, изготовленному из качественной легированной стали
- Резиновая обкладка внутренней поверхности вставки, имеющая одинаковую толщину по всей длине профиля вставки
- Крепление остова статора и профилированной вставки, выполненное без применения сварки.

#### **Эксплуатационные преимущества:**

- Увеличение жёсткости зуба статора
- Исключение влияния перекашивающего момента в двигательной секции на параметры зацепления рабочих органов
- Снижение и равномерное распределение деформации размеров резиновой обкладки в результате воздействия температур и буровых растворов, уменьшение влияния температур и набухания резины на стабильность работы двигательной секции

Снижение уровня вибрации, способствующее:

- Более стабильной работе систем телеметрии

- Увеличению стойкости породоразрушающего инструмента
- Повышению стойкости резьбовых соединений бурильных труб
- Повышенная надёжность и более длительный межремонтный период [8,10,11].

**По сравнению с обычными двигательными секциями профилированные двигательные секции позволяют:**

- На 30-100% увеличить энергетические характеристики винтового забойного двигателя и на 30-150% увеличить механическую скорость бурения

- Использовать более короткие двигательные секции при обеспечении энергетических характеристик и механической скорости бурения, соответствующих более длинным двигательным секциям

- Использовать более короткие винтовые забойные двигатели, что при наклонно-направленном бурении позволяет увеличить интенсивность и стабильность набора параметров кривизны, а также снизить аварийность, связанную с поломкой корпусных деталей винтового забойного двигателя

- Повысить качество измерений в процессе бурения за счёт более близкого расположения измерительных приборов к долоту

- Применять моментоёмкие долота PDC

- Эксплуатировать винтовые забойные двигатели с пониженным расходом рабочей жидкости в условиях поглощения бурового раствора и в условиях ограниченной производительности буровых насосов

- Использовать винтовые забойные двигатели с любыми керноотборными снарядами при выносе керна не менее 80%

- Эксплуатировать винтовой забойный двигатель в средах с повышенным содержанием нефти (до 18%) и повышенной забойной температуре (до 160 °C) [10-11].

Помимо выше представленных конструктивных особенностей, двигательная секция может выполняться в разных габаритах, как правило, от 43 до 240 мм, длиной до 6500 мм, заходностью от 2/3 до 9/10 (рис.5). Данные критерии обусловлены также условиями эксплуатации.

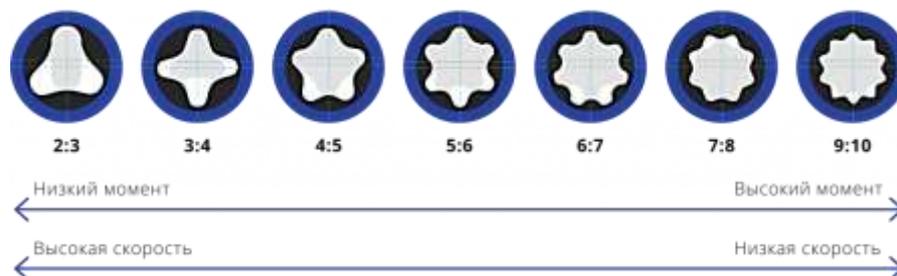


Рисунок 5 – Варианты заходности ВЗД

Заходность рабочей пары ВЗД представлена отношением лопастей ротора к рабочим камерам статора (например, заходность 5:6 подразумевает наличие 5 лопастной профилированный ротор, 6 рабочих каналов статора). Заходность рабочей пары выбирается исходя из требований для бурения, а именно наличие высокого или низкого момента на выходе ВЗД, либо частоты вращения. Чем меньше заходность, тем выше частота вращения и ниже момент и, наоборот [1,4,9].

**Принцип действия ротор-статор (рис.6.1-6.2):** Зубья ротора и статора, находясь в непрерывном контакте, образуют замыкающиеся на длине шага статора единичные рабочие камеры. Буровой раствор, может пройти к долоту только в том случае, если ротор двигателя проворачивается внутри обкладки статора, обкатываясь по его зубьям под действием неуравновешенных гидравлических сил. При этом геометрическая ось ротора вращается относительно оси статора против часовой стрелки (переносное движение), а сам ротор поворачивается по часовой стрелке (абсолютное движение) [12].

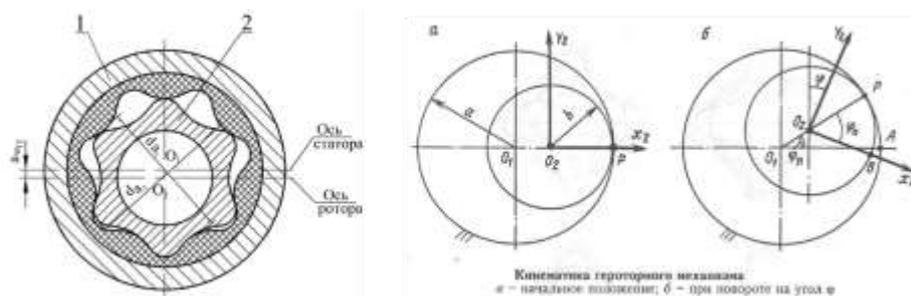


Рисунок 6.1 – Кинематика героторного механизма

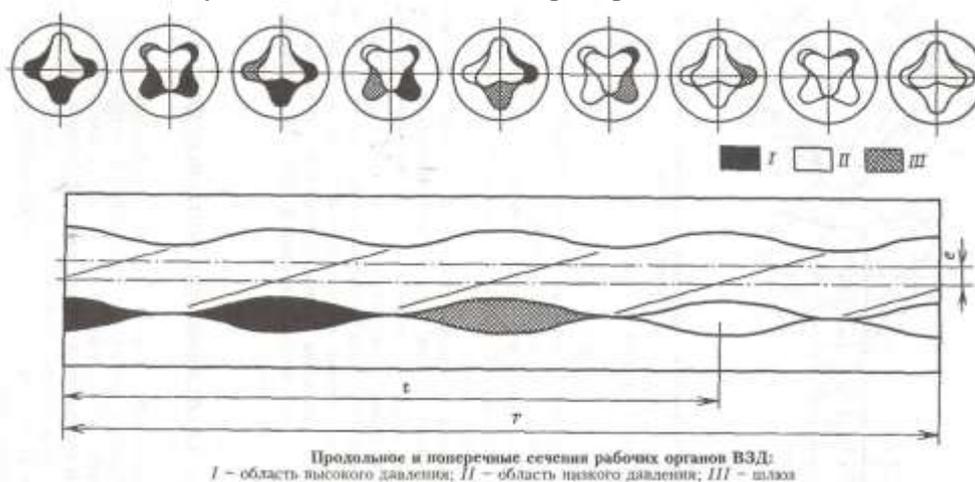


Рисунок 6.2 – Продольное и поперечное сечение РО ВЗД, области распределения давлений  
(1 - область высокого давления, 2 – область низкого давления, 3 – шлюз)

## 1.2. Шпindelная секция

Под термином «шпindel» подразумевается автономный узел двигателя с выходным валом с осевыми и радиальными подшипниками. Шпindel является немаловажным узлом двигателя наряду с двигательной секцией. Именно шпindelная секция служит для восприятия большинства нагрузок, действующих на двигатель в процессе бурения. Он передает крутящий момент и осевую нагрузку на долото, воспринимает реакцию забоя и гидравлическую осевую нагрузку, действующую в рабочей паре, а также радиальные нагрузки от долот и гибкого вала (гибкий вал применяется для соединения ротора ВЗД и вала шпинделя).

Шпindel выполняется в виде монолитного полого вала, который соединяется посредством наддолотного переводника в нижней части с долотом, а с помощью муфты в верхней части — с гибким валом (рис.7). По конструкции шпинделя бывают открытые и маслonaполненные. В открытых (используются почти во всех серийных отечественных двигателях) узлы трения смазываются и охлаждаются буровым раствором, а в маслonaполненные узлы трения находятся в масляной ванне с избыточным давлением на 0,1-0,2 МПа, превышающим давление окружающей среды [1,5].

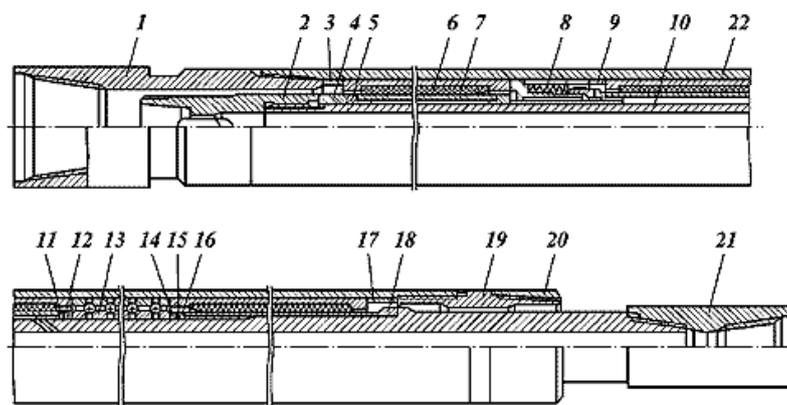


Рисунок 7 – Шпindelная секция ВЗД

(1 — переводник нижний; 2 — муфта; 3, 17 — втулка регулировочная; 4 — кольцо регулировочное; 5, 11 — втулка подкладная; 6 — опора нижняя; 7 — втулка нижней опоры; 8 — сальник торцовый; 9, 12, 15 — кольцо; 10 — вал шпинделя; 13 — пакет подшипников упорных; 14, 18 — втулка упорная; 16 — втулка кольца уплотнительного; 19, 21 — переводник; 20 — гайка; 22 — корпус шпинделя) [21]

Как говорилось выше - шпindelная секция передает крутящий момент и осевую нагрузку на породоразрушающий инструмент и воспринимает осевую и радиальную нагрузки. Таким образом, основными составными частями шпindelной секции являются: карданный вал, вал шпинделя, подшипниковый узел. Все двигатели, имеющие секцию рабочих органов повышенной мощности, оснащаются маслonaполненным двухшарнирным

карданным соединением, что позволяет снизить нагрузки на секцию рабочих органов, что способствует увеличению долговечности двигателя в целом.



Рисунок 8 – Карданный вал с шарнирным соединением (в центре), вал шпинделя с наддолотным переводником (справа)

Для восприятия осевых и радиальных колебаний (нагрузок) шпиндельная секция комплектуется подшипниками. Для минимизации осевых колебаний используются шарикоподшипники (рис.9.1), расположение осевого подшипника представлено на рис. 9.2 [10-11].



Рисунок 9.1 – Вид осевого подшипника ВЗД



Рисунок 9.2 – Расположение осевых подшипников в конструкции двигателя

Применение осевых подшипников позволило производить процесс бурения скважин с большими нагрузками.

Для восприятия радиальных колебаний в конструкции ВЗД предусмотрена твердосплавная радиальная опора (рис.9.3). Исполнение опоры может иметь сплошное или сегментное покрытие.

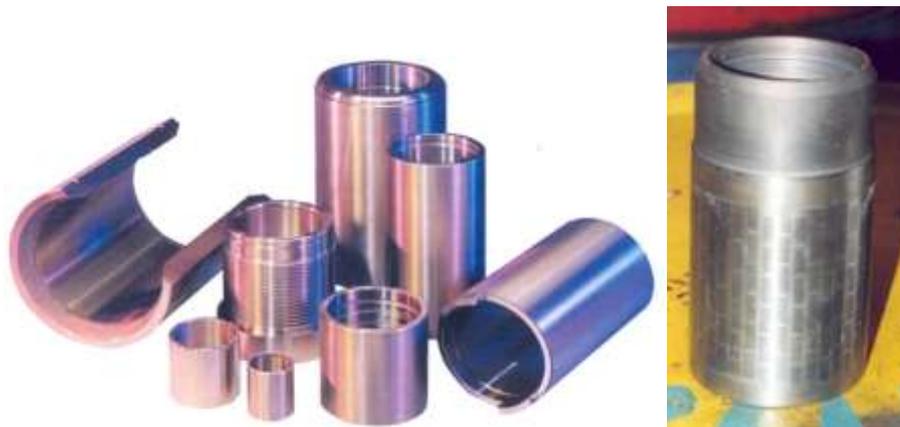


Рисунок 9.3 – твердосплавная радиальная опора ВЗД со сплошным покрытием (слева), сегментным (справа)

Применение радиальных опор влияет на стабилизацию долота на забое скважины. Расположение представлено на рис. 9.4.

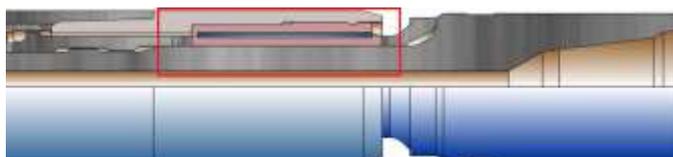


Рисунок 9.4 – Расположение радиальных опор в конструкции двигателя

Нижняя радиальная опора, совмещенная с ниппелем, расположена максимально близко к долоту. Эта схема позволяет снизить радиальные нагрузки максимально эффективно [10-11].



Рисунок 9.5 – Разрез шпindelной секции ВЗД

### 1.3. Регулятор угла

Предназначен для перекоса осей секций двигателя или самого двигателя относительно нижней части буровой колонны. Устанавливается между силовой и шпindelной секцией или над самим ВЗД. Обычно состоит из двух переводников, сердечника и зубчатой муфты.



Рисунок 10 – Общий вид регулятора угла перекоса ВЗД

Конструктивное различие ВЗД с регулировочным узлом заключается в наличии зубчатой муфты (рис. 10.1).

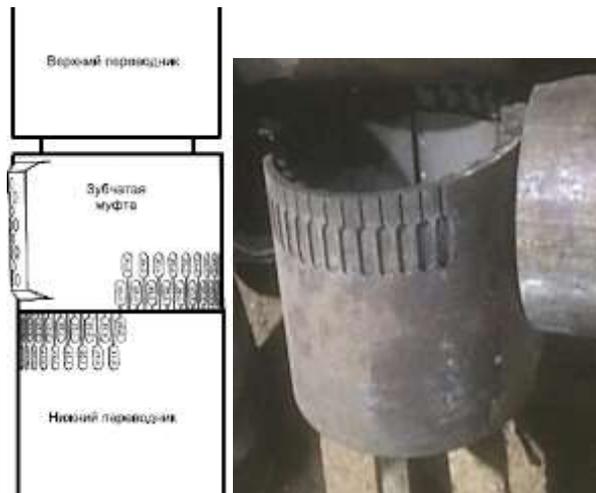


Рисунок 10.1 – Общий вид угла перекоса ВЗД (слева), нижняя регулировочная зубчатая муфта с градуировкой угла перекоса ВЗД (справа)



Рисунок 10.2 – Регулятор угла перекоса ВЗД в разрезе

Рассмотрим правила установки требуемого угла перекоса ВЗД.

1. Установить механические ключи (УМК) на верхнем и нижнем переводнике регулятора угла, как показано на рис. 10.3;

2. Раскрепить, а затем отвернуть верхний переводник регулятора угла до появления зазора 15 – 20 мм в стыке между зубчатой муфтой и верхним переводником;

Строгое внимание уделить тому, чтобы зубчатая муфта и нижний переводник при отвороте находились в зацеплении!



Рисунок 10.3 – Порядок раскрепления угла перекоса двигателя

3. Поднять зубчатую муфту вверх до выхода из зацепления с зубцами нижнего переводника регулятора угла (рис. 10.4). Удерживая муфту в верхнем положении повернуть цепным ключом, либо УМК муфту по минимальному смещению до совпадения меток требуемого угла с нижним переводником.

Не допускается проворачивать метку 0°00' муфты за метку 0°00' нижнего переводника регулятора угла при вращении в направлении, противоположном рис. 10.4.



Рисунок 10.4 – Порядок выставления требуемого значения угла перекоса двигателя

4. Опустите зубчатую муфту до входа ее в зацепление с нижним переводником регулятора угла перекоса (рис. 10.5).

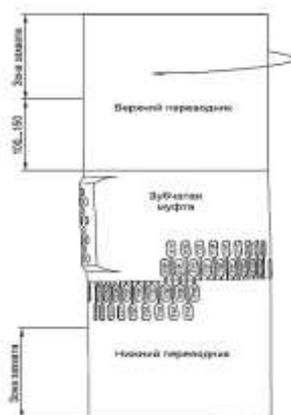


Рисунок 10.5 – Порядок установки муфты с нужным углом перекоса

5. Установите ключи также как при раскреплении. Заверните верхний переводник регулятора угла и закрепите моментом затяжки, указанным в табл. 1 (для каждого типоразмера ВЗД свой момент затяжки резьбовых соединений и соединения регулятора угла перекоса) [12-13].

Таблица 1 – Регламентированные моменты затяжки верхнего переводника регулятора угла перекоса ВЗД

Габариты ВЗД, мм	Момент затяжки, кгс*м
60	225±25
73,75	295±25
95,98	625±25
106	1300±50
120	1250±50
127	1350±50
172,176	3400±100
195	4900±100
210	5000±100
240	8000±100

Совпадающие значения одинаковых меток указывают на величину угла перекоса ВЗД.

В зависимости от производителя ВЗД и требований к техническим характеристикам, двигатели могут комплектоваться разными регуляторами угла перекоса. Наиболее часто используемые 0°00' - 2°00' и 0°00' - 3°00'.

Определение требуемого угла перекоса зависит от требуемой интенсивности искривления ствола скважины, измеряемая величиной **1 градус/ 10 метров** проходки. В свою очередь требуемая интенсивность искривления зависит от геологического разреза

скважины и секции, под которую осуществляется бурение. Например, при бурении в Восточной Сибири типовой конструкцией скважин является: направление 324 мм, кондуктор 245 мм, эксплуатационная колонна 168 мм, хвостовик 114 мм. Согласно прочностным характеристикам обсадных колонн данных типоразмеров устанавливается максимально допустимая интенсивность искривления скважины: ОК 324 мм и ОК 245 мм - 1°/10м; ОК 168 мм - 2°/10м; хвостовик 114мм - 3°/10м. Для каждого типоразмера двигателя в его паспорте приведена таблица с допустимой частотой вращения ВЗД при конкретном значении угла перекоса, а также возможная пространственная интенсивность. На рисунке 11 показан пример таблицы для типоразмера ВЗД 172 мм [13].

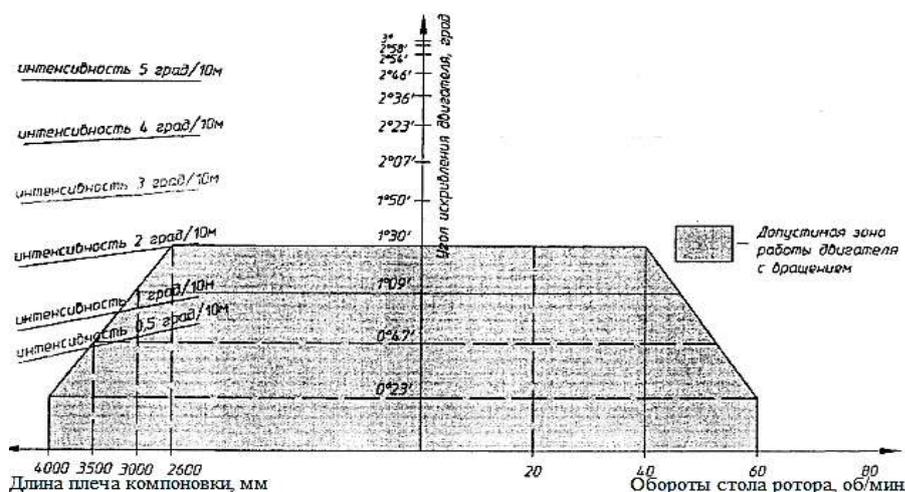


Рисунок 11 - Допустимые значения частоты вращения колонны бурильных труб и угол искривления винтового двигателя ДГР-172 в зависимости от длины нижнего плеча компоновки.

## 1.4. Дополнительные узлы

В данный раздел можно отнести конструктивные особенности ВЗД, которые не влияют на работоспособность самого двигателя, но выполняют другие немаловажные функции в составе винтового забойного двигателя.

### 1.4.1. Противоаварийные узлы

Винтовые забойные двигатели имеют достаточную прочность и надежность при эксплуатации в различных условиях, и удовлетворяют высоким требованиям Заказчика. Но для обеспечения безопасности работ, снижения аварийности и уменьшения потерь потребителя, возникающих при аварийных ситуациях, все модели винтового забойного двигателя оснащаются устройством безопасности, предотвращающим падение инструмента при обрыве.

Данное устройство используется для защиты от падения ВЗД в скважину при разрушении корпуса или развинчивании резьбовых соединений, а также для повышения давления в системе при возникновении аварии, при этом обеспечивается быстрое обнаружение аварии персоналом и своевременный подъем оборудования (рис. 12).



Рисунок 12 – Противоаварийный узел (rotorcatcher)

Конструктивно представляет втулку с гайкой вкрученной в ротор ВЗД, в рабочем состоянии двигателя гайка находится выше посадочного кольца, расположенного перед ротором ВЗД. В случае поломки двигателя по резьбовому соединению, либо корпусу, гайка садится в посадочное седло. Характерные признаки поломки ВЗД по корпусу и задействование rotor-catcher: резкий рост давления в нагнетательной линии при отрыве от забоя и падение давления при разгрузке на забое.

Переводник-предохранитель имеет два вида исполнения: сплошной (как показано на рис.12) и сквозной (с насадкой). Второй тип исполнения используется в случае если есть необходимость интенсивной очистки забоя от шлама с повышенным расходом, не предусмотренным конструкцией ВЗД, то установив данную насадку, часть бурового раствора проходит не через зазоры статор-ротом, а внутри ротора и напрямую поступает к долоту, тем самым, не превышая допустимый расход промывочной жидкости на рабочую секцию ВЗД (ри.12.1). Данный компонент практически не используется в отечественном бурении [7,11].

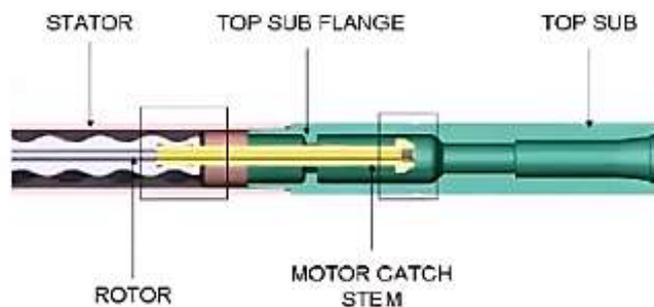


Рисунок 12.1 – Насадка предохранительного переводника на выходе из ротора (желтая) [7]

### 1.4.2. Клапан обратный; переливной (циркуляционный)

Клапан обратный (рис.13) устанавливается выше гидравлического забойного двигателя и предназначен для исключения шламования двигателя при спуске буровой колонны, а также для предотвращения нефтегазоводопроявлений (ГНВП) из скважины через буровые трубы в процессе бурения нефтяных и газовых скважин.



Рисунок 13 – Самый распространенный тип обратных клапанов отечественных производителей

В табл. 2 приведены технические характеристики обратных клапанов ВЗД.

Таблица 2 – технические характеристики КО.

Обозначение	КО-55.00	КО-55.100	КО-73			КОП-95*	КО-106		КО-120	КО-178.100		КО-210.00	КО-240.00
			-	-01	-02		-	-01		-	-01		
Технич. хар-ки													
Наружный диаметр, мм	55		76			95	105		120	176		203	225
Проходное сечение, мм <sup>2</sup>	200	570	325			378	579		855	3290		3525	3435

Длина общая, мм	430	490	388	368	404	415	415	421	350	630	617	635	630
Длина между упорными торцами, мм	380	440	328	308	328	336	326	358	248	503		508	505

Присоед. резьбы по АРІ (ГОСТ)	Муфта		3-42	NC23 (3-65)	PAC 2 – 3/8	NC23 (3-65)	NC23 (3-65)	NC 26 (3-73)	NC 31 (3-86)	3 ½ Reg (3-88)	3-102 (NC 38)	5 ½ FH (3-147)		6 5/8 Reg (3-152)	6 5/8 FH (3-171)
	Ниппель	Муфта										5 ½ FH (3-147)	NC 50 (133)		
Расход бурового раствора через клапан, л/с			1-3	3-5			5-10	6-12		10-20	19-38		25-57	35-64	
Перепад давления открытия клапана, МПа, max			0.05	0.21			0.15	0.05				0.2			

\*Серия КОП – обратный клапан с функцией переливного клапана.

Переливной клапан (рис.13.1) устанавливается выше винтового забойного двигателя (ВЗД) и предназначен для сообщения внутренней полости бурильных труб с затрубным пространством при спускоподъемных операциях. Применение клапана уменьшает гидродинамическое воздействие на забой при спуске и подъеме колонны, а так же предохраняет двигатель от холостого вращения и шламования. При подъеме, применение ВЗД совместно с клапаном исключает неконтролируемый розлив промывочной жидкости («сифон») [10-11].



Рисунок 13.1 – Переливной клапан ВЗД

В табл. 3 приведены технические характеристики переливных клапанов ВЗД.

Таблица 3 – технические характеристики КП

Обозначение Технич. хар-ки		КП-76/65	КП-76/66	КП-95.00	КП-106/86	КП-106/88	КП-120	КП-165.000	КП-172.000		КП-210.000	КП-240.010	RV-240.000
									-	-01			
Наружный диаметр, мм		76	95	106		120	166	172		203		225	
Проходное сечение, мм <sup>2</sup>		15	18	18		24	45	45		56	50	70	
Длина общая, мм		335	360	388	398	430	560	817	627	600	470	680	
Длина между упорными торцами, мм		259	284	299	303	328	448	700	500	473	345	550	
Присоед. резьбы по АРІ (ГОСТ)	Муфта	NC 23 (3-65)	2 -3/8 Reg (3-66)	NC 26 (3-73)	NC 31 (3-86)	3-1/2 Reg(3-88)	NC 38 (3-102)	NC 50 (3-133)	NC 50 (3-133)	5-1/2 FH (3-147)	6 -5/8 Reg (3-152)	6-7/8 FH (3-171)	
	Ниппель												
Расход бурового раствора через клапан, л/с		3-5	5-10	6-12		10-20	17-38	19-38		25-57	35-65		
Перепад давления открытия клапана, МПа, max		0.18			0.22	0.2	0.15		0.25	0.17	0.15		

### 1.4.3. Фильтр двигателя (шламоуловитель)

Фильтры двигателя (рис.14) предназначены для защиты гидравлических забойных двигателей (ГЗД), телесистем (ТС) и элементов компоновки низа буровой колонны от попадания посторонних предметов и крупного шлама. Установка фильтров выполняется непосредственно над ГЗД или выше ТС. Эксплуатация производится на буровых растворах плотностью до 2000 кг/м<sup>3</sup> при забойной температуре до 150 °С. Содержание песка в буровом растворе не должно превышать 2% для фильтров и 8% для шламоуловителей. Очистка шламоуловителей может производиться непосредственно на буровой. Принцип действия: фильтры содержат сменный фильтрующий элемент щелевого типа, механически препятствующий прохождению крупной фракции. Перепад давления при максимальном расходе на воде при незасоренном фильтроэлементе не более 0,6 Мпа [10-11].



Рисунок 14 – Щелевой фильтр ВЗД

В табл. 4 приведены технические характеристики фильтров ВЗД.

Таблица 4 – технические характеристики ФД

Обозначение	ФД1-95	ФД1-106		ФД1-120		ФД-165			ФД2-178		ФД2-240	ФД1-240	ШУ1-172
		-	-01	-	-01	-	-01	-	-02	-			
Наружный диаметр, мм	95	106		121		165			178		225	225	178
Присоед. резьба по API (ГОСТ Р50864)	NC26(3-73)	NC31(3-86)		NC38(3-102)		NC50(3-133)			5-1/2FH(3-147)		6-5/8FH(3-171)	6-5/8FH(3-171)	5-1/2FH(3-147)
Длина корпуса между упорными торцами, мм	444	471		508		636			603		723	723	3500
Тонкость фильтрации, мм	5	5	3	5	3	5	4	3	5	3	5	5	5
Максимальный расход, л/с	18	25	20	30	22	49	43	35	48	34	75	75	70
Объем накапливаемого шлама, л	0.5	0.6		0.8		1.6			1.6		2.5	2.2	10.3

#### 1.4.4. Центратор-стабилизатор шпиндельной секции

Устанавливаются на шпиндельную секцию двигателя. Служат для симметричного расположения двигателя в процессе бурения. Влияют на поддержание зенитного угла при роторном режиме бурения с ВЗД. Центраторы имеют как сменное исполнение, так и встроенное в корпус ВЗД (рис.15) [10-11].

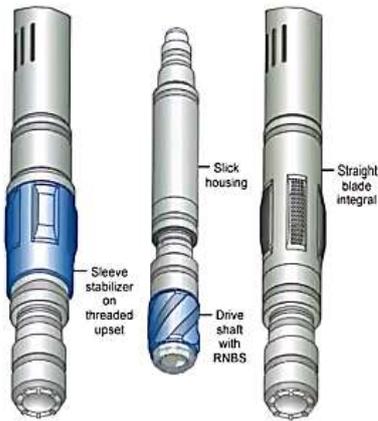


Рисунок 15 – Центраторы ВЗД  
(слева, в центре – сменный вид исполнения; справа – встроенный)

### 1.5. Блок-схема конструкции ВЗД

Таким образом, винтовой забойный двигатель, можно представить в виде блок-схемы:



## 2. Анализ причин преждевременного выхода из строя винтовых забойных двигателей

Первым делом разберемся, что же подразумевается под понятием «преждевременный выход из строя» двигателя, основываясь на инструкцию по работе с переданным в аренду изделием, преждевременно вышедшим из строя компании ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент».

Преждевременный выход из строя, далее «отказ изделия» – изделие, не отработавшее указанное в договоре или ином документе назначенный ресурс до планового технического обслуживания (ТО).

Назначенный ресурс (межремонтный период; моторесурс) ВЗД устанавливается производителем индивидуально для каждого типоразмера двигателя. Так, например, для основных типоразмеров двигателей компании ООО «Радиус сервис» и ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент», являющихся лидерами на отечественном рынке, срок межремонтного периода представлен в таблице 5 [10-11,14].

Таблица 5 – Сроки МРП двигателей ООО «РС», ООО «ВНИИБТ»

Типоразмер ВЗД, мм	Срок МРП, час циркуляции
Ø 240	150
Ø 172	200
Ø 120	150

Межремонтный период достигается путем наработки на двигатель, рассчитываемой из часов циркуляции бурового раствора в скважине.

Перейдем к анализу причин не достижения сроков МРП забойных двигателей. Анализируя возможные причины неисправностей, будем рассматривать совокупность технологических процессов, в которых эксплуатируется двигатель как единое целое:

- Скважина, включающая в себя геологические особенности
- Системы наземной подачи и очистки бурового раствора
- Буровой раствор
- Конструктивные особенности самого двигателя
- Навыки и компетенции бурильщика и инженера по бурению

При использовании ВЗД обязательным условием является соблюдение регламента-завода изготовителя на эксплуатацию двигателя.

## 2.1. Подготовка двигателя к работе

Винтовой забойный двигатель доставляется на буровую в собранном виде с ввернутыми предохранительными колпачками. Перед пуском в работу двигатель необходимо осмотреть. Особое внимание следует обратить на состояние присоединительных резьб к бурильным трубам и к долоту, а также на плотность свинчивания резьбовых соединений основных секций ВЗД. Допускаются следы на корпусных деталях от захватов механическими ключами.

При работе с двигателем СТРОГО запрещается:

- Обваривание резьбовых соединений
- Наличие таких деформаций на корпусных деталях, как вмятины и раздутие муфт резьбовых соединений
- Докрепление резьбовых соединений корпуса двигателя на буровой
- Наваривание каких-либо элементов на корпус двигателя (в том числе нанесения каких-либо знаков, номеров, обозначений).

Перед спуском в скважину нового двигателя или после ремонта, а также после каждого подъема двигателя из скважины необходимо провести проверку осевого, радиального и тангенциального люфтов выходного вала (рис.16). Именно эти, показатели являются главными в определении пригодности ВЗД к дальнейшей работе на буровой, если нет других явных признаков неисправности [9,14].

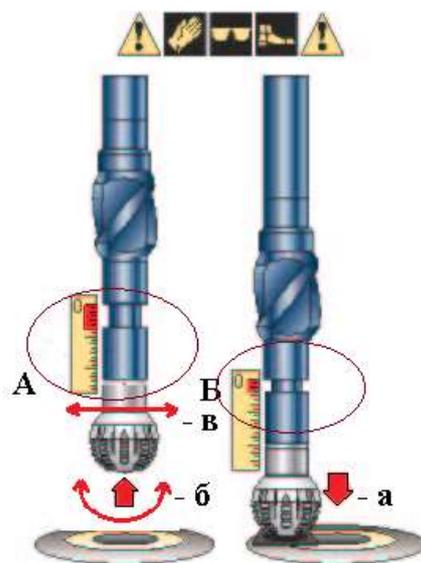


Рисунок 16 – Определение люфтов двигателя на буровой  
(а – осевой = А-В, мм; б – тангенциальный, градус; в – радиальный, мм.)

При проведении мероприятий по снятию люфтов следует строго соблюдать ТБ!

Особое внимание отводится осевому люфту, именно этот показатель определяет надежную фиксацию вала двигателя (ротора в статоре и целостность шарикоподшипников) и обеспечение требуемых показателей бурения (рис.17). Существуют критические значения осевого люфта ВЗД для каждого типоразмера (табл.6).

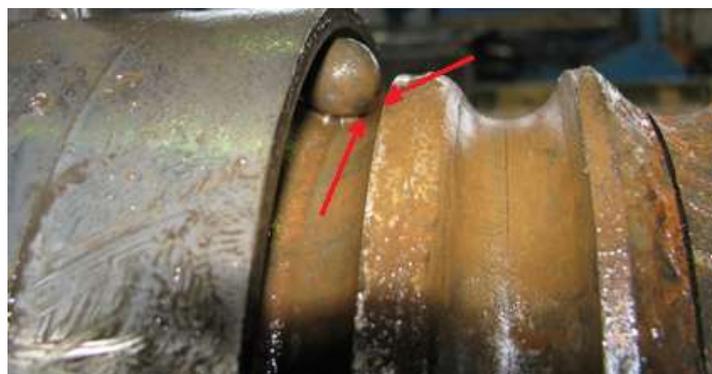
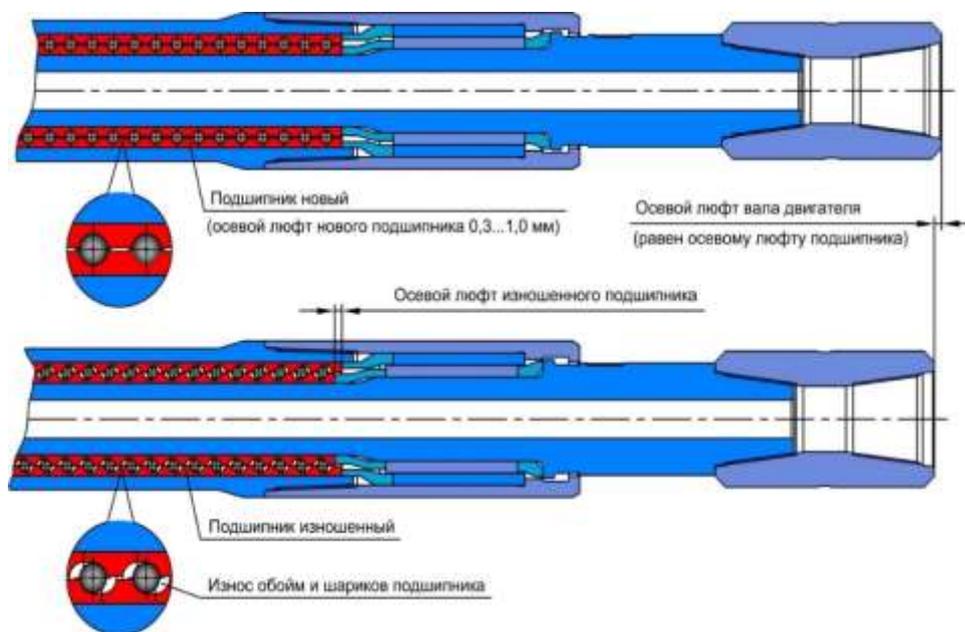


Рисунок 17 – Причина возникновения осевого люфта

Таблица 6 – Критические значение осевого люфта забойных двигателей

Габарит двигателя, мм.	Осевой люфт, мм	
	Максимально допустимый после ремонта	Максимально допустимый при эксплуатации
Ø 240	5	10
Ø 172	5	10
Ø 120	4	8

Причиной появления радиального люфта вала двигателя является износ радиальных опор (рис. 17.1).

**r** – Радиальный люфт в опоре

**R** – Радиальный люфт вала двигателя

**r < R** – радиальный люфт в опоре всегда меньше радиального люфта вала двигателя.

*Измерить радиальный люфт вала двигателя на буровой с достаточной точностью не представляется возможным, поэтому он исключён из критериев отбраковки.*

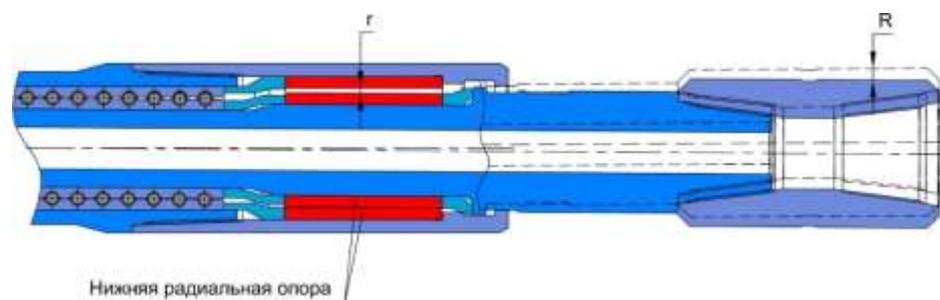


Рисунок 17.1 – Причина возникновения радиального люфта

Обязательным условием перед спуском ВЗД является проведение тестирования (опрессовки) над устьем. В зависимости от состояния двигателя, сроков хранения на объекте, качества и свойств промывочной жидкости, температурного фактора запуск может быть затруднен. В случае, если двигатель завелся, он должен устойчиво работать при давлении, не превышающем давление указанного в паспорте на конкретный ВЗД (без учета перепада давления в элементах КНБК: в телесистеме, в долоте и др.). При успешном тестировании ВЗД следует зафиксировать производительность буровых насосов (расход) и рабочее давление, на которых завелся двигатель и величину давления на рабочем расходе промывочной жидкости. Проток части бурового раствора между валом и корпусом шпиндельной секции предусмотрен для нормальной работы ВЗД. Количество пропускаемой жидкости не влияет на работу ВЗД и не регламентируется [16-18].

В случае выполнения всех требований, представленных выше, винтовой забойный двигатель признается исправным и используется для бурения.

Утечка бурового раствора между валом и корпусом двигателя является нормой и необходимо для охлаждения подшипникового узла ВЗД (рис.18).



Рисунок 18– Принцип охлаждения подшипников ВЗД

Например, для двигателя производства компании ООО «Радиус-Сервис» типоразмера 172 мм (ДРУ2-172РС) при расходе 30 л/с, является нормой:

- для нового ВЗД – 2 л/с, для двигателя с наработкой 2 – 7 л/с [14,18].

## 2.2. Контроль работы двигателя в скважине

При бурении ВЗД его рабочие характеристики могут быть определены путем несложных расчетов по величине дифференциального перепада давления, расходу промывочной жидкости и паспортной характеристике применяемого ВЗД.

Дифференциальный перепад давления при бурении с ВЗД это разница значений рабочего давления на стояке при бурении ( $P_{раб}$ ) и давления при промывке скважины (когда долото поднято над забоем), называемое давлением холостого хода ( $P_{хол}$ ) (рис. 19).



Рисунок 19 – Дифференциальный перепад давления при работе ВЗД в скважине

Дифференциальный перепад давления пропорционален моменту на валу ВЗД. Данный параметр устанавливается регламентом для каждого конкретного двигателя,

каждого конкретного производителя. В таблице 7 представлена основная информация о ВЗД, в том числе значение дифференциального перепада [18,21].

Таблица 7 – Информационная таблица ВЗД

	120мм			172мм			240мм		
	ВНИИБТ		РС	ВНИИБТ		РС	ВНИИ БТ	РС	
	ДРЗ- 120.7/8.50	ДРЗ- 120С.7/8.50	ДРУ1-120РС	ДГР- 172.7/8.56ВК		ДРУ-172РС	ДРУ-172РСК	ДГР- 240М.3.4.60 ВК	ДРУ-240РС
Заходность двигательной секции	7/8	7/8	7/8	7/8		7/8	6/7	3/4	3/4
Моменты свинчивания регулятора угла, кГс*м.	1100- 1200	1100- 1200	1650- 1750	3200- 3400	3200- 3400	4200	4200	6500- 7000	8000
Нагрузка на долото, т.	10	10	12	25	25	25	25	40	40
Расход жидкости, л/с	10-20	10-20	10-20	19 - 38	19 - 38	19 - 38	19 - 38	35 - 64	30 - 75
Частота вращения выходного вала на холостом ходу, об/мин	132- 264	132- 264	130- 265	84 - 168	84 - 168	85 - 170	125 - 250	138 - 240	105 - 270
Перепад давления на холостом ходу, атм	20-35	20-35	14-50	19 - 35	19 - 35	4 - 48	7 - 45	9 - 16	5 - 62
<b>Максимально допустимый дифференциальный перепад давления, атм</b>	<b>40-60</b>	<b>40-60</b>	<b>72</b>	<b>45</b>	<b>45</b>	<b>87</b>	<b>153</b>	<b>50</b>	<b>51</b>

Из таблицы видно, что практически у всех типов ВЗД производства компаний «ВНИИБТ» и «Радиус-Сервис» максимально допустимый перепад давления 40-60 атм [18].

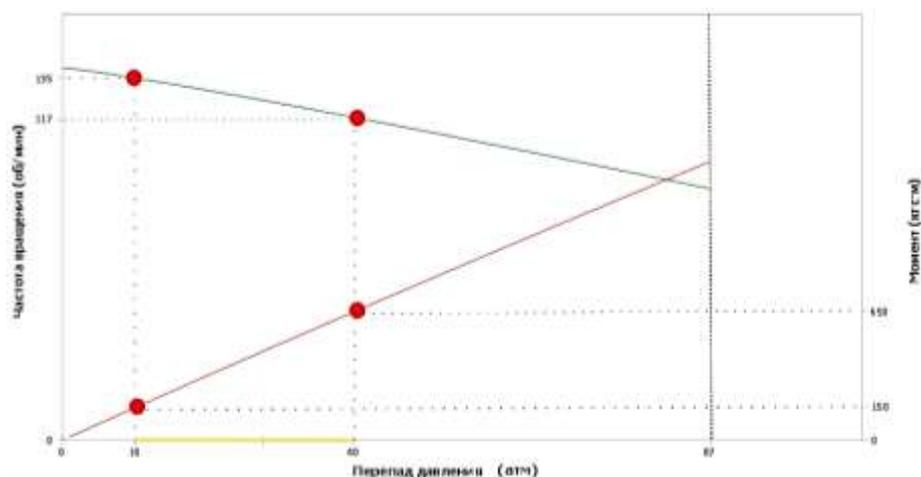


Рисунок 20 – Зависимость частоты вращения вала двигателя и момента от перепада давления [11]

Дифференциальный перепад давления достигается путем добавления нагрузки на долото в процессе бурения, но стоит помнить, что нельзя добиваться перепада давления путем превышения максимально допустимой нагрузки на долото, в результате которого может уменьшиться ресурс ПРИ. Таким образом, отсутствие или незначительные показания диф. перепада давления ведут к уменьшению скорости проходки, так как низкий крутящий момент ВЗД. С другой стороны, превышение максимально допустимого дифференциального перепада на валу ВЗД ведет к возникновению тормозного эффекта (двигатель «встает»). В результате чего, как правило, возникает стремительный рост давления (скачок). В большинстве случаев данный фактор ведет к разрушению конструкции ВЗД: износ эластомера – возникают задиры в результате подклинка ротора, износу подшипникового узла, а также преждевременного износу долота. Если двигатель в результате перегрузки подвергся износу в процессе бурения даже при малой нагрузке на долото возможны скачки давления в результате уже неидеальной формы рабочей пары ротор-статор. На рисунке 17 приведена диаграмма ГТИ в процессе бурения с характерными подклинками ВЗД, при превышении регламентируемого перепада давления.

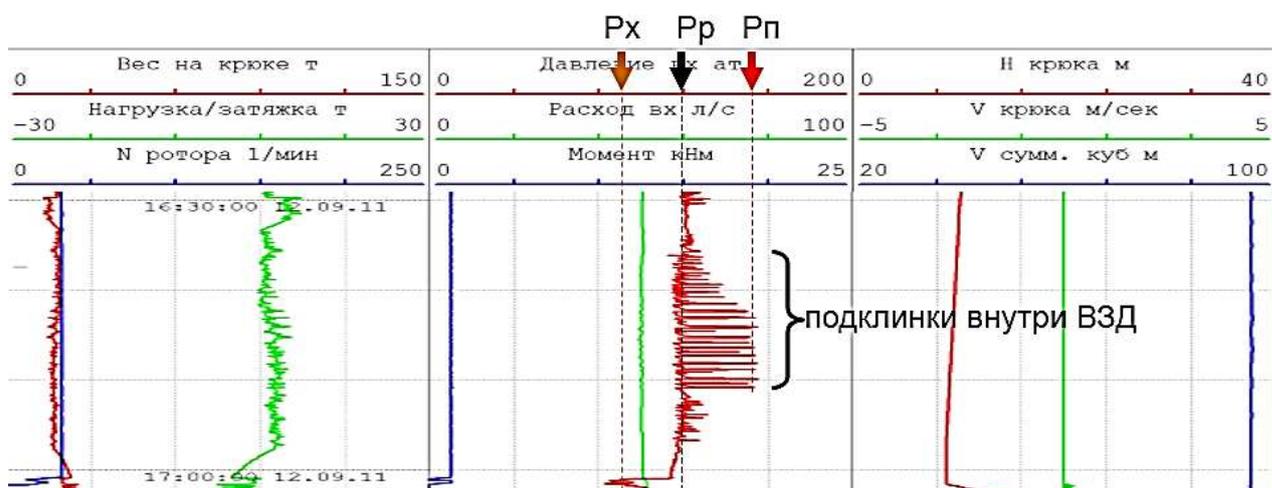


Рисунок 21 – Диаграмма ГТИ (бурение ВЗД)

Таким образом, именно значение дифференциального перепада давления на ВЗД является основным показателем при бурении двигателями данного типа.

### 2.3. Возможные неисправности двигателей

Основным параметром, характеризующим работоспособность винтовых забойных двигателей, является давление в нагнетательной линии, создаваемое потоком промывочной жидкости (бурового раствора).

Рассмотрим возможные признаки неисправности ВЗД в процессе бурения. Для точного определения неисправности в процессе бурения стоит рассматривать ВСЕ возможные варианты проблемы.

#### 2.3.1. Снижение давление в нагнетательной линии в процессе бурения.

Проанализируем данную ситуацию.

**Дополнительные наблюдения:** расход промывочной жидкости неизменный, осевая нагрузка постоянна.

Данные наблюдения позволяют понять, что причиной неисправности является не система подачи бурового раствора, а сам винтовой забойный двигатель или элементы бурильной колонны. В данной ситуации можно выделить три основные причины неисправности:

- а) *Промыв бурильной колонны по резьбовому соединению или по телу (рис.22) (негерметичность резьбовых соединений).*



Рисунок 22– Промыв ТБТ по резьбовому соединению

**Методы устранения неисправности на буровой:** замена промытых элементов бурильной колонны.

*b) Не герметичность переливного клапана.*

**Методы устранения неисправности на буровой:** после подъема КНБК произвести ревизию переливного клапана на устье. Опустить ВЗД ниже стола ротора, запустить буровые насосы (создать подачу промывочной жидкости). Плавно увеличить подачу (вывести насосы на рабочий режим. В случае пропуска промывочной жидкости через отверстия переливного клапана – заменить его.

*c) Нарушение целостности корпусных деталей двигателя (рис.22.1).*



Рисунок 22.1 – Промыв корпуса ВЗД

**Методы устранения неисправности на буровой:** замена двигателя.

Стоит помнить, что производить сварочные работы по корпусу ВЗД СТРОГО запрещено!

[13, 21]

### 2.3.2. Скачки давление в нагнетательной линии в процессе бурения.

Проанализируем данную ситуацию.

**Дополнительные наблюдения №1:** осевая нагрузка и расход промывочной жидкости неизменный (постоянный). При отрыве от забоя наблюдается рост давления в нагнетательной линии; при разгрузке на забой – падение давления.

При выявлении данных закономерностей выделяется одно заключение о неисправности ВЗД:

- a) *Нарушение целостности корпусных деталей двигателя (рис. 23).*



Рисунок 23 – Слом по корпусу ВЗД

**Методы устранения неисправности на буровой:** произвести подъем КНБК с последующей ревизией, в случае нарушения целостности ВЗД произвести замену двигателя, выявить причину инцидента, отправить ВЗД на экспертизу в цех по ремонту и обслуживанию, либо поставщику.

**Дополнительные наблюдения №2:** осевая нагрузка на ПРИ и расход промывочной жидкости неизменный (постоянный).

Заключения:

- a) *Подклинки опор шарошечного долота.*



Рисунок 23.1 – Шарошечное долото, превысившее рабочий ресурс

**Методы устранения неисправности на буровой:** такие ситуации возникают в случае невыполнения норм по ресурсу шарошечных долот (количество проходки на долото, количество часов циркуляции). Решением проблемы является ревизия и замена долота и соблюдение регламентов на применение шарошечного породоразрушающего инструмента.

Как правило, подклинки в процессе бурения таким долотом являются серьезной угрозой для оставления шарошек долота на забое скважины.

*б) Загрязнение ВЗД посторонними предметами из бурового раствора: кольматант, илам и др. (шламование).*

Причиной случившегося может быть несоответствие реологических параметров бурового раствора (отсутствие возможности поддержания шлама во взвешенном состоянии), неисправность в системе очистки бурового раствора от выбуренной горной породы, как следствие, поступление шлама обратно в скважину. Данная проблема может нести более глобальные последствия: выход из строя буровых насосов; уменьшение механической скорости бурения; прихват бурового инструмента в скважине.

*с) Задирь в рабочей секции ВЗД.*

Данная ситуация возникает как следствие несоответствия бурового раствора паспортным требованиям на эксплуатацию ВЗД (содержание твердой фазы), ведущей к задирам на резиновой обкладке статора и роторе. Помимо этого, разрушение эластомера может быть связано с высокими температурами в скважине и агрессивной средой бурового раствора (кислота, нефтепродукты и др.).



Рисунок 23.2– Разрушение хромированного покрытия ротора (слева), разрушение целостности резиновой обкладки статора (справа)

**Методы устранения неисправности на буровой:** произвести визуальный осмотр ВЗД на предмет засорения посторонними предметами, по согласованию с руководством, отвернуть и проверить фильтр ВЗД, в противном случае отправить двигатель в цех по ремонту и обслуживанию для замены рабочей пары. Заменить двигатель.

Контроль за работой ВЗД в скважине проводится и по механической скорости проходки [13,21].

### **2.3.3. Повышение давления в нагнетательной линии при работе двигателя в скважине.**

**Дополнительные наблюдения:** неизменный расход промывочной жидкости, неизменная осевая нагрузка, отсутствие смены горной породы и переслаивания в геологическом разрезе. При отрыве от забоя сохраняется остаточное давление.

*а) Попадание предметов в двигательную секцию, повреждение эластомера, резина в долоте.*

Возникновение данной ситуации возможно в процессе наращивания при неаккуратных действиях персонала, когда имеется доступ к внутренней полости бурильной колонны, при условии, что внутреннего сечения элементов колонны достаточно для прохождения постороннего предмета, либо в процессе бурения при размыве трубного фильтра (в бурильных трубах) и попадания предмета вместе с буровым раствором. В результате разрушения эластомера статора, резина может попасть в долото и закупорить гидромониторные насадки (рис. 23.3).



Рисунок 23.3 – Резина в насадках долота

**Методы устранения неисправности на буровой:** произвести подъем КНБК с осмотром внутреннего пространства свечей бурильных труб, произвести ревизию гидромониторных насадок долота и обратного или переливного клапана ВЗД на наличие постороннего предмета, при отсутствии предмета и чистых насадок произвести опрессовку ВЗД на устье. В случае резкого роста давления и сохранения остаточного давления произвести замену ВЗД.

*б) Поломка или заклинивание осевой / радиальной опоры.*

**Методы устранения неисправности на буровой:** Произвести попытку повернуть вал шпинделя ВЗД ротором, либо подвесными ключами. В случае если вал заклинен, возможен хруст подшипников - произвести замену двигателя [3,22,23].

в) *Плотное засорение фильтра (рис.23.4).*



Рисунок 23.4 – Шламование фильтра ВЗД

**Методы устранения неисправности на буровой:** произвести отворот фильтра двигателя, выбить или выкрутить фильтр, прочистить, визуально проверить полость ВЗД под фильтром (как правило, противоаварийный узел). Собрать ВЗД, произвести опрессовку на устье.

г) *Шламование двигателя (рис.23.5).*

**Методы устранения неисправности на буровой:** в случае если в ходе ревизии ВЗД, обнаружено, что большинство доступных узлов двигателя зашламованы, вероятнее всего, что плотно зашламована двигательная секция ротор-статор. Проворачивать вал двигателя запрещено (высока вероятность поломки карданного вала). Произвести замену ВЗД [22,23].



Рисунок 23.5 – Плотно зашламованный двигатель выбуренной горной породой

#### 2.3.4. Снижение механической скорости бурения при работе двигателя в скважине.

**Дополнительные наблюдения №1:** осевая нагрузка и производительность насосов постоянна, наблюдается рост давления;

Рассмотрим возможные варианты исхода события:

*a) Изменение горной породы по буримости.*

**Методы устранения неисправности на буровой:** проверить наличие пропластков в геологическом разрезе скважины по ГТН;

В случае если пропластков не обнаружено по ГТН, можно проанализировать архив бурения по предыдущим скважинам на данной кустовой площадке, либо месторождении. В противном случае рассматривается вторая возможная ситуация:

*b) Образование сальника на элементах КНБК.*

**Методы устранения неисправности на буровой:** принять попытки по устранению сальника путем расхаживания бурильной колонны с варьированием расхода промывочной жидкости.



Рисунок 24 – Сальникообразование на долоте

**Дополнительные наблюдения №2:** осевая нагрузка и производительность насосов постоянна, давление прежнее;

В данной ситуации возможен один исход:

а) *Износ вооружения породоразрушающего инструмента (долота), либо тип подобранного долота не соответствует категории буримости горных пород, представленных в разрез.*

**Методы устранения неисправности на буровой:** смена долота.



Рисунок 24.1 - Износ долота PDC

**Дополнительные наблюдения № 3:** при увеличении осевой нагрузки перепад давления не растет;

а) *Влияние сил трения бурильной колонны о стенки скважины. Нагрузка не доходит до долота в связи с большим зенитным углом или сложным профилем скважины, так называемое подвисяние или складывание инструмент.*

**Методы устранения неисправности на буровой:** вести бурение в роторном режиме, если позволяет выставленный угол перекоса ВЗД по паспорту; увеличить осевую нагрузку на долото; осуществлять бурение по величине дифференциального перепада давления [3,16].

*b) Износ двигательной секции ВЗД (ротор-статор), как следствие, техническая неисправность двигателя и высокие показания люфтов.*

**Методы устранения неисправности на буровой:** Увеличить производительность промывочной жидкости на 20-25 %, в противном случае произвести подъем КНБК, ревизию ВЗД, замер люфтов, оценка согласно паспортных характеристик и допусков на эксплуатацию, замена двигателя.



Рисунок 24.2– Высокое значение осевого люфта, неисправный ВЗД (износ рабочей пары, карданного вала, осевых подшипников)

*в) Износ осевой опоры (подшипников) шпиндельной секции.*

**Методы устранения неисправности на буровой:** при вращении вала на устье, слышен хруст подшипников, замена ВЗД.

Помимо этого, отказ ВЗД может быть связан не только с внутренними компонентами двигателя, но и внешними [22,23].

### **2.3.5. Отсутствие возможности набора параметров кривизны скважины.**

**Дополнительные наблюдения:** отклонения от планируемой интенсивности набора параметров кривизны;

Возможные ситуации:

*a) Неверно выбрано значение регулятора угла перекоса; износ «пятки».*

**Методы устранения неисправности на буровой:** определить максимально требуемую интенсивность искривления ствола скважины, на котором планируется применение данного двигателя, провести визуальный осмотр двигателя на работоспособное состояние элементов опоры для набора параметров «пятка», согласно таблице, максимально возможной интенсивности ствола скважины при конкретном значении угла

перекоса, представленной в паспорте на ВЗД, подобрать требуемое значение. В случае износа опорной части двигателя, установить регулятор угла на одно значение выше, провести замер оптическим квадрантом, согласовать со службой ННБ [22,23].



Рисунок 25 – Опорная часть ВЗД в пригодном состоянии

#### 2.4. Статистические данные использования ВЗД

Рассмотрим статистику применения лидеров отечественного производства винтовых забойных двигателей ООО «Радиус-Сервис» и ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» на Дулиньминском НГКМ Иркутской области. В ходе анализа были проанализированы 24 забойных двигателя трех типоразмеров Ø 120мм, 172мм, 240мм. В основе анализа лежало исследование исправной работы оборудования, достижение критических значений люфтов, а также достижение или не достижение МРП.

Анализ двигателей производился исходя из отчетных документов (суточные рапорты, сведения о наработке оборудования) на Дулиньминском нефтегазоконденсатном месторождении, где осуществляется бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

В-первую очередь, были проанализированы винтовые двигатели заявленных производителей типоразмера Ø 240 мм, предназначенных для бурения в основном вертикальных участков ствола скважины под направление и под кондуктор. В таблице № 8 представлены полученные в ходе анализа результаты осмотра ВЗД [22,23].

Таблица 8 – Результаты анализа парка ВЗД Ø 240 мм.

Произв-ль	Маркировка, №	Время работы, ч				Люфты (ос/рад/танг), мм	Комментарии
		Бурение	Промывка, проработка	Общая циркуляция	Проходка, м		
ВНИИБТ	ДГР-240М № 79	112,6	43,85	156,45	2103	4/1/0	Исправен, достиг МРП

ВНИИБ Т	ДГР-240М № 84	65,24	55,9	121,23	1672,35	6/2/0	Не исправен (после рем.)
ВНИИБ Т	ДГР-240М № 82	30	14,9	44,9	147	-	Слить БР не удалось, вал заклинен
ВНИИБ Т	ДГР-240М № 88	52,7	20,66	79,36	930	1/1/0	Исправен, пригоден

РС	ДРУ-240РС №5410	74,6	64,8	139,4	1843	2/1/0	Исправен, пригоден
РС	ДРУ-240РС №5420	86,12	68	154,12	1482,2	3/1/0	Исправен, достиг МРП
РС	ДРУ-240РС №5424	78,01	71,3	149,34	2230,1	2/0/0	Исправен, пригоден
РС	ДРУ-240РС №5410	102,1	62,09	164,19	2412	4/2/15-30	Исправен, достиг МРП

Представленные в таблице № 8, винтовые забойные двигатели эксплуатировались в одинаковых технологических и геологических условиях на кустовых площадках Дулисьминского месторождения. На основании представленных данных, можно сделать вывод, что ВЗД производства компании ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» в большей степени «показали себя» не с лучшей стороны. Лишь два из четырех представленных двигателей соответствуют требованиям для дальнейшей эксплуатации после ревизии КНБК, один из которых достиг значения МРП. ВЗД № 84 и № 82 оказались непригодны для бурения. В первом случае производился плановый подъем КНБК по достижении проектного забоя, но по результатам осмотра двигателя было выявлено, что вал ВЗД не соответствует требованиям, а, именно, данный двигатель эксплуатировался после очередного ремонта и осевой люфт оказался выше норм и равен 6 мм. Двигатель отправлен в цех по обслуживанию и ремонту ВЗД. Во втором случае, в процессе бурения были выявлены скачки давления в линии нагнетания бурового раствора, что не дает возможности продолжать процесс бурения. Было принято решение произвести подъем КНБК для ревизии. Результаты: вал двигателя заклинен, слить буровой раствор не удалось. Возможные причины: разрушение обкладки статора двигателя, в результате некачественной очистки бурового раствора, либо шламование двигателя. Двигатели производства ООО «Радиус-Сервис», представленные данным типоразмеров зарекомендовали себя как качественное оборудование. Все 100 % двигателей оказались исправными в результате ревизии КНБК. Лишь в одном случае на двигателе № 5110 были выявлены значимые значения люфтов: осевой – 4 мм, радиальный – 2 мм, тангенциальный – 30 градусов. Но даже эти значения позволяют использовать ВЗД для дальнейшего бурения.

Далее были проанализированы винтовые двигатели заявленных производителей типоразмера Ø 172 мм, предназначенные для бурения наклонно-направленных участков ствола скважины, под эксплуатационную колонну. В таблице № 9 представлены полученные в ходе анализа результаты осмотра ВЗД.

Таблица 9 – Результаты анализа ВЗД Ø 172 мм.

Произв-ль	Маркировка, №	Время работы, ч				Люфты (ос/рад/танг), мм	Комментарии
		Бурение	Промывка, проработка	Общая циркуляция	Проходка, м		
ВНИИБТ	ДГР-172 № 313	112	84,04	196,1	1801	3/0/0	Рост Р, зашламован фильтр
ВНИИБТ	ДГР-172 № 308	109	126,1	235,1	769	4/0/0	Отворот РУ
ВНИИБТ	ДГР-172 № 316	101,38	94,48	195,86	1012	4/1/0	Исправен, пригоден
ВНИИБТ	ДГР-172 № 310	94,05	80,04	174,09	980,16	11/4/0	Хруст подшипников при сливе БР
РС	ДРУ-172РС №5305	140,06	83,26	223,32	1619,15	4/1/0	Исправен, достиг МРП
РС	ДРУ-172РС №5308	99,95	74,09	174,04	1203,2	2/1/0	Исправен, пригоден
РС	ДРУ-172РС №5220	74,54	65	139,54	1301	5/2/0	Высокие люфты
РС	ДРУ-172РС №5429	121,03	79,54	200,57	1527,67	8/4/360	Высокие люфты

Из таблицы № 9 видно, что в большинстве случаев при эксплуатации данного типоразмера возникают проблемы. На мой взгляд, это связано с более продолжительными рейсами, с высокой интенсивностью искривления ствола скважины, высокими нагрузками на инструмент. Рассматривая работу ВЗД производства ООО «ВНИИБТ», можно сделать выводы: в результате ревизии фильтра ВЗД №313 было обнаружено, что тот плотно забит шламом, что характерно для некачественной системы очистки БР, как следствие роста давления на забое. ВЗД № 308 был поднят на поверхность в результате невыполнения параметров интенсивности искривления и потери давления в нагнетательной линии, в результате визуального осмотра было обнаружено, что регулятор угла двигателя находится в ослабленном состоянии, что является признаком ошибки при сборке КНБК, а именно недостаточный момент затяжки данного резьбового соединения. ДГР-172 № 310 после ревизии КНБК был отправлен в ремонт по причине износа двигательной секции (высокие значения люфтов) и неисправности подшипников шпинделя ВЗД. Таким образом, лишь один из рассмотренных двигателей оказался исправным. Анализируя ВЗД производства ООО «Радиус-Сервис» два двигателя оказались пригодными к эксплуатации, на двух других были выявлены высокие показатели осевых люфтов. Так, на двигателе № 5429 по достижении времени МРП вал свободно вращался «от руки» и имел свободное хождение 8 мм.

Проанализируем типоразмер двигателей Ø 120 мм, используемых для бурения горизонтальных участков ствола скважины, расположенных в пласте-коллекторе. В таблице № 10 приведены результаты анализа.

Таблица 10 – Результаты анализа ВЗД Ø 120 мм.

Произв-ль	Маркировка, №	Время работы, ч				Люфты (ос/рад/танг), мм	Комментарии
		Бурение	Промывка, проработка	Общая циркуляция	Проходка, м		
ВНИИБТ	ДРЗ-120 №162	45,42	49,26	94,68	497	6/1/0	Высокие люфты
ВНИИБТ	ДРЗ-120 №157	68,09	23,51	91,6	691,18	8/2/0	Высокие люфты
ВНИИБТ	ДРЗ-120 №158	55,05	27,14	82,19	597,99	6/1/0	Исправен, пригоден
ВНИИБТ	ДРЗ-120 №165	78,4	58	136,4	714,2	4/1/0	Приближен к МРП
РС	ДРУ-120 №5430	29,63	26,41	56,04	250	10/1/0	Не воспринимает нагрузку, люфты
РС	ДРУ-120 №5312	23,6	30,16	53,76	280,8	3/0/0	Исправен, пригоден
РС	ДРУ-120 №5313	18,43	27,11	45,54	220,92	10/1/0	Высокие люфты
РС	ДРУ-120 №5432	81,65	76,49	158,14	461,5	10/2/0	Высокие люфты

В данном случае также в большинстве случаев ВЗД не достигли порога МРП в связи с износом подшипникового узла, двигательной секции, карданного вала. Критические значения осевого люфта для данного типоразмера после ремонта 4 мм, максимально допустимый при эксплуатации 8 мм. Исходя из таблицы гидравлические машины производства компании ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» зарекомендовали себя лучше [22,23].

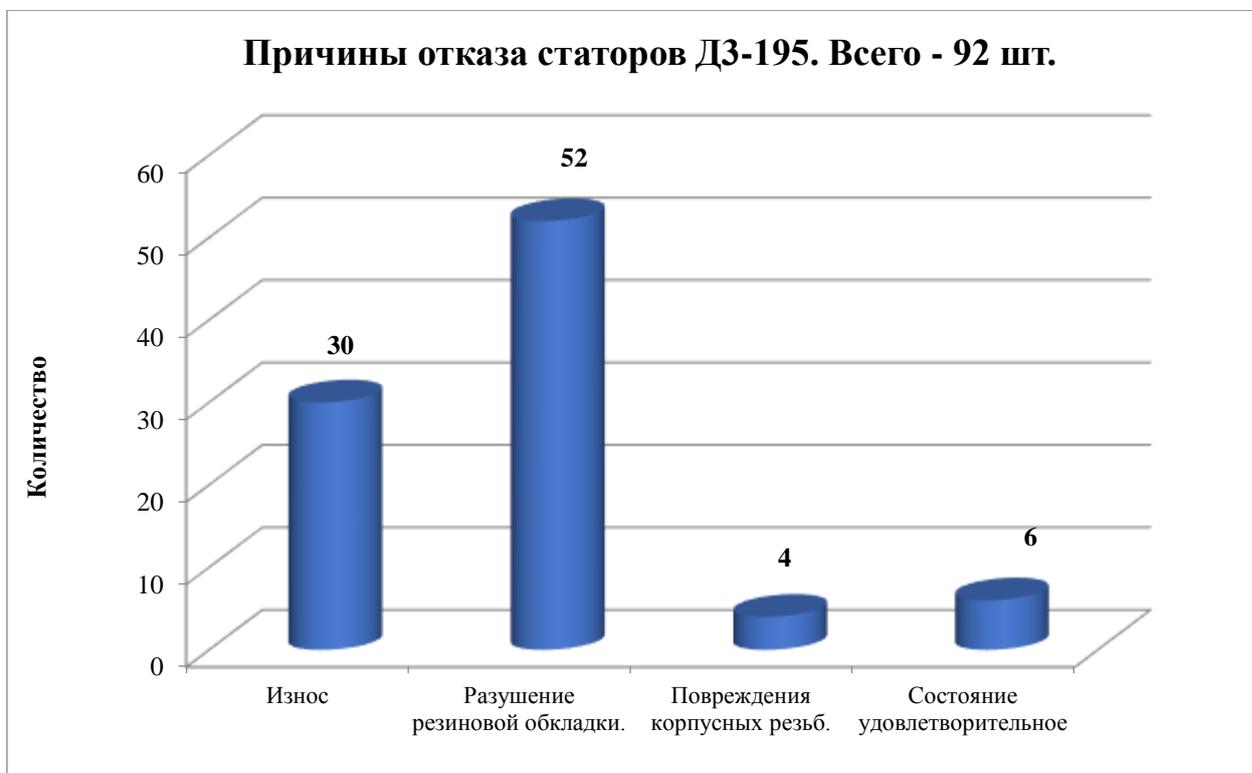
### Статистика характера повреждений ВЗД

Данная статистика представлена компанией «ВНИИБТ-Буровой инструмент». Проанализировав линейку двигателей ДЗ-195 поступающих в цех по ремонту и обслуживанию были получены данные представленные ниже.

Было изучено 92 забойных двигателя на дефект рабочей пары, в частности ротора и статора.

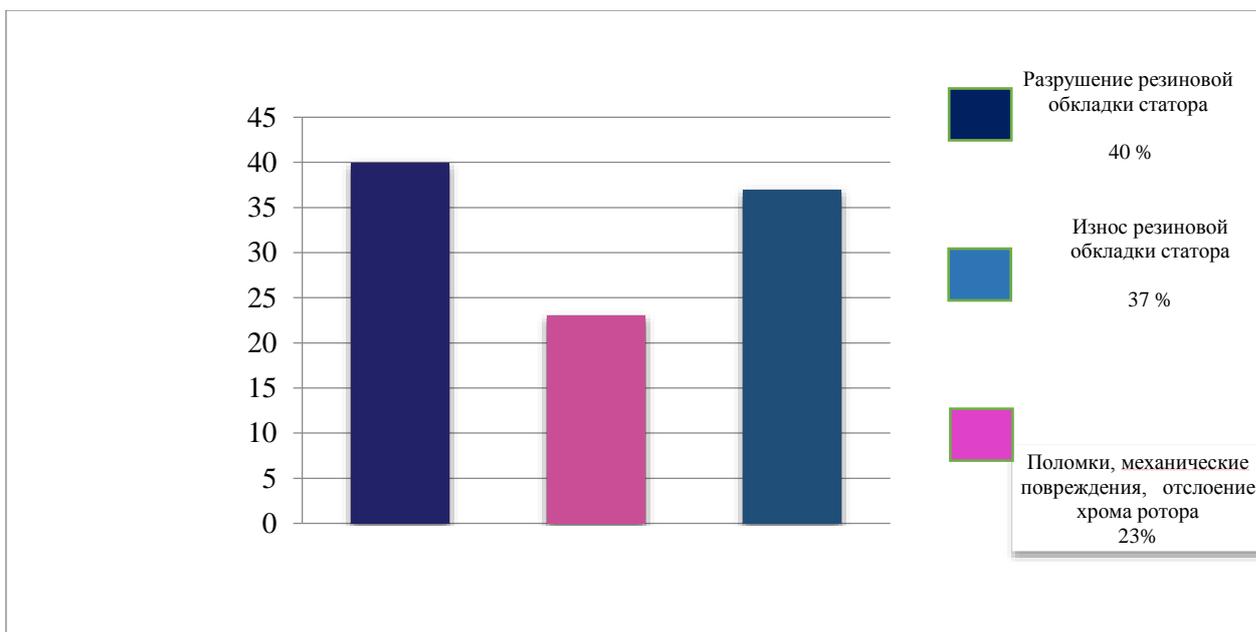


На диаграмме представлены причины отказов роторов винтовых забойных двигателей. По результатам анализа можно сделать вывод, что большинство отказов связано с естественным износом ротора, точнее его покрытия.



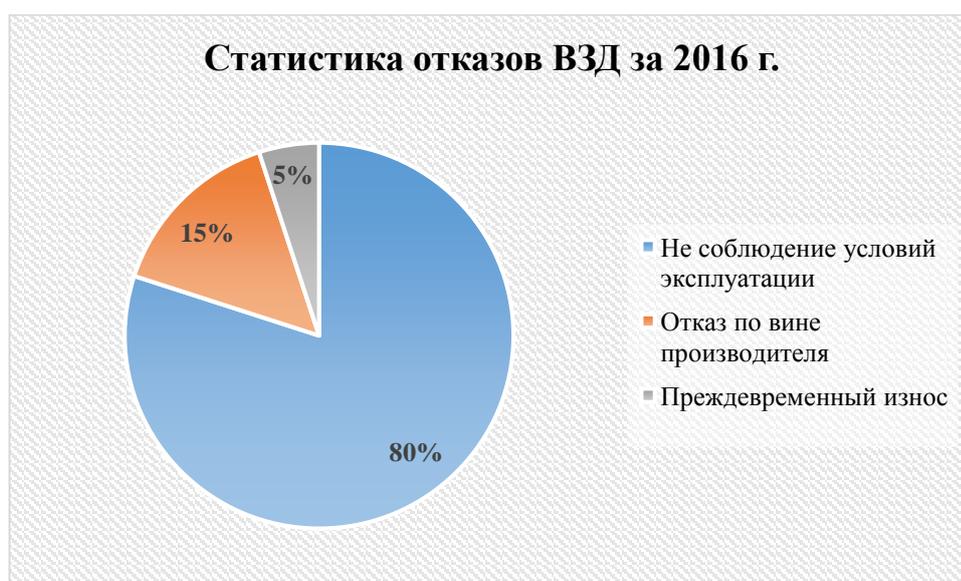
Что касается отказов статоров, то здесь сложнее: большинство отказов связано с неплановым разрушением эластомера статора, что ведет к выходу ВЗД из строя [3,27].

Помимо этого, было изучено 176 двигателей, имеющих в ассортименте, для установления характера повреждений рабочей пары, результаты представлены ниже.

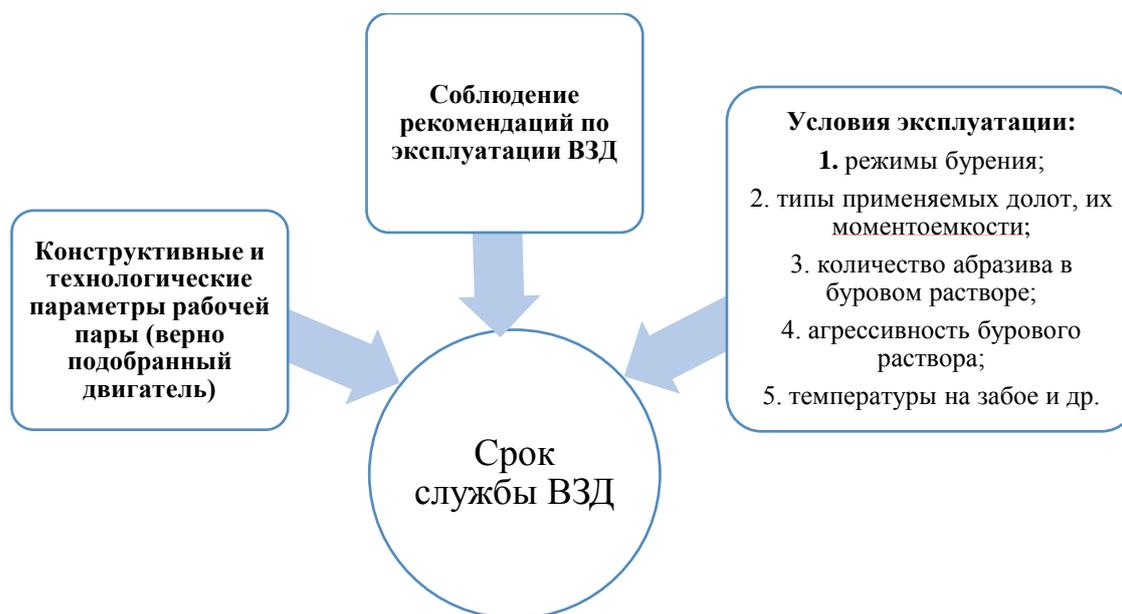


Результаты данного наблюдения также подтвердили факт того, что повреждения рабочей пары имеют в большей степени совокупный характер, т.е. разрушение резиновой обкладки статора путем несоответствия параметров эксплуатации (химические, температурные, механические воздействия), установленных заводом-изготовителем, чем естественный износ.

По данным ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» за 2016 год составлена диаграмма отказов ВЗД:



Исходя из выше представленного, можно составить зависимость срока службы ВЗД и двигательной секции (рабочей пары) ВЗД [27].



#### **Негативные последствия в результате отказа ВЗД:**

- Финансовые издержки из-за НПВ;
- Потеря репутации производителя в случае их вины;
- Расследования инцидентов занимает значительное время, ресурсы.

### **3. Совершенствование конструкции винтовых забойных двигателей**

#### **3.1. Модернизация двигательной секции ВЗД**

В главе №№ 1 и 2 данной работы, была рассмотрена наиболее распространенная комплектация винтового забойного двигателя, применяемая для строительства вертикальных и наклонно-направленных скважин, в том числе с горизонтальным окончанием ствола, на территории нашей страны и за рубежом.

К сожалению, как и всё техническое оборудование ВЗД подлежат износу и выходу из строя. В данной главе рассмотрим альтернативу стандартной конструкции двигателя, сделаем выводы по техническим характеристикам.

Начнем рассмотрение модифицированной конструкции ВЗД с основной секции – двигательной, представляющей ротор и статор.

Как уже было сказано: стандартная конструкция данной пары подразумевает наличие стального полого статора с профилированной зубчатой резиновой обкладкой (эластомером) и, как правило, хромированного ротора (рис. 26)



Рисунок 26 – Стандартная модификация двигательной секции

Статор в данной модификации винтового забойного двигателя, является одним из самых слабых мест в конструкции двигателя. Главной причиной преждевременного износа данного узла являются воздействие высоких забойных температур на резинотехническую смесь статора (эластомера), а также влияние нефтесодержащих соединений в составе бурового раствора.

Завод-изготовитель в паспортах на винтовые забойные двигатели и рекомендациях к эксплуатации указывает, что повышение температуры в призабойной зоне негативно влияет на прочность обкладки статора и снижает ресурс двигателя. Буровой раствор содержащий реагенты на углеводородной основе приводит к набуханию резиновой обкладки (эластомера) статора и преждевременному выходу из строя двигателя.

Так, в научной работе сотрудников ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент» сказано: при повышении забойной температуры, резина, используемая для формирования обкладки статора ВЗД, изменяет свои физико-механические и упругоэластичные свойства. При нагреве до 180 °С термически разрушается. С повышением температуры и уровнем циклически действующих напряжений динамическая долговечность резинотехнических изделий значительно понижается.

Рассмотрим эпицентр действия максимальных температурных и динамических нагрузок на эластомер. При работе двигателя в режиме максимальной мощности обкладка статора стандартной конструкции подвержена максимальному напряжению со стороны боковины зуба посередине толщины резины. Максимальные температурные значения в эластомере достигают 97 °С для статоров диаметром 95 мм, 122 °С для статоров диаметром 195 мм (рис. 26.1) [28,29].

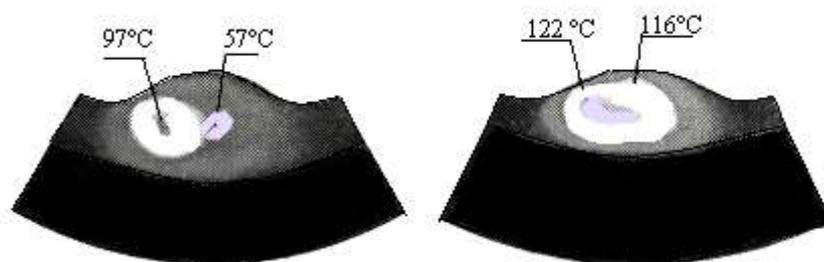


Рисунок 26.1 – Эпицентры термического воздействия на эластомер стандартной конструкции статора 95мм (слева), 195 мм (справа)

Как уже говорилось в результате температурного фактора резина теряет свои свойства и склонна к разрушению, следовательно, в конструкции ВЗД это чревато остановкой двигательной секции в связи с заклиниваем ротора и карданного вала, а также забиванием гидромониторных насадок долота элементами обкладки статора. На рис. представлены результаты разрушения эластомера ВЗД. В процессе бурения косвенными признаками разрушения эластомера являются скачки давления в нагнетательной линии при неизменных параметрах режима бурения, плохое восприятие нагрузки двигателем.



Рисунок 26.2 – Разрушение эластомера ВЗД в зоне действия высоких температур

Альтернативой стандартной конструкции статоров ВЗД является двигательная секция с равномерной толщиной резиновой обкладки (профилированная секция) (рис.26.3) [30].

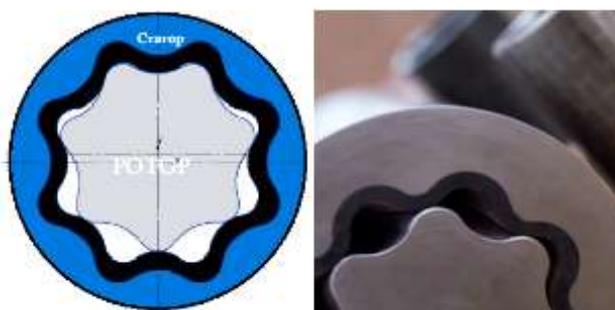


Рисунок 26.3 – Поперечный разрез профилированной двигательной секции

Конструктивное представление: двигательная секция выполнена в виде профилированного статора с привулканизированной к нему резиновой обкладкой равномерной толщины 5...8 мм. Конструкция ротора не подверглась модификации.

Создание такой конструкции рабочей пары позволило повысить жесткость в соединении и, как следствие, увеличить развиваемый момент на выходном валу ВЗД, максимальную мощность и увеличить максимально допустимую величину дифференциального перепада в 1, 5..2 раза [10,17].

Рассмотрим данную конструкцию в точки зрения воздействия высоких температур и характера разрушения резиновой обкладки. Ранее проведенные научные опыты показали, что в результате уменьшения объема резиновой смеси и равномерного распределения происходит достаточный отвод тепла из зоны нагрева статора. Подтверждением этому является снижение температуры разогрева эластомера в эпицентре контакта ротор-статор почти в 2 раза (рис.26.4). Эксперименты производились на тех же типоразмерах ВЗД, что и для стандартной конструкции 95 и 195 мм.



Рисунок 26.4 – Эпицентры термического воздействия на эластомер профилированной конструкции статора 95мм (слева), 195 мм (справа)

В связи с более качественным отводом тепла от зоны контакта профилированная секция ВЗД получила ряд преимуществ:

1. За счет уменьшения объема резиновой смеси и равномерного распределения, в зонах повышенной деформации, то есть на границе контакта ротор-статор, уменьшилось температурное расширение резины и, соответственно, не искажается геометрия эластомера.

Данный факт качественно сказался на отсутствии уменьшения рабочих камер объемного винтового механизма и увеличении механических потерь в зацеплении рабочей пары, что в свою очередь значительно сказывается на энергетических характеристиках ВЗД. Помимо этого, создание профилированной секции позволило в разы снизить механический износ поверхностей секции.

2. За счет уменьшения температурного градиента в зоне контакта ротор-статор увеличился ресурс статора и уменьшилась вероятность термического растрескивания. Во

время длительной работы ВЗД в скважине в режиме максимальной мощности физико-механические свойства эластомера практически не изменяются. Увеличилась область применения забойных двигателей, снабженных данной секцией. Ранее для стандартной конструкции рабочей пары, заводом-изготовителем в обязательном порядке регламентировался температурный предел до 110 °С. Создание обновленной пары позволило поднять данное значение до 145 °С [28-30].

Помимо всего вышесказанного, хочется отметить, что в силу повышенной жесткости в зацеплении рабочей пары, для обеспечения бесперебойной работы двигателя возможно обеспечивать бурение на меньшей производительности буровых насосов, чем при использовании в конструкции двигателя стандартной конструкции статора.

По опыту эксплуатации винтовых забойных двигателей на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении Иркутской области двух выше представленных модификаций, хочется отметить значительное различие в их поведении на забое и показателям механической скорости проходки примерно в одинаковых геологических условиях.

Ниже приведен рисунок 26.5 журнала бурения на ДНГКМ винтовым забойным двигателем производства компании ООО «Радиус Сервис» типоразмер 172 мм (ДРУЗ-172РС.7.8 №5421) и долотом PDC 215.9 SKH616M-A2D в интервале 2346,96 – 2822,50 м. Разрез данного интервала представлен доломитом и ангидритом.

Двигатель в стандартной модификации с полым статором, эластомером разной толщины. Допустимая нагрузка на долото 15 тн. При бурении данного интервала при максимально допустимой нагрузке на долото дифференциальный перепад давления на валу ВЗД составил 15-30 атм., что является хорошим показателем для данной модификации ВЗД. Средняя МСП за интервал составила в роторно-турбинном режиме 8.39 м/ч, в режиме направленного бурения (слайд) 4.36 м/ч. Бурение сопровождалось скачками давления, следовательно, повторным ориентированием КНБК в слайде и потерей времени [22,31].



Подводя итог по двум представленным модификациям исполнения двигательной секции винтовых забойных двигателей, наиболее выигрышно выглядит обновленная рабочая пара. С точки зрения закупочной стоимости, двигатели в стандартном исполнении почти в 2.5 раза рентабельнее. Но с точки зрения экономической выгоды: механического времени бурения, моторесурса и обслуживания ВЗД при строительстве скважин, профилированные забойные двигатели оправдывают себя.

Помимо модернизации статора двигателя, существует множество модификаций покрытия ротора ВЗД в зависимости от условий эксплуатации.

Сам ротор ВЗД изготавливается из легированной стали. Покрытие ротора подвергается агрессивному воздействию в процессе работы в скважине со стороны температурного фактора, бурового раствора, который в силу технологических и геологических особенностей может иметь разнообразный химический состав, в том числе негативно влияющий на элементы забойного двигателя. В связи с этим ротор двигателя выполнен в коррозионно- и износостойком исполнении.

Наиболее распространенным напылением ротора винтовых забойных двигателей является хром. Данное покрытие является наиболее рентабельным в изготовлении и обеспечивает наименьшие величины трения в системе ротор-статор. Но ротор в данном исполнении наиболее часто подвержен повреждениям в силу недостаточной прочности.

Основными видами износа покрытия являются: *механическая, химическая коррозия; микротрещины; сколы (рис. 28).*



Рисунок 28 – Износ хромированного ротора винтового забойного двигателя

В настоящее время значительно повысился уровень обслуживания и восстановления рабочих секций ВЗД. Ремонт ротора двигателя на данный момент представляет целый ряд процедур, требуемый точности, тонкости технологии и компетенции персонала. Ниже представлены основные этапы восстановления ротора:

- Расхромирование ротора – удаление прежнего слоя хромового покрытия
- Восстановление геометрических параметров – данная процедура подразумевает удалением промоин и кавернообразований по телу ротора; шлифовка и полировка поверхности

- Нанесение нового слоя хромового покрытия с последующей полировкой
- Установка новой полумуфты на ротор.

По завершении операций по восстановлению покрытия ротора ВЗД, деталь в обязательном порядке проходит ультразвуковой контроль по установлению дефектов и качеству восстановления.

Анализ износа и дефектов роторов показал, что значительное большинство выхода из строя происходит по причинам язвенной коррозии хромированного покрытия по принципу электрокоррозии ( $\text{CO}_2$ ).

Альтернативой хромированного покрытия является – карбид вольфрамовое.

Данное химическое соединение получило широкое распространение в области бурения нефтяных и газовых скважин.

При напылении данного покрытия ротор не подвергается температурному нагреву свыше  $+150^\circ\text{C}$ , что в свою очередь гарантирует отсутствие термической деформации напыляемого состава. Применение данного состава для изготовления роторов рабочей пары ВЗД позволило повысить рабочий ресурс ротора при работе в соленасыщенных и кислотных буровых растворах с 10-15 раз (со 100 до 1000 – 1500 часов циркуляции).

Покрытия из карбида вольфрама изготавливают толщиной 200-300 мкм, что обеспечивает твердость покрытия порядка 70 – 72 HR и адгезию более 80 Мпа. Помимо этого, поверхность не внедряют водород (наводороживание), что позволяет предупредить усталостное разрушение стали [32].

### **3.2. Модернизация шпиндельной секции ВЗД**

В конструктивном исполнении известно два типа изготовления шпиндельной секции винтового забойного двигателя:

- Открытые – рабочие компоненты, детали узла охлаждаются и смазываются потоком промывочной жидкости;
- Маслонаполненные – данный тип исполнения подразумевает наличие герметизированного шпинделя, конструкция которого представляет масляную ванну с избыточным давлением, как правило, на 10-20 атм. выше давления окружающей среды.

Серийно изготавливаемые двигатели в России имеют шпиндельную секцию открытого типа.

За время мировой эксплуатации ВЗД известно 3 типа исполнения карданного вала – элемента, преобразующего планетарное движение двигательной секции в соосное вращение вала шпинделя и, соответственно, долота. А также для передачи момента силы на выходной вал:

- Цельный карданный вал – используется на «прямых» винтовых забойных двигателях, без регулятора угла. Данная конструкция применима для бурения вертикальных скважин различного назначения (рис.29.1).

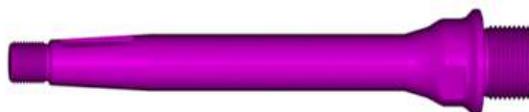


Рисунок 29.1 – цельный карданный вал

- Гибкий карданный вал

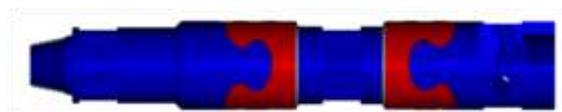


Рисунок 29.2 – гибкий карданный вал

- Шарнирный карданный вал

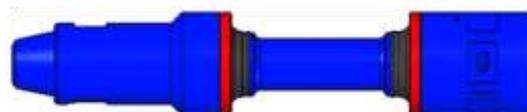


Рисунок 29.3 – Лепестковый шарнирный карданный вал [34]

Последний из представленных получил наиболее высокий КПД при эксплуатации ВЗД и, как следствие, более широкое распространение. В настоящее время двухшарнирный карданный вал прошел этап модернизации: конструкция представляет более мощную основу за счет увеличения диаметра самого вала и соединительных шаров. В результате этого была значительно увеличена грузоподъемность и долговечность кардана. Сальниковые уплотнения (они же резиновые манжеты) стали изготавливать на авиационном заводе из специальной резиновой смеси. Соединительный узел с ротором и валом шпинделя «грибок-вкладыш» стал изготавливаться из сплава стали и бронзы, этот же сплав используется в авиационной промышленности при изготовлении подшипников скольжения.

Помимо этого, был добавлен маслonaполненный неразъемный узел на границах трения. Данное обновление позволило снизить нагрузки на двигательную секцию, что в совокупности способствует увеличению ресурса ВЗД [10,11,21,33].



Рисунок 29.4 – Детальная конструкция карданного вала

### 3.3. Модернизация подшипникового узла

Подшипниковый узел является важным компонентом в конструкции двигателя, так как именно подшипники воспринимают радиальные и осевые нагрузки в процессе бурения, помимо этого они содействуют передаче крутящего момента на вал и на долото.

Стандартная конструкция данного узла подразумевает наличие стальных шарикоподшипников и радиальных опор марки стали 55СМ5ФА [35].

Модернизация данного узла подразумевает многорядный упорно-радиальный шариковый подшипник повышенной грузоподъемности с тороидальными дорожками качения. Помимо этого, произошло изменение геометрии шаров с обоймой, что позволило увеличить допустимую нагрузку на двигатель в процессе бурения и повысить ресурс подшипников. Для увеличения и расширения эксплуатационных возможностей ВЗД существует вариант исполнения данного узла с резинометаллической осевой опорой трения.



Рисунок 30 – Современная конструкция осевых шарикоподшипников ВЗД

Радиальные опоры шпиндельной секции винтового забойного двигателя воспринимают вибрационные и радиальные нагрузки от долота и работы оборудования на забое в процессе бурения. Конструктивно нижняя радиальная опора совмещена с ниппелем и расположена максимально близко к долоту. Эта схема позволяет существенно снизить радиальные нагрузки в процессе эксплуатации, и, следовательно, увеличивает срок службы радиальных опор.

Рабочая поверхность опоры упрочнена сплошной твердосплавной композицией методом пропитки с последующим объемным оплавлением. Твердосплавная композиция на 70% состоит из карбидов вольфрама, что существенно выше чем у конкурирующих предприятий Китая и США (рис.30.1) [37].

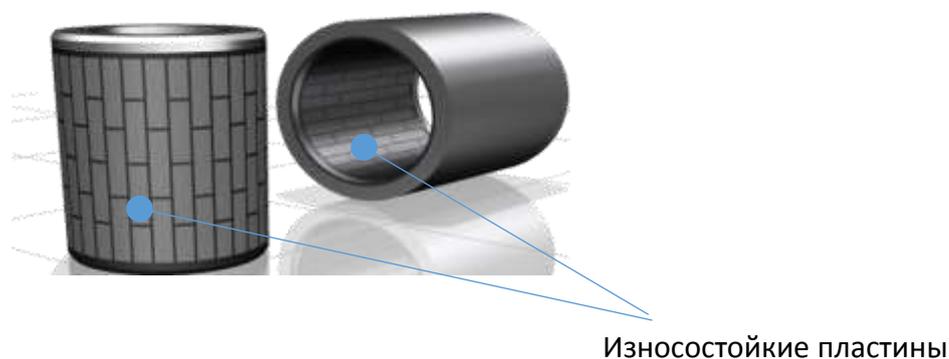


Рисунок 30.1 – Современное исполнение радиальной опоры ВЗД

### 3.4. Современная конструкция регулятора угла перекоса

Регулятор угла перекоса выполнен в виде соединительного верхнего и нижнего переводника и зубчатой муфты с гравировкой значений угла перекоса. Работы по регулировке угла выполняются на буровой установке и не занимают много времени. Зубчатая муфта представляет единое целое с «пяткой», легко подлежит замене в цеху по обслуживанию ВЗД. Двигатели, оснащенные данной функцией, могут иметь конструктивные отличия лишь в диапазоне изменения угла перекоса:  $0^{\circ}00' - 2^{\circ}00'$  и  $0^{\circ}00' - 3^{\circ}00'$ . Для повышения износостойкости, "пятка" регулируемого переводника армирована твердосплавными зубками [37].

## **Социальная ответственность**

Понятие «социальная ответственность» на данном этапе развития общества получило широкое распространение во всех сферах деятельности человека. Обычно социальная ответственность рассматривается как одно из выражений ответственности в обществе. Ответственность как способ взаимодействия различных сил в обществе (отдельные индивиды, организации, органы управления) связана с выполнением каких-либо обязанностей, предъявлением на этой основе требований к соответствующему лицу или организации, а также применением санкций в случае невыполнения.

Таким образом, социальная ответственность – это особое морально-правовое и социальное отношение конкретного лица (в нашем случае Работодателя) к обществу (Рабочему классу), характеризующиеся выполнением нравственного долга и правовых норм и аспектов деятельности.

В данном разделе более подробно рассмотрим роль социальной ответственности в нефтегазовой отрасли в частности в сфере бурения нефтяных и газовых скважин. А именно, рассмотрение пунктов связанных с исключением несчастных случаев; защитой здоровья работников; снижением вредных воздействий на окружающую среду; экономным расходованием невозобновимых природных ресурсов. В качестве объекта исследования рассматривается технологический процесс по использованию винтовых забойных двигателей для строительства скважин в различных геологических условиях, различных по своей специфике, профилю и назначению.

Таким образом, в роли объекта выступает весь комплекс производственно-технических мероприятий, необходимый для бурения нефтяных и газовых скважин.

## **Производственная безопасность**

Количество работающих на опасном техническом производстве в Российской Федерации составляет почти половину от всех занятых физическим трудом лиц. Охрана труда рабочих является одним из основополагающих факторов для построения дисциплинированного, а главное безопасного производственного процесса. В настоящее время правительство страны работает над улучшением условий труда рабочих, его научной организации о сокращении, а в дальнейшем и о полном вытеснении тяжелого физического труда на основе комплексной механизации и автоматизации производственных процессов в большинстве отраслей производственно-технического хозяйства.

Отрасль нефтяной и газовой промышленности является наиболее опасной производственной площадкой, следовательно, для создания условий труда уделяется особое внимание.

В сфере бурения нефтяных и газовых скважин, входящей в состав нефтегазового комплекса, при неправильной организации труда и производства, несоблюдении мероприятий по проводке скважин возможны следующие опасности, представленные в табл. 11:

Таблица 11 – Сводная таблица опасных и вредных факторов на производственном объекте нефтегазового промысла

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы по ГОСТ 12.0.003-74		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работы на буровой установке, в блоках очистки бурового раствора от выбуренной породы, в насосном блоке, на столе ротора: спускоподъемные операции, работы на столе ротора с движущимися элементами, сварочные работы, обслуживание электрических составляющих установки, работы на открытом воздухе круглогодично.	1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте; 3. Повышенный уровень вибрации; 4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов; 3. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.	1. "СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. [38] 2. ГОСТ 12.1.003-83 [39] 3. ГОСТ 12.1.012-2004 [40] 4. СП 52.13330.2011 Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [41] 5. ПБ-08-624-03 (15) [42] 6. ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00; ПУЭ-7[43] 7. Р 2.2.2006-05[60]

Рассмотрим каждый из выше представленных факторов детально.

#### **Опасные факторы:**

1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования.

1.1. Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Буровая установка представляет сложный и массивный рабочий объект, состоящий из множества механизмов и различных технических узлов. Получение травм возможны во время СПО, падения с высоты различных предметов, а также деталей буровой установки

и ее отдельных элементов, недостатки в содержании рабочего места, отсутствие ограждений движущихся частей бурового оборудования, применение опасных приемов труда и т.д. Наличие множества подвижных элементов в конструкции установки (буровые насосы, привода, лебедки, ротор и др.), являются чрезвычайно опасными для здоровья рабочих, в случае несоблюдения техники безопасности на объекте.

### 1.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Данные механические воздействия могут повлечь значительный ущерб здоровью персонала буровой установки, нередко случаи летального исхода в результате нарушения норм и требований безопасности.

1.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Основным нормативным документов для обеспечения безопасной работы в нефтегазовой отрасли являются Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности ПБ-08-624-03 (15) [42]. В данном документе детально прописаны все требования, необходимые для обеспечения безопасности на рабочей площадке. Рассмотрим некоторые из них: для исключения падения посторонних предметов на рабочего с высоты, применяемые крепления всех приспособлений и устройств, устанавливаемых на вышках, должны исключать их самопроизвольное раскрепление и падение. Приспособления и устройства должны быть застрахованы от падения. Для исключения падения свечей бурильных труб буровые установки должны быть оснащены приспособлением (поясом) для А-образных мачт и вышек с открытой передней гранью, предотвращающих падение устанавливаемых (установленных) за палец свечей.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

Кроме того, необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- обеспечить машинные ключи страховочными канатами;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- весь рабочий персонал должен быть обеспечен средствами индивидуальной защиты (касками, спецодеждой, рукавицами и т. д.);
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств;
- при работе на высоте рабочий должен быть обеспечен страховым поясом.

Буровая вышка должна быть обеспечена маршевыми лестницами (угол падения их не более 60°, ширина 0,7 м). Между маршами лестниц следует устроить переходные

площадки. Расстояние между ступеньками по высоте не более 25 см, они должны иметь уклон внутрь  $2\div 5^\circ$ . С обеих сторон ступени должны иметь планки или бортовую обшивку, высотой 15 см. Пол должен быть сделан из рифленого металла, исключающего возможность скольжения.

Все грузоподъемные механизмы грузоподъемностью свыше 1 тонны должны быть поставлены на учет в Ростехнадзор и испытаны в присутствии непосредственного начальника и представителя Ростехнадзора.

Испытание включают в себя:

- внешний осмотр;
- статическое испытание;
- динамическое испытание.

В конструкции грузоподъемных механизмов обязательно должны быть предусмотрены системы защиты (блокировка, дублирование и т.д), которые также подлежат испытанию.

2. Повышенное значение напряжения в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека.

2.1 Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Данный фактор опасен практически во всех сферах производственной деятельности. В настоящие дни применение электрического тока на буровых установках, является одним из основных критерием ее работоспособности, следовательно, получение травм такого рода возможно практически в любой ситуации. В качестве источников опасности могут выступать –открытые токопроводящие элементы буровой установки, прикосновения к которым могут повлечь как серьезные ожоги и повреждения, так и летальный исход; отсутствия защитного заземления; отсутствие специальной защитной обуви и перчаток при обслуживании модулей буровой установки, подключенных к токоведущим линиям.

2.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Воздействие электрического тока на человека подразделяется на 4 категории:

1. Термическое воздействие – проявление ожогов отдельных участков тела человека, нагревом органов до высоких показателей температуры, как следствие их функциональное расстройство.

2. Электролитическое воздействие – разложение жидкостей тела (кровь, вода, лимфа) на отдельные ионы, как следствие нарушение их свойств и физико-химического состава.

3. Биологическое – проявляется в виду раздражения отдельных частей тела, судороги мышц, нарушение внутренних биологических процессов.

4. Механическое – отделение и разрыв тканей организма [56].

2.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Предупреждение электротравматизма на объектах достигается выполнением следующих мероприятий:

– проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования буровых установок должны проводиться в соответствии с требованиями ПОТ Р М-016-2001, РД 153-34.0-03.150-00, а также ПУЭ-7 [43].

– обеспечение недоступности прикосновения к оголенным токоведущим частям, находящимся под напряжением;

– применение блокировочных устройств;

– применение защитного заземления буровой установки;

– применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, боты, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок;

– допускать к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV. Помимо, «Правил по охране труда и эксплуатацией электроустановок», действия буровой бригады на буровой установке регламентированы «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденными постановлением Госгортехнадзора России от 05.06.2003 (с изм. в 2013г.) [42].

Производственная площадка буровой установки относится к классу с повышенной опасностью поражения электрическим током, по следующим критериям:

1) помещения с токопроводящими полами (наличие железобетонных, металлических, кирпичных и иных типов токопроводящих напольных покрытий), буровая установка представляет металлическую конструкцию с металлическими полами и перекрытиями;

2) условия, когда человек может одновременно прикоснуться к металлическим корпусам электрооборудования и к заземленным металлоконструкциям зданий. На буровой установке множество металлических конструкции, в том числе и бурового оборудования, подключенных к электричеству.

3. Повышенная или пониженная температура поверхностей оборудования, материалов.

3.1 Анализ опасного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Работы на буровой ведутся со множеством вращающихся и движущихся механизмов, которые в результате действия нагреваются и способны повысить температуру в

помещении, помимо этого, соприкосновение персонала с нагревательными элементами, например, дизельных двигателей, могут вызвать ожоги.

### 3.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

На буровой установке в результате нарушений техники безопасности возможно получение любого типа ожога, но к данному фактору относятся два вида ожогов:

1. Термический ожог. Такие травмы в зоне действия бурового оборудования возможно получить от прямого контакта с:

а) огнем, например, в случае ЧС на буровой, с последующим возгоранием. Данный вид ожога опасен в виду вероятности повреждения жизненно важных органов (дыхательных путей, лица и др.). Оказание первой помощи при ожогах требует устранение материалов одежды, что в свою очередь может повлечь распространению инфекции;

б) горячим паром; в зимнее время года использование пара на буровой установке является обязательным параметром, так как практически все буровое оборудование находится на открытом пространстве и подвержено замерзанию, пар используется для отогрева узлов и агрегатов буровой установки. Ожоги паром как правило диагностируются неглубоким повреждением кожных тканей, возможно повреждение дыхательных путей;

в) горячими предметами; в процессе эксплуатации буровой установки, в частности: дизельных двигателей, приводных механизмов и др., эти элементы подвержены нагреву до больших температур, в результате контакта с такой поверхностью возможно получение ожогов, как правило, сопровождающихся вздутием кожных покровов.

2. Химический ожог. Повреждение связано с прямым попаданием на тело человека агрессивных химических веществ, на буровой это чаще всего химические вещества (кислоты, щелочи, соли тяжелых металлов), необходимые для приготовления бурового раствора [44].

3.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Согласно Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности[42], температура наружных поверхностей технических устройств и кожухов теплоизоляционных покрытий не должна превышать температуру самовоспламенения наиболее взрывопожароопасного продукта, а в местах, доступных для обслуживающего персонала, должна исключать возможность ожогов, именно этим нормативным документом регламентируется обеспечение безопасности относительно данного фактора, так как обеспечение исправного и защищенного рабочего места не представляет опасности для персонала, при соблюдении техники безопасности.

Защитные мероприятия: в результате получения ожога, требуется охладить ожоговое место под слабой струей проточной воды (запрещено использование снега, льда и др.); использовать препараты для профилактики ожогов на водной основе (мази, спреи); если ожог представляет опасность для жизни человека, необходимо в срочном порядке доставить его в больницу.

### **Вредные факторы:**

1. Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны;

1.1. Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Производственная деятельность на буровой ведется круглосуточно и круглогодично, следовательно, влияние как высоких, так и низких температур на организм рабочего персонала неизбежен. Помимо этого, как правило основная масса буровых работ ведется в условиях крайнего Севера.

1.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Данный факт способствует частому заболеванию рабочего персонала: повышение температуры тела; простуда; болезни дыхательных путей и др. Безопасность и здоровья персонала на рабочем месте очень важный показатель для компаний, для этого необходимо соблюдать требования и нормативы рабочего процесса на открытом воздухе.

1.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Труд всех работающих в условиях крайнего Севера по профессиям, связанных с бурением нефтяных и газовых скважин, по микроклиматическому признаку регламентируется в соответствии с Р 2.2.2006-05 [60].

Согласно данного документа, наиболее подходящим климатическим регионом (поясом), характеризующимся следующими показателями температуры воздуха (средняя зимних месяцев) и скорости ветра (средняя из наиболее вероятных величин в зимние месяцы), является климатический пояс Ib (TV) - 41 °С и 1,3 м/с.

Таким образом, к допустимым климатическим условиям труда относится -15,1 °С (без перерывов на обогрев) и -18,1 °С (с перерывами); к вредным условиям труда относится температурный интервал -23,5 °С (без перерывов на обогрев) и - 29,8 °С (с перерывами); к опасным относится -27,5 °С (без перерывов на обогрев) и -35,5 °С (с перерывами на обогрев) [60].

Так как большинство производственных помещений буровой установки не защищены от окружающей среды, рассмотрим температурные интервалы для помещений:

Оптимальные температурные границы для категории Пб:

- Холодное время года, температура воздуха – 17-19 °С; температура поверхностей – 16-20 °С; относительная влажность воздуха – 60-40%; скорость движения воздуха – 0,2 м/с.

- Теплое время года, температура воздуха – 19-21 °С; температура поверхностей – 18-22 °С; относительная влажность воздуха – 60-40%; скорость движения воздуха – 0,2 м/с.

- Допустимые границы величин показателей микроклимата на рабочем месте для категории Пб:

- Холодное время года, температура воздуха, диапазон ниже оптимальных значений – 15-16.9 °С, диапазон выше оптимальных величин – 19.1-22 °С; температура поверхностей – 14-23 °С; относительная влажность воздуха – 15-75%; скорость движения воздуха, для диапазона температур ниже оптимальных величин, не более – 0,2 м/с, для диапазона температур выше оптимальных величин, не более – 0,4 м/с.

- Теплое время года, температура воздуха, диапазон ниже оптимальных значений – 16-18.9 °С, диапазон выше оптимальных величин – 21.1-27 °С; температура поверхностей – 15-28 °С; относительная влажность воздуха – 15-75%; скорость движения воздуха, для диапазона температур ниже оптимальных величин, не более – 0,2 м/с, для диапазона температур выше оптимальных величин, не более – 0,5 м/с. (СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4.) [38].

Для предупреждения заболеваний необходимо предусмотреть укрытия рабочих мест, индивидуальные средства защиты (спецодежда), необходимые перерывы в работе. За вредность выплачиваются компенсации.

## 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте.

### 2.1. Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Шум на рабочей площадке буровой установки неизбежен. Источником возникновения является работа винтового забойного двигателя в скважине, передающего шум и вибрацию по всей длине бурильной колонны на роторный стол. Помимо этого, работа дизельных двигателей является основным источником шума на буровой установке.

### 2.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Шум, возникающий в результате работы производственного оборудования, превышающий допустимые нормативные значения, пагубно воздействует на центральную нервную и вегетативную систему человека и органы слуха. Длительное воздействие шума, превышающего нормативные показатели, могут повлечь заболевания человека шумовой болезнью — нейросенсорная тугоухость. Таким образом, можно выделить основные негативные последствия на человека под действием избытка шума: потери слуха, некоторых нервных заболеваний, снижения продуктивности в работе и некоторых случаях потери жизни.

2.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Рассмотрим данный фактор с точки зрения ГОСТ 12.1.003-83 [39].

Шум на рабочем месте не должен превышать 80 дБ. Запрещается даже кратковременное пребывание в зонах с октавными уровнями звука, превышающими давление в 135 дБ.

Защитные мероприятия: при проектировании, разработке технологических процессов, изготовлении и эксплуатации машин, следует принимать необходимые меры по снижению шума, воздействующего на персонал во время работы, до значения не превышающих допустимые. Для уменьшения шума на объекте используются как индивидуальные (наушники, вкладыши, шлемы), так и коллективные средства защиты. К коллективным средствам защиты относятся: пневмоударники, звукоизоляция (минеральная вата, войлок) и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

3. Повышенный уровень вибрации.

3.1 Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Источниками вибрации на буровой установке являются те же механизмы и оборудование, что и источниками шума: винтовые забойные двигатели, дизельные двигатели, компрессоры и др.

3.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Обеспечение вибрационной безопасности на буровой площадке подразумевает создание условия, при которых воздействие данного фактора не будет предшествовать ухудшению состояния рабочего персонала, в том числе к профессиональным заболеваниям, снижению комфортности труда.

Помимо негативного влияния на человека, вибрации может влиять на нарушение в работе механизированных инструментов, машин и оборудования буровой установки, а также строительных конструкций. Это может повлечь за собой возникновение аварийных ситуаций и, в конечном счете, неблагоприятных воздействий на человека, получение им травм.

3.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Соблюдение требований техники безопасности по данному фактору регламентируется ГОСТ 12.1.012-2004 [40].

На рабочем месте бурильщика во время долбления наибольшая вибрация отмечена на установке роторного бурения — до 123 дБ в октавной полосе 31,5 Гц. На установках,

осуществляющих бурение турбобуром, параметры среднеквадратичной колебательной скорости ниже допустимого уровня и зачастую не превышают его. В целом наиболее высокие уровни вибрации, до 90—123 дБ, отмечены в полосах частот 8—63 Гц. Максимальные значения среднеквадратичной колебательной скорости в децибелах изменялись в различных полосах частот: при роторном бурении от 111 до 120 дБ, при турбинном — от 85 до 112 дБ. Определение величин вибрации на рабочем месте бурильщика и площадке буровой установки в период спускоподъемных операций показало, что на всех буровых установках средние величины вибрации в диапазоне частот 8—63 Гц превышают допустимые уровни. При работе АКБ-3 (автоматический ключ буровой) возникали вибрации пола буровой площадки, превышающие допустимые уровни, в диапазонах среднегеометрических частот от 8 до 63 Гц на 6—14 дБ, сравнительно близкие по своим значениям к вибрациям, создаваемым на различных типах установок. Значительное превышение вибрации над допустимыми величинами имеется в проходах у силовых агрегатов различных типов буровых установок [57].

Уровни общей вибрации на буровых установках после монтажа не должны превышать допустимые по ГОСТ "Вибрация. Общие требования безопасности" и регистрируются в акте приемочной комиссии. При гигиенической оценке вибраций нормируемыми параметрами являются средние квадратичные значения виброскорости  $v$  (и их логарифмические уровни  $L_v$ ) или виброускорения для локальных вибраций в октавных полосах частот, а для общей вибрации — в октавных или третьоктавных полосах. Таким образом, согласно ГОСТ нормируемый диапазон частот вибрации устанавливается:

- для локальной вибрации в виде октавных полос со среднегеометрическими частотами: 8; 16; 31,5; 63; 125; 250; 500; 1000 Гц;

- для общей вибрации в виде октавных или 1/3 октавных полос со среднегеометрическими частотами: 0,8; 1; 1,25; 1,6; 2,0; 2,5; 3,15; 4,0; 5,0; 6,3; 8,0; 10,0; 12,5; 16,0; 20,0; 25,0; 31,5; 40,0; 50,0; 63,0; 80,0 Гц [40].

Для борьбы с вибрацией на объекте производят балансировку, установку амортизаторов, виброфундамент, увеличивают массу основания. При коллективных средствах защиты используют амортизационные подушки в соединениях блоков, оснований, эластичные прокладки, виброизолирующие хомуты на напорных линиях буровых насосов. В качестве индивидуальных средств защиты применяются: специальные виброгасящие коврики под ноги у пультов управления различными механизмами, виброобувь и виброрукавицы. Помимо этого, вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду  $0 \div 28$  мм.

4. Отсутствие или недостаток естественного света; недостаточная освещенность рабочей зоны.

4.1 Анализ вредного фактора, который может создать аварийную ситуацию.

Работы на буровой ведутся круглосуточно, как на открытом пространстве (стол ротора, мостки), так и в закрытых помещениях (насосный блок, центральная система грубой очистки). Как правило недостаток освещения касается двух представленных случаев.

4.2. Возможные последствия от действия фактора на организм человека.

Недостаточно хорошее освещение в рабочей зоне сказывается на усталость персонала, человек в таких условиях работает менее продуктивно, повышается потенциальная опасность возникновения аварийной ситуации и несчастных случаев. Помимо этого, недостаток освещения может повлечь профессиональные заболевания, например, такие как спазм аккомодации и близорукость. Естественное освещение имеет большое значение при работе. Образованное в результате взаимодействия прямого и отраженного света диффузное освещение помещений создает благоприятное распределение яркости, что оказывает положительное действие на зрение.

4.3. Обоснования мероприятий по защите персонала предприятия, основанные на действиях нормативной документации.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2011 (СНиП 23-05-95\*) [41].

Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. На буровой используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

Нормы освещенности на рабочих местах должны иметь следующие значения:

- |                                      |                           |
|--------------------------------------|---------------------------|
| – стол ротора – 40 лк;               | Насосное помещение:       |
| – полатя верхового рабочего – 10 лк; | – пусковые ящики – 50 лк; |
| – приемный мост – 30 лк.             | – буровые насосы – 25 лк. |

### **Экологическая безопасность**

Учитывая, что нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия представлены в табл. 12.

Таблица 12 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия

Природные ресурсы, компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель (уничтожение в результате работы спец. техники и др.)	1.Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. 2.Соблюдение нормативов отвода земель. 3.Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами.	1.Сооружение поддонов, отсыпка площадок для техники. 2.Вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов.
	Засорение почвы производственными отходами и мусором.	1. Вывоз и захоронение производственных отходов (металлолом, шлам) и мусора.
	Создание выемок и неровностей.	1.Засыпка выемок.
	Уничтожение сельскохозяйственной растительности.	1.Оплата потрав.
Лес и лесные ресурсы. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. Лесные пожары. Оставление недорубов, захламление лесосек.	Порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков	1.Уборка и уничтожение порубочных остатков. 2.Оборудование пожароопасных объектов, создание минерализованных полос 3.Использование вырубленной древесины.
	Мероприятия по охране почв (см.графу "Земля и земельные ресурсы").	1.Попенная оплата. 2.Соблюдение нормативов отвода земель в залесенных территориях.

Вода и водные ресурсы. Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды). Загрязнение бытовыми стоками.	Механическое и химическое загрязнение водоотводов в результате стаяивания отвалов. Загрязнение подземных вод при смещении водоносных горизонтов.	1. Сооружение водоотводов, накопителей и отстойников. 2. Очистные сооружения для буровых стоков и бытовых стоков (канализационные устройства, септики).
	Отвод, складирование и обезвреживание сточных вод	1. Рациональное размещение отвалов, сооружение специальных эстакад, засыпка выработок в русле.
Недра.	Нарушение естественных свойств геологической среды.	1. Ликвидационный тампонаж буровых скважин.
	Некомплексное изучение недр.	1. Тематические и научно-исследовательские работы по повышению комплексности изучения недр. 2. Оборудование и аналитические работы на сопутствующие компоненты, породы вскрытия и отходы будущего производства.
	Неполное использование извлеченных из недр полезных компонентов.  Застройка месторождений, их затопление.	1. Ведение работ, позволяющих извлечь из недр как можно больше полезных компонентов. 2. Геологические работы с целью проверки "стерильности" зон застройки и организация рудных отвалов и складов, хранение образцов и проб.
Воздушный бассейн.	Выбросы пыли и токсичных газов.	1. Мероприятия предусматриваются в случае непосредственного вредного воздействия.
Животный мир.	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение. Браконьерство.	1. Проведение комплексных природоохранных мероприятий, планирование работ с учетом охраны животных. 2. Профилактическая работа.

### Разработка мероприятий по охране окружающей среды

Для обеспечения предотвращения загрязнения окружающей среды необходимо обеспечить строгое соблюдение действующих норм, правил и инструкций Госкомприроды, Минводхоза, Минрыбхоза, Минздрава России, а также местных директивных и контролирующих органов.

Охрана окружающей среды при строительно-монтажных работах. С целью предотвращения загрязнения почвы, поверхностных и подземных вод необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- произвести оформление земельного участка для строительства буровой установки и жилого поселка;
- на основании норм отвода земельных участков и руководствуясь схемой расположения оборудования, установить по периметру границы участка и по ним оборудовать обваловку.

С целью сбора отработанного бурового раствора, сточных вод, ГСМ, химических реагентов в процессе бурения скважины, снижения до минимума их фильтрации в почву, а также повышения противопожарной безопасности и промсанитарии, необходимо обеспечить выполнение следующих мероприятий:

- размеры земельных амбаров должны быть строго соблюдены, так как эти емкости должны обеспечить сбор отработанного бурового раствора, сточных вод и выбуренной породы (шлама) на весь период строительства скважины;
- хранение запасов бурового раствора, ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях.

Охрана окружающей среды при бурении и креплении скважины. На данном этапе строительства скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- с целью предотвращения в аварийных ситуациях, открытого фонтанирования и загрязнения нефтью прилежащих территорий, устье скважины оборудуется противовыбросовым оборудованием согласно ГОСТ 13862-90 [45];
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- образующиеся во время СПО переливы бурового раствора и сточные воды, после мытья пола буровой или оборудования, должны стекать в шламовый амбар.

**Охрана недр.** Для надежной охраны недр в процессе бурения скважины должны выполняться следующие мероприятия:

- строго соблюдать разработанную конструкцию скважины, которая обеспечивает изоляцию водоносных горизонтов и перекрытие интервалов поглощения бурового раствора;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой;

- при ликвидации скважины установить под последним объектом цементный мост высотой 50 метров.

Рекультивация нарушенных земель после бурения скважины. После бурения скважины и демонтажа оборудования, необходимо выполнить следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы (ГОСТ 17.2.3.01-86; ГОСТ 17.1.1.01-77; ГОСТ 17.2.1.04-77; ГОСТ 17.4.2.01-81; ГОСТ 27593-88[46-50]).

### **Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – это обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, а также значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности.

Исходя из природы возникновения чрезвычайной ситуации, существует классификация:

- |                      |                             |
|----------------------|-----------------------------|
| 1. геологические     | 4. природные пожары         |
| 2. метеорологические | 5. массовые заболевания[58] |
| 3. гидрологические   |                             |

К наиболее вероятным производственным чрезвычайным ситуациям в нефтегазовом комплексе относятся:

- Пожары;
- Открытые фонтаны;

Рассмотрим один из самых опасных и вероятный случаев.

**Пожары.** Опасность пожаров и взрывов на производственных объектах нефтегазодобывающей промышленности характерна для всех технологических процессов начиная от добычи нефти, газа или конденсата и заканчивая их переработкой. Вероятность возникновения этих явлений, возможные масштабы и последствия их воздействия на здоровье и жизнь работающих зависят от объемов и свойств горючих материалов и веществ, условий поступления, распространения и накопления их в воздухе.

По взрывоопасности и пожароопасности объекты нефтяной и газовой промышленности относятся к категории «А». Согласно НПБ 105-03 к взрывоопасности категории «А» относятся производства на которых применяются:

- 1) вещества, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, воздухом и друг с другом (химические реагенты для приготовления бурового раствора: калий, натрий и др.);
- 2) горючие газы, нижний предел воспламенения которых равен 10% и меньше по отношению к объему воздуха (метан);
- 3) жидкости, с температурой вспышки паров до 28 °С, исключительно при условии, что указанные газы и жидкости могут образовывать взрывоопасные смеси в объеме, превышающем объем помещения на 5 % (спирт метиловый, этиловый, пропиловый) [61].

Причины взрывов и пожаров могут быть различны:

- 1) пропуски дизельного топлива, разливы нефтепродуктов и горючих веществ;
- 2) нарушение герметичности выхлопных коллекторов двигателей, неисправность искрогасителей;
- 3) применение открытого огня, курение, проведение сварочных работ вблизи мест хранения нефти, горюче-смазочных материалов, сгораемых конструкций и горючих веществ;
- 4) неисправности электрооборудования, вызывающие искрение, короткое замыкание, нагрев проводов;
- 5) прокладка силовой осветительной сети с нарушениями;
- 6) перегрузка электрических приборов, оборудования.

Во избежание возникновения взрывов и пожаров необходимо выполнять следующие требования:

- 1) территория вокруг буровой в радиусе 50 м должна быть очищена от травы, валежника, листьев;
- 2) площадки вокруг наземных сооружений должны быть выровнены и не иметь препятствий для передвижения людей и пожарного транспорта;
- 3) топливная емкость для двигателей внутреннего сгорания, а также смазочные материалы должны располагаться не ближе 15 м от буровой;
- 4) запрещается пользоваться на буровой факелами, спичками, свечами, керосиновыми факелами. На территории буровой запрещается разведение костров, сжигание мусора, выжигание травы. Курение разрешается только в специально отведенных для этого местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: "Место для курения";
- 5) электрические машины, оборудование, приборы, применяемые во взрывоопасных местах, должны отвечать требованиям "Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования;

б) во избежание разрушений, загораний и взрывов при прямых ударах молнии должна устанавливаться молниезащита в соответствии с РД 34.21.122-87 [51]. Запрещается во время грозы производить работы на буровой вышке, а также находиться на расстоянии ближе 10 м от заземляющих устройств молниезащиты;

7) для борьбы с проявлениями вторичных воздействий молний, а также статического электричества технологическая аппаратура и трубопроводы, содержащие горючие пары и газы, должны заземляться. Сопротивление заземляющих устройств допускается до 100 Ом. Кроме того, для предупреждения возможности возникновения пожара при установке нефтяных ванн проводят тщательную работу по подготовке всего оборудования для безопасных работ, обращая особое внимание на устранение очагов пожара под полом буровой, в зоне ствола скважины и в лебедке. Под ведущей трубой обязательно должен быть установлен шаровой или обратный клапан, при этом категорически запрещается отвинчивать ведущую трубу с клапаном. Бурильная колонна должна быть разъединена выше клапана. При использовании нефтяных ванн должны соблюдаться меры, исключающие возможность выбора и разлива нефти. Если нефтяная вышка устанавливается в ночное время, то место проведения работ освещается прожекторами. Трубы, по которым нефть наливается в емкость и перекачивается в скважину, надежно заземляются, пролитая нефть засыпается песком. Около подъездных путей к буровой установке и около нее устанавливаются щиты с надписями о необходимости строгого соблюдения правил пожарной безопасности. Дизельное топливо и нефтепродукты для приготовления раствора хранятся не ближе 40 м от буровой[59].

**Пожарная профилактика.** Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием на буровой перед началом бурения должна быть создана пожарная дружина из членов буровой бригады. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 [52].

Все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория буровой должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара на буровой запрещается:

- располагать электропроводку на буровой вышке в местах ее возможного повреждения буровым инструментом;
- хранение ГСМ в металлических емкостях ближе 20 метров от буровой установки.

Буровая установка должна быть обеспечена средствами пожаротушения. Противопожарные щиты располагаются: в насосной – у входа на буровую, в котельной, в

роторном сарае и на складе ГСМ. В двадцати метрах от культбудки должен быть оборудован инвентарный пожарный щит.

Каждый пожарный щит укомплектован следующим образом:

огнетушитель ОВП(4)	- 2 шт.
лопата	- 2 шт.
багор	- 2 шт.
топор	- 2 шт.
ведро	- 2 шт.
ящик с песком	- 1 шт.
кашма 2×2 м	- 1 шт.
бочка с водой 200 л	- 1 шт.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003-86 [53].

Для исключения возможного возгорания от статического электричества производится установка защитного заземления.

Буровая установка должна быть оборудована следующими средствами пожаротушения:

- 1) двумя пожарными стояками диаметром 50-60 мм, установленными в 15-20м от помещений насосной и со стороны мостков буровой в 75-100м от водопровода;
- 2) тремя пожарными рукавами и двумя переводниками диаметром 50 - 60 мм (длина одного рукава не менее 20 м);
- 3) огнетушителями ОВП(8) в количестве 6шт, ящиками с песком емкостью 0,5м<sup>3</sup> (4шт), пожарными щитами, оборудованными лопатами, ломом, топорами, баграми, ведрами.

## **Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Работник в сфере бурения нефтяных и газовых скважин имеет право на:

1. предоставление работы, обусловленной трудовым договором, а также рабочего места, соответствующего государственным нормативным требованиям охраны труда;
2. обеспечение рабочего места оборудованием, инструментами, технической документацией и прочими средствами, необходимыми для исполнения трудовых обязанностей;
3. своевременную и в полном объеме выплату оплаты труда в соответствии со своей квалификацией, сложностью труда, количеством и качеством выполненной работы;
4. отдых, то есть соблюдение ежедневной продолжительности рабочего времени, предоставление перерывов для отдыха и питания (12-ти часовой рабочий день с перерывом на обед 1 час), оплачиваемых ежегодных отпусков в соответствии с трудовым законодательством РФ (28 календарных дней) и дополнительный отпуск продолжительностью 16 календарных дней за работу в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера;
5. гарантии и компенсации, предусмотренные законодательством РФ и локальными нормативными актами работодателя (компенсации проезда и проживания при устройстве на работу в полном размере, по факту предоставления подтверждающих документов; работнику за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения предприятия (пункта сбора) к месту работы и обратно выплачивается надбавка за вахтовый метод работы в размере установленным работодателем);
6. обязательное государственное социальное страхование в порядке и на условиях, установленных действующим законодательством РФ.

Работник обязан:

1. добросовестно выполнять свои должностные обязанности, установленные нормы труда, поддерживать рабочее место, технику, оборудование в исправном состоянии, чистоте и порядке;
2. соблюдать правила внутреннего трудового распорядка, инструкции и т.д.;
3. соблюдать трудовую дисциплину, не покидать рабочее место без уведомления руководителя подразделения или непосредственного руководителя на объекте;
4. выполнять правила проживания в вахтовом поселке, в связи с этим Работнику запрещается:

- покидать самостоятельно производственный объект при централизованной смене вахты;

- курить в местах, где в соответствии с правилами техники безопасности и производственной санитарии установлен запрет;

- выносить с места работы имущество, принадлежащее предприятию, без получения соответствующего разрешения и подтверждающих документов;

- находиться на территории предприятия и производственного объекта в состоянии алкогольного, наркотического или токсического опьянения.

5. Соблюдать требования по охране труда, технике безопасности, пожарной безопасности и производственной санитарии.

При возникновении ситуации, представляющей угрозу жизни и здоровью людей, сохранности имущества, незамедлительно сообщить о случившемся непосредственному руководителю.

Положения о правах рабочего персонала, осуществляющих деятельность вахтовым методом прописаны в Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом[54], а также в ГОСТе Р 12.0.001-2013 [55].

## **Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

### **Структура и организационные формы работы управления по нефтесервису ООО «ДримНефть»**

Управление по нефтесервису ООО «ДримНефть» образовано в 2017 году из ранее существовавшего бурового предприятия по бурению наклонно-направленных скважин ООО «ВОСТОК».

Основными задачами службы ННБ ООО «ДримНефть» являются обеспечение проводки скважин, согласно требуемой траектории (профиля) с целью попадания в необходимый круг допуска для обеспечения максимального дебита нефти. Помимо этого, организация осуществляет обеспечение буровой установки забойными двигателями, долотами, телесистемами, без которых невозможно бурение направленных скважин; процесс цементирования скважин и геолого-техническое сопровождение процесса бурения.

Во главе организации стоит руководитель управления (директор), у которого в подчинении находятся три проекта, расположенные в Восточной Сибири (г. Иркутск), Западной Сибири (г. Нижневартовск) и в г. Оренбург. Первый зам. директора - технический директор (главный технолог), заместитель директора по экономической части и финансам, зам. директора по общим вопросам, зам. директора по работе с персоналом, зам. директора по вопросам безопасности персонала и производственной деятельности.

В расположении технического директора находятся следующие руководители: главный геолог, главный технолог, зам. директора по производству, зам. директора по охране труда и технике безопасности.

Выше представленные лица возглавляют соответствующие отделы: технологический отдел, геологический отдел, отдел по охране труда и технике безопасности.

Технологический отдел делится на три составляющие: служба цементирования скважин (ЦС), служба наклонно-направленного бурения (ННБ), служба геолого-технических исследований (ГТИ).

На 30.04.18 г. в управлении по нефтесервису ООО «ДримНефть» работает 412 человек: ННБ – 264 чел., ГТИ – 86 чел., ЦС – 62 чел.

Организационная структура предприятия ООО «ДримНефть» представлена на рис. 31 [65].

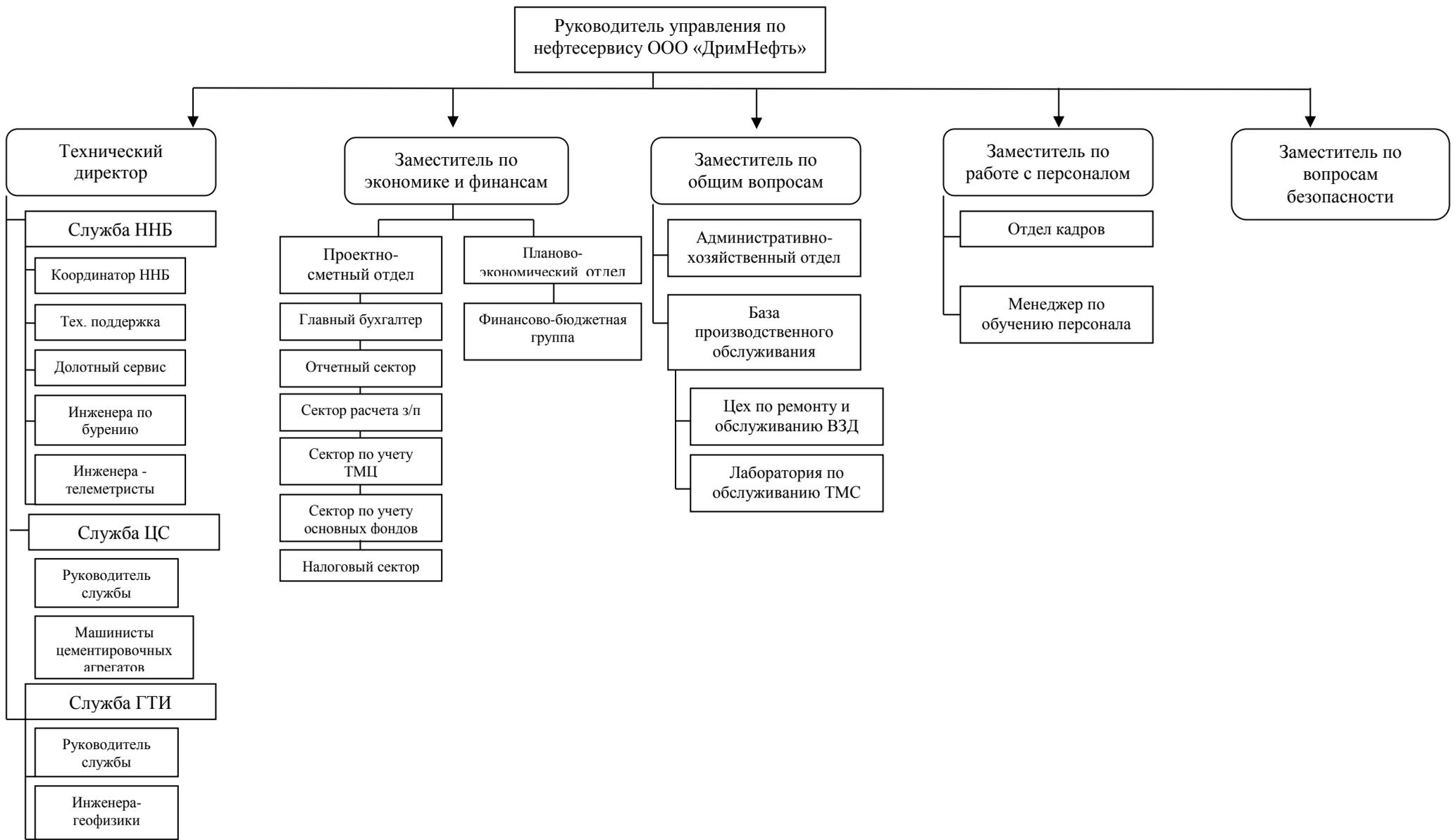


Рисунок 31 - Организационная структура предприятия

## **Анализ рабочего времени буровых бригад и технико-экономических показателей бурения скважин**

В 2017 году управление по нефтесервису ООО «ДримНефть» осуществляло бурение эксплуатационных скважин Дулисьминском нефтегазоконденсатном, Травяном, Урайском, Варынгском месторождениях. Помимо этого, велось строительство поисково-разведочных скважин. Средняя глубина бурения скважин по стволу 3100 м.

Проектом на бурение и сдачу эксплуатационного объекта на 2017 год запланировано сдать в эксплуатацию и дальнейшую разработку 45 скважин по заказу ЗАО «Дулисьма», ОАО «Негуснефть».

Факт на конец года - 41 законченная скважин, что в общей сложности составляет порядка 91.1 % рабочего плана. Отсутствие 100%-ого результата в данной ситуации связано с проблемами бурения наклонно-направленных скважин с горизонтальным участком ствола.

Хочется отметить, что пороговое значение по проходке составляет 70 % от плана по требованиям заказчик, таким образом, данная статистика является результатом грамотной организации работ в целом по предприятию, а также хорошей организации поставок на месторождения.

Суммарным результатом работ за 2017 год является перевыполнение плана. За исключением следующих показателей бурения – скорость бурения коммерческая, ежегодная проходка на одну бригадную единицу.

В связи с ростом капиталовложений 122.7% в компании произошел рост объема работ (объемов бурения скважин), что прямым образом сказалось на перевыполнении показателей. А именно: 97.600 м – объем бурения на 2017 г. Плановый, фактический объем составил 127.084 м.

В 2017 году СННБ ООО «ДримНефть» закупило следующее оборудование:

- Винтовые забойные двигатели производства компании ООО «Радиус Сервис» заходностью 7/8 240 типоразмер (10000 долларов за 1 ед), в количестве 2 шт.
- Винтовые забойные двигатели производства компании ООО «ВНИИБТ Буровой инструмент» заходностью 5/6 172 типоразмер (12000 долларов за 1 ед), в количестве 4 шт.
- Долота производства фирмы «Smith bits» (6.000 \$ за 1 ед.), в количестве 10 ед.
- Долота фирмы «Halliburton» (по цене 5.800 \$ за 1 ед.).

Были закуплены зап. части и оборудование для эксплуатации скважинного оборудования (доски для установки долот, смазка, подшипники).

Повышение технико-экономических показателей связано с тем числе с внедрением данного оборудования в производство.

К примеру, экономический эффект за год от внедрения в рабочий процесс и технологию бурения на одной скважине буровых долот производства «Smith bits» составил 2.658.900 руб.

Долота производства компании «Halliburton» использовались для бурения верхнего геологического разреза и четвертичных отложений, экономический эффект от их эксплуатации на одной скважине составил 541.230 руб.

Средняя заработная плата за месяц работы по сравнению с 2016 годом повысилась на 5.400 руб. Помимо этого, произошло и увеличение фонда з/п до 65.850 тыс. руб. Увеличение з/п напрямую связано с увеличением цен на углеводородное сырье – нефть и газ, что касаясь фонда заработной платы - напрямую связано с увеличением числа работающих в ООО «ДримНефть».

Число работающих во всех управлениях ООО «ДримНефть» увеличилось на 156 чел. и равняется на данный момент 784 человека. Увеличение рабочего персонала произошло в результате роста объемов бурения и, соответственно, потребности в квалифицированном персонале.

Балансовая прибыль по организации составила 1.723.000 руб.

Так как работы на производственном объекте ведутся совместно с буровой бригадой ООО «ДримНефть», рассмотрим общие показатели работ по скважинам за год.

Таблица 13 - Расшифровка организационных простоев

Организационные простои/Мастер	Гуляев	Алексеев	Аносов
1. Отсутствие эл.энергии, час	146	122	278
2. Ожидание завоза ТМЦ и химических реагентов, час	24	6	5
3. Ожидание цементировочного флота, час	19	48	24
4. Отогрев линии манифольда, час	23	26	72
5. Ожидание партии ГИС, час	20	10	16
6. Ожидание ремкомплектов (оборудования), час	58	27	5
7. Ожидание электрического оборудования (станции управления и тд), час	1	4	3
8. Транспортные осложнения (бездорожье), час	24	18	16
9. Ухудшение климата, час	72	24	28
10. Ожидание передвижки буровой установки, час	24	24	48
<b>Итого по бригадам, час</b>	<b>411</b>	<b>309</b>	<b>495</b>

Из табл. 13 видно, что основную временную потерю составляют простои из-за непланового отключения электричества – 546 часов, отогрев линии подачи промывочной жидкости – 121 час и простои, связанные с климатическими условиями, как правило, в районах Крайнего Севера – 124 часа.

Таким образом, уменьшить время организационных простоев можно следующим образом: организация производственных объектов бесперебойным снабжением электроэнергией или установка дизельных генераторов электрического тока; качественным утеплением и своевременным прогревом нагнетательных линий в зимнее время года, а также продув линии в преддверии долговременного простоя без циркуляции.

Время на ликвидацию аварий по проекту Восточной Сибири (Дулисьминское НГКМ) в 2017 году составило 432 часов или 18 дней.

Аварийность на производственной площадке буровой установки, прежде всего связано с человеческим фактором: недостаточно компетентный и внимательный персонал, нарушение технологии бурения, недостаточный контроль параметров режима бурения. Решением данной задачи являются проведения доскональных проверок и тестирований на знания технологии бурения у действующего персонала, стимулирование персонала.

Сроки подготовительно-вспомогательных работ в целом по организации за 2017 год заняли 2.880 часов (120 суток).

В табл. 14 подробно представлены операции подготовительно-вспомогательных работ.

Таблица 14 - Операции ПВР

Подготовительно-вспомогательные работы	Гуляев	Алексеев	Аносов
1. Работы по электрометрии, час	201	326	189
2. Проработки интервалов бурения, час	45	25	35
3. Замена долота, час	12	23	18
4. Сборка/разборка КНБК, час	77	86	66
5.Профилактически работы с оборудованием, час	55	40	12
6. Разборка и выброс инструмента на мостки, час	48	24	32
7. Различные ПЗР, час	72	24	19
8. Незапланированные СПО, час	10	0	15
9. Монтаж ПВО, час	72	56	44
10. Промывки на забое, час	259	225	268
11. Хим. обработка БР, час	32	37	20
12. Перетяжка талевого каната, час	28	18	21
13.Тестирование винтовых двигателей, час	8	6	14
<b>Итого по бригадам, час</b>	<b>919</b>	<b>890</b>	<b>753</b>

Из табл. 14 видно, что основное время ПВР занимают промывка скважин - 752 часа, разборка и сборка компоновок – 229 часов, проведение электрометрических работ на скважинах – 716 часов.

Сокращение сроков на ПВР достигается путем уменьшения времени на операции, представленные в таблице, например, применение верхних силовых приводов. Использование данного оборудования позволит снизить сроки наращивания, СПО (как минимум в 2 раза), сборки и разборки компоновок, смены долота и др.

В 2017 году на ремонтные работы оборудования и элементов БУ было затрачено 235 часов. В табл. 15 подробно представлены операции ремонтных работ.

Таблица 15 - Операции ремонтных работ

Ремонтные работы	Гуляев	Алексеев	Аносов
1. Буровых насосов, час	30	9	54
2. Основной и вспомогательной лебедки, час	11	4	24
3. Цепи ротора, час	31	13	22
4. Подвесных ключей, ключей АКБ, час	4	0	0
5. Системы очистки БР, час	0	5	0
6. Манифольда высокого давления, час	0	0	0
7. Различного электрооборудования, час	10	0	3
8. Компрессорных установок, час	24	3	10
<b>Итого по бригадам, час</b>	<b>105</b>	<b>36</b>	<b>113</b>

Из табл. 15 видно, что основное время ремонтных работ занимают ремонты буровых насосов и цепи ротора. Время, затрачиваемое на ремонт насоса (поршней, смена цилиндрических втулок), можно уменьшить за счёт улучшения качества промывочной жидкости (бурового раствора), большое количество твердой фазы в растворе способствует преждевременному выходу насосов из строя. Применение четырехступенчатой системы очистки способно довести показания качества бурового раствора до требуемых величин.

Таким образом, своевременная и добросовестная ревизия за буровым оборудованием, применение выше представленных новшеств технологический процесс сооружения скважин, может значительно повлиять на уменьшение времени бурения [63, 65-67].

## План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению технико-экономических показателей (ТЭП)

Анализируя технико-экономические показатели предприятия, а также баланса рабочего времени предприятия, составляется организационно-технический план.

Задачами оргтехплана является минимизировать непроизводительное время при бурении скважин, с целью увеличения времени на механическое бурение и как следствие увеличение прибыли.

Снижение себестоимости и увеличение прибыли от реализации продукции увеличивает валовой фонд предприятия.

План организационно-технических мероприятий (ОТМ) по повышению ТЭП представлен в табл. 16 [62,64,67].

Таблица 16 - План ОТМ по повышению ТЭП

ОТМ	Базовый вариант	Новый вариант	Ожидаемый экономический эффект
1	2	3	4
1. Технические средства. 1.1. Буровая установка 1.2. Система очистки бурового раствора (вибросита)	БУ-3Д-86  Отечественная	БУ-3000/200 ЭУК-1М  Фирмы «DERRICK»	125680 руб.  63295 руб.
2. Инструмент: 2.1. ПРИ (породоразруш. инструмент, долота) 2.2. Подвесные ключи для свинчивания ОК	СЗ-ГНУ 215.9  УМК	М516SD 215.9  Гидравлический ключи с моментомером «ЕККЕЛ»	169982 руб.  121542 руб.
3. Технологический режим бурения. 3.1. Качество промывочной жидкости.	Обработка: Гипан КМЦ Нефть/ДТ	Обработка: Сайпан Камцел-3 ФК-2000	51266 руб. 38154 руб. 50546 руб.

4. Улучшение условий труда персонала			
4.1.Создание микроклимата на рабочих местах.	Неутепленные рабочие места	Утепленные рабочие места	18929 руб.
4.2.Обеспечение бесперебойного обслуживания рабочих мест	Не обеспечивается снабжением	Обеспечивается снабжением	18929 руб.
4.3.Банно-прачечный комплекс, обслуживание вагон-домиков	Ведётся	Ведётся	
4.4.Организация полноценного питания	Ведётся	Улучшить	18929 руб.
4.5. Организация досуга и отдыха	Не ведется	Ведётся	18929 руб.
5. Повышение квалификации персонала	Ведётся	Улучшить	36911 руб.
<b>Общий экономический эффект от внедрения всех мероприятий</b>			<b>658323 руб.</b>

### Определение нормативной продолжительности строительства скважин

Показатель «нормативная продолжительность цикла строительства скважин», является совокупностью ряда основных производственных процессов:

1. Монтажные и строительные работы;
2. Подготовительно-заключительные работы к бурению;
3. Бурение, крепление и цементирование ствола скважины;
4. Испытания пластов на продуктивность.

Продолжительность строительно-монтажных работ не вносит изменений в организацию вышкомонтажных работ (ВМР) на скважине и берется из готового наряда (задания) на производство работ по скважине.

Суммарная продолжительность строительно-монтажных работ на территории Дулисьминского НГКМ в среднем составляет 64,4 суток (приблизительно, 2 мес.).

Такие параметры как – продолжительность подготовительных работ и продолжительность непосредственно бурения учитываются при составлении нормативной карты работ.

Ниже представлены позиции, которые учитываются при составлении нормативной карты и баланса времени по скважине:

1. аспекты технической, технологической, геологической части проекта на бурение;

2. долотная программа (проходка 1 м на долото) и необходимое количество метров в целом на бригаду;
3. нормы времени на основные операции при бурении скважин: СПО, вспом. работы, ПЗР к различным работам, работы, связанные с цементированием и креплением обсадных колон.

На подготовительно-заключительные работы к бурению отводится 1.2 суток.

Нормы времени на основное бурение скважины рассчитывается по формуле:

$$T_B = T_{B1} \cdot h \text{ час,} \quad (1)$$

где  $T_{B1}$  – нормы времени на проходку 1 м скважину по ЕНВ, час;

$h$  – величина требуемой проходки (длина интервала бурения), метр.

При определении норм времени на спускоподъемные операции определяют количество спускаемых, поднимаемых свечей бурового инструмента, помимо этого определяют количество наращиваний с использованием сводных, нормативных таблиц в справочниках. Помимо этого, существуют необходимые формулы для расчета:

$$N_{СП} = (n \cdot (H_1 + H_2 - 2 \cdot d - h)) / 2L, \quad (2)$$

$$N_{ПОД} = N_{СП} + (n \cdot h) / L, \quad (3)$$

где  $N_{СП}$ ,  $N_{ПОД}$  – соответственно, количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$H_1$ ,  $H_2$  – соответственно начальная и конечная глубина интервала, метр;

$d$  - длина неизменной части инструмента (ведущая труба, забойный двигатель, калибратор, долото), м;

$h$  - проходка на долото, м;

$L$  - длина свечи, м;

$n$  - количество долблений в данном интервале.

Нормативное время на СПО определяется по формулам:

$$T_{СП} = N_{СП} \cdot T_{1СВ} / 60 \text{ час,} \quad (4)$$

$$T_{ПОД} = N_{ПОД} \cdot T_{1СВ} / 60 \text{ час,} \quad (5)$$

Где  $N_{СП}$ ,  $N_{ПОД}$  – соответственно количество спускаемых и поднимаемых свечей;

$T_{СП}$ ,  $T_{ПОД}$  – соответственно время спуска и подъема свечей, час;

$T_{1СВ}$  – нормативное время на спуск и подъем одной свечи по ЕНВ, час.

Нормы времени на выполнение остальных операций рассчитывают на основании объема работ и норм времени по ЕНВ.

Время бурения одной скважины в Иркутской области глубиной 3100 метров составляет порядка 11 суток (механического бурения), время СПО составит 7,2 суток.

Продолжительность испытания скважины определяется в зависимости от принятого метода испытания и числа испытываемых объектов по нормам времени на отдельные процессы, выполняемые при испытании скважин. Время на испытание скважины всего составляет 7,8 суток.

Суммарная продолжительность времени бурения и крепления скважины составляет 26 дней чистого времени.

После обоснования продолжительности цикла строительства скважины должны быть определены скорости:

Механическая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_M = H/t_M \text{ м/час,} \quad (6)$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$t_M$  – продолжительность механического бурения, час;

$$V_M = 3100/264 = 11,75 \text{ м/час.}$$

Рейсовая скорость бурения определяется по формуле:

$$V_R = H/(t_M + t_{СПО} + t_{ПВР}) \text{ час,} \quad (7)$$

где  $t_{СПО}$  – время СПО, час;

$t_{ПВР}$  – время на предварительно-вспомогательные работы, связанные с рейсом, час;

$$V_R = 3100/(264 + 172,8 + 16) = 6,85 \text{ м/час.}$$

Коммерческая скорость определяется по формуле:

$$V_K = H \cdot 720/T_K \text{ м/ст.мес,} \quad (8)$$

где  $T_K$  – календарное время бурения, час.

$$V_K = 3100 \cdot 720/624 = 3576,9 \text{ м/ст. мес.}$$

Средняя проходка на долото по скважине определяется по формуле:

$$h_{ср} = H/n \text{ м,} \quad (9)$$

где  $n$  – количество долот, необходимых для бурения скважины;

$$h_{ср} = 3100/5 = 620 \text{ м.}$$

При составлении линейно-календарного графика выполнения работ считается, что все буровые работы должны проходить в запланированном объеме за установленное время.

Вышкомонтажные бригады и бригады освоения скважин также должны работать без простоев.

Количество монтажных бригад определяется из условия своевременного обеспечения буровых бригад площадкой для проведения буровых работ и количеством новых целей (т.е. новых кустовых площадок).

Факторы, учитывающийся при составление календарного графика:

- тип, модификация буровой установки;
- ежемесячная производительность по месторождению в среднем (число скважин, предоставленных к испытаниям буровой бригадой за месяц работ);
- количество часов бурения, включая вспомогательные работы, необходимые для этого [68,69].

Линейно-календарный график представлен в табл. 17.

Условные обозначения к табл. 17:

	Вышкомонтажная бригада (передвижка 5 метров)
	Вышкомонтажная бригада (передвижка 15 метров)
	Вышкомонтажная бригада (первичный монтаж)
	Буровая бригада (бурение)
	Бригада испытания
	Проектируемая скважина

Таблица 17 - Линейно-календарный график выполнения работ

Бригады, участвующие в строительстве	Доля	Месяц														
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
Вышкомонтажная бригада	0,14	Первичный монтаж БУ														
Буровая бригада	0,62			Скв. 1	Скв. 2	Скв. 3	Скв. 4	Скв. 5	Скв. 6	Скв. 7	Скв. 8	Скв. 9	Скв. 10	Скв. 11	Скв. 12	

<p>Бригада испытателей</p>	<p>0,14</p>		<p>Скважины № 1-4</p>		<p>Скважины № 5-8</p>		<p>Скважины № 8-12</p>
--------------------------------	-------------	--	-----------------------	--	-----------------------	--	------------------------

## Расчет экономической эффективности применения оборудования службы ННБ ООО «ДримНефть»

В данном разделе рассмотрим амортизацию оборудования службы ННБ управления по нефтесервису ООО «ДримНефть».

В процессе строительства наклонно-направленной скважины используется следующее оборудование СННБ: телеметрия и немагнитное УБТ (телесистема для передачи информации с забоя на устье скважины), яс (противопривхатное оборудование), винтовой забойный двигатель. Помимо этого, в стоимость службы ННБ входят услуги персонала телеметрического и технологического сопровождения.

Тарифные ставки ведутся из расчета работы оборудования под столом ротора, либо с учетом ставки резервирования (т.е. когда оборудование или персонал находится на производственном объекте по требованию заказчика, но еще не участвует в процессе бурения).

Тарифная ставка зависит от типоразмера оборудования (диаметр долот, винтовых забойных двигателей, ясов, типа телесистемы), ниже приведена таблица 6 с тарифными ставками на оборудование СННБ ООО «ДримНефть».

Таблица 18 - Тарифные ставки на оборудование

Наименование оборудования	Часовая ставка работы под ротором, руб.	Часовая ставка резервирования, руб.
Телеметрия и немагнитное УБТ ЭМК	1236,73	464,73
Телеметрия и немагнитное УБТ ГК	3592,2	1690,96
Технологическое сопровождение бурения ВЗД - 240	2896,25	1743,42
Технологическое сопровождение бурения ВЗД - 172	2320,55	1475,98
Технологическое сопровождение бурения ВЗД - 120	1961,33	1374,14
Ясс - 172	339,47	234,95
Ясс - 120	332,52	221,64
Долотный сервис 393.7	283,83	
Долотный сервис 295.3	191,74	
Долотный сервис 215.9	154,43	
Долотный сервис 142.9	410,55	

Подсчет выручки ведется исходя из времени нахождения оборудования под столом ротора или на буровой установке, за исключением долотного сервиса, где подсчет осуществляется исходя из количества пробуренных метров.

В таблице 18 представлен ежесуточный подсчет наработки на оборудование и услуги персонала.

Таблица 19 - Ежесуточный баланс работы оборудования (Ноябрь 2018)

Наименование		Скважина: 1																												Итого часов	Итого суток		
		Куст: 12														Месяц: Ноябрь																	
		7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30								
		393,7		295,3														215,9															
		ТМС		ЭМК														ГК															
Телеметрия и немагнитное УБТ	Ставка за час работы под ротором						14,67	24,00	24,00	24,00	16,00						2,67	7,67		23,75	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00		304,76	12,698				
	Ставка резервирования			24,00	24,00	24,00	9,33				8,00	24,00	24,00	24,00	21,33	16,33	24,00	0,25										223,24	9,302				
Технологическое сопровождение бурения	Ставка за час работы под ротором						14,67	24,00	24,00	24,00	16,00						2,67	7,67		23,75	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00		304,76	12,698				
	Ставка резервирования	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	9,33				8,00	24,00	24,00	24,00	21,33	16,33	24,00	0,25									271,24	11,302					
Ясы (все диаметры)	Ставка за час работы под ротором																			16,75	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00		184,75	7,698				
	Ставка резервирования			24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	7,25									343,25	14,302					
Услуги персонала телеметрического и	ставка персонала	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00		576,00	24,000				

На основании подсчетов за период строительства скважины и использования оборудования производится итоговое заключение по выручке (табл. 19).

Таблица 20 - Итог работы оборудования СННБ

	Ставка резервирования							24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	9,33	
Ясы (все диаметры)	Ставка за час работы под ротором													
	Ставка резервирования									24,00	24,00	24,00	24,00	24,00
Услуги персонала телеметрического и технологического сопровождения	ставка персонала							24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00	24,00
<b>SUMMARY / ИТОГ</b>														
<b>Наименование услуг</b>	<b>Время работы под ротором (час)</b>	<b>Часовая ставка работы под ротором (руб.)</b>	<b>Время резервирования (час)</b>	<b>Часовая ставка резервирования (руб.)</b>	<b>Начислено</b>									
Телеметрия и немагнитное УБТ ЭМК	102,67	1236,73	137,33	464,73	190796,44									
Телеметрия и немагнитное УБТ ГК	202,09	3592,20	85,91	1690,96	871218,07									
Технологическое сопровождение бурения ВЗД - 240	102,67	2896,25	185,33	1743,42	620466,02									
Технологическое сопровождение бурения ВЗД - 172	202,09	2320,55	85,91	1475,98	595761,39									
Технологическое сопровождение бурения ВЗД - 120		1961,33		1374,14	0,00									
Услуги персонала телеметрического и технологического сопровождения	количество суток	24,00			1300823,76									
Ясс - 172	184,75	339,47	103,25	234,95	86975,67									
Ясс - 120		332,52		221,64	0,00									

В таблице представлен отчетный период на конец месяца Ноябрь 2017 года.

Таким образом, служба ННБ управления по нефтесервису ООО «ДримНефть» за 24 дня работы оборудования на кустовой площадке № 12 скважины № 1 на Дулисьминском месторождении заработала 4 115 235,85 руб [69-70].

## Заключение

Как показывает производственная практика, основная часть сектора бурения нефтяных и газовых скважин основывается на строительстве наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальным окончанием ствола. 90% таких работ производится в турбинно-роторном и роторном режиме с использованием винтовых забойных двигателей, в нашей стране, как правило, отечественного производства.

Сложившееся на сегодняшний день технологическое направление в бурении скважин, к сожалению, характеризуется и недостатками: нестабильная работа винтовых забойных двигателей, а именно их остановками, не достижением заявленных заводами-изготовителями показателей моторесурса, различного рода аварийными ситуациями.

Как следствие можно выделить три основных аспекта:

- Финансовые издержки в результате непроизводительного времени (НПВ);
- Потеря репутации заводов-изготовителей при отказах ВЗД;
- Трата большого количества времени и ресурсов на расследование причин инцидентов.

Решение данной проблемы на мой взгляд во многом зависит от человеческого фактора: соблюдение требований и режимов эксплуатации оборудования, своевременная и компетентная ревизия оборудования и выявление причин неисправностей. Таким образом, данная работа создана с целью минимизации производственных осложнений при бурении винтовыми забойными двигателями, грамотного обоснования дефекта скважинного оборудования и, как следствие, уменьшения непроизводительного времени бурения.

## Список литературы

1. Д.Ф. Балденко, Ф.Д. Балденко, А.Н. Гноевых. Винтовые забойные двигатели. – М.: Недра, 1999.
2. История создания винтовых забойных двигателей. Статья. Электронный ресурс: <http://vseoburenii.com/istoriya-sozdaniya-vintovyih-zaboynyih-dvigatelyu>. Дата обращения: 25.03.2018г.
3. Труды ВНИИБТ/ОАО НПО «Буровая техника №2.-М.: «Современные тетради», 2008
4. А.И. Булатов, А.Г. Аветисов, Справочник инженера по бурению, т. 1 – М.: Недра, 1999г
5. Паспорт винтового забойного двигателя ДРУЗ-172РС.7.8 №5455, Пермь, фирма «Радиус-Сервис», 2017 г.
6. Каталог продукции NGT гидравлические забойные двигатели, Пермь, фирма «NGT», 2017
7. MICON Downhole-Tools GmbH. Positive displacement motors (PDM). Nienhagen, Germany, 2017
8. Винтовые забойные двигателя. Издание №7. Руководство по эксплуатации. Акционерное общество «Пермнефтемашремонт» г. Краснокамск, 2015
9. Технологии ННБ, телеметрии и каротажа во время бурения. Краткий справочник. Schlumberger, 2015
10. Каталог продукции ВНИИБТ «Винтовые забойные двигатели», Пермь, фирма ООО «ВНИИБТ Буровой инструмент», 2016
11. Каталог продукции Радиус Сервис «Гидравлические забойные двигатели», Пермь, фирма ООО «Радиус Сервис», 2017
12. В.Н. Андоскин, С.П. Астафьев, М.А. Пушкарев, А.С. Глинкин, М.В. Фадеев. Героторный механизм винтовой гидромашин. Патент на полезное изобретение № 2228444.
13. Паспорт ДРУ2-172РС.865ПС №2174. Двигатель с регулятором угла. Пермь, 2012
14. Инструкция по эксплуатации ДР-178.7/8.55. ООО «Радиус Сервис», Пермь, 2012
15. В.В. Лебедев. Бурение горизонтальных скважин. Учебник инженера по бурению горизонтальных скважин. 2013 г.
16. Винтовые забойные двигатели (Руководство по эксплуатации) Редакция 1. Пермь, 2010 г.
17. А.В. Вerveкин, В.М. Плотников, В.И. Молодило. О повышении эффективности бурения нефтяных и газовых скважин гидравлическими забойными двигателями. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, 2013
18. Регламент эксплуатации и отбраковки ВЗД 120-240 мм ООО «ДримНефть». Служба наклонно-направленного бурения, г. Иркутск, 2018 г.
19. В.И. Молодило. Способ контроля режима работы винтового двигателя в забойных условиях: а.с. 1653390. СССР, с приоритетом 12.01.1989 г.
20. А.В. Вerveкин. К вопросу автоматизации процесса бурения нефтяных и газовых скважин винтовыми забойными двигателями. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2014
21. В.Г. Заливин, А.А. Суренков. Современное состояние и перспективы развития отечественных винтовых забойных двигателей. Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле РАЕН №2, 2014
22. Сведения о наработке винтовых забойных двигателей СННБ ООО «ДримНефть»
23. Таблица наработки и отказов ВЗД 172мм СННБ ООО «ДримНефть» г.Нижневартовск, г. Иркутск. Цех по ремонту и обслуживанию ВЗД. 2017-2018 г.
24. Отчеты о расследовании происшествий СННБ ООО «ДримНефть» г. Иркутск, 2017-2018

25. Отчеты о расследовании происшествий ДНББ ООО «Smith Siberian Service», 2016
26. Протоколы промысловых испытаний винтовых забойных двигателей ДГР-172. ООО «Газпромнефть-Восток», ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент»
27. Статистика эксплуатации ВЗД ООО «ВНИИБТ-Буровой инструмент». Характерные повреждения деталей ВЗД. Пермь, 2016
28. Мельников В.В., Епихин А.В. Анализ влияния температуры промывочной жидкости на характеристики резины эластомеров винтовых забойных двигателей// Проблемы геологии и освоения недр: Труды XIX Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 70-летию юбилею Победы советского народа над фашистской Германией. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – С. 350-352.
29. Мельников В.В. Оценка негативного влияния высоких забойных температур на элементы конструкции скважины и буровое оборудование// Творчество юных – шаг в успешное будущее: Материалы VIII Всероссийской научной студенческой конференции с элементами научной школы имени профессора М.К. Коровина. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – С. 202-205.
30. Мельников В.В. Анализ опыта изучения влияния температуры на характеристики резины эластомеров винтовых забойных двигателей // Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии: Материалы Всероссийской конференции с международным участием «Современные проблемы гидрогеологии, инженерной геологии и гидрогеоэкологии Евразии» с элементами научной школы. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2015. – С. 615-619.
31. Журналы бурения скважин на ДНГКМ. ООО «ДримНефть», 2017-2018 г.
32. Технологии защиты и восстановления роторов винтовых забойных двигателей. Статья. Электронный ресурс: [http://www.plackart.com/plnews/263-repair\\_rotor.html](http://www.plackart.com/plnews/263-repair_rotor.html) [Дата обращения: 15.04.2018 г.], ЗАО «Плакарт», 2018
33. Коротаев Ю.А. Исследование и разработка технологии изготовления многозаходных винтовых героторных механизмов гидравлических забойных двигателей: диссертация. доктора технических наук Коротаева Юрия Арсеньевича. – Пермь, 2003. – 386 с.
34. Конструкции ВЗД. ВЗД и ЗИП. Каталог. Электронный ресурс: <http://www.machtec.ru/catalog/detail/59> [Дата обращения: 15.04.2018 г.], ООО «МашТех-Интернэшнл», 2018
35. Подшипники для винтовых забойных двигателей. Каталог. ООО «СпецТехМаш», Пермь, 2017
36. Технические характеристики ВЗД. Узлы и агрегаты. Сервис винтовых забойных двигателей. Группа компаний ООО «РИНАКО». Электронный ресурс: <http://www.bsk-rinako.ru/drillmotor> [Дата обращения: 21.04.2018г.] Москва, 2017
37. Шпиндельная секция. Винтовой забойный двигатель. Каталог. Электронный ресурс: <http://zavodunm.ru/product/index/> [Дата обращения: 21.04.2018г.]
- 
38. СанПиН 2.2.4.548-96. 2.2.4. «Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. Санитарные правила и нормы»
39. ГОСТ 12.1.003-83 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности»
40. ГОСТ 12.1.012-2004 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная безопасность. Общие требования»
41. СНИП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение. СП 52.13330.2011 «Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНИП 23-05-95\*»

42. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» Утверждены Приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (ред. от 12.01.2015)
43. «Правила по охране труда и эксплуатацией электроустановок» от 24.07.2013г. Правила устройства электроустановок. 7-е издание. Москва.
44. ГОСТ 12.1.005-88. «Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны»
45. ГОСТ 13862-90 «Оборудование противовыбросовое»
46. ГОСТ 17.2.3.01-86 «Охрана природы (ССОП). Атмосфера. Правила контроля качества воздуха населенных пунктов»
47. ГОСТ 17.1.1.01-77 «Охрана природы. Гидросфера. Использование и охрана вод. Основные термины и определения»
48. ГОСТ 17.2.1.04-77 «Охрана природы. Атмосфера. Метеорологические аспекты загрязнения и промышленные выбросы. Основные термины и определения»
49. ГОСТ 17.4.2.01-81 «Охрана природы. Почвы. Номенклатура показателей санитарного состояния»
50. ГОСТ 27593-88 «Почвы. Термины и определения»
51. РД 34.21.122-87 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений»
52. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности»
53. ГОСТ 12.3.003-86 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Работы электросварочные. Требования безопасности»
54. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 05.02.2018) Статья 297. Общие положения о работе вахтовым методом
55. ГОСТ Р 12.0.001-2013 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Основные положения»
56. Лекция. Ожоги, отморожения, электротравмы. Электронный ресурс: <http://медпортал.com/terapiya-anesteziologiya-intensivnaya/klassifikatsiya-ozogov-glubine-ploschadi.html>. Дата обращения: 29.03.2018
57. Шум и вибрация на рабочем месте. Бурение. Электронный ресурс: <https://ecouniver.com/8422-shum-i-vibraciya-na-rabochem-meste-burilshhika.html>. Дата обращения: 29.03.2018
58. Мир знаний. Что такое ЧС? Электронный ресурс: <http://mirznanii.com/a/298567/chto-takoe-chrezvychaynye-situatsii> Дата обращения: 30.03.2018
59. ЧС природного техногенного и социального характера и защита от них / учебник под ред. Михайлова Л.А. Питер, 2008
60. Р 2.2.2006-05 «Руководство, по гигиенической оценке, факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условия труда».
61. Нормы пожарной безопасности НПБ 105-03 "Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности" (утв. приказом МЧС РФ от 18 июня 2003 г. N 314).
- 
62. Основы финансового менеджмента: Учеб. пособие. – 2-е изд., доп. и перераб. – М.: Финансы и статистика, 2004. – 512 с.
63. Самсонов Н., Баранникова Н., Володин А. / Финансовый менеджмент. — М.: ЮНИТИ, 2005. — 495 с.
64. Злотникова Л., Колядов Л., Тарасенко П. / Финансовый менеджмент в нефтегазовых отраслях: Учебник. - М.: ФГУП Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005. -456с
65. Организационная структура ООО «ДримНефть»
66. А.В. Павловская. Пути и резервы повышения коммерческой скорости в буровой организации: метод. указания к курсовой работе по дисциплине «Основы менеджмента» для

студентов специальности 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин» / А. В. Павловская;. – Ухта : УГТУ, 2013. – 44 с.

67. Отчетная документация о финансовых расходах ООО «ДримНефть», ЗИП для ВЗД, долотный сервис

68. Определение нормативной продолжительности строительства скважины. Статья. Электронный ресурс: <http://mylektsii.ru/10-416.html> [Дата обращения: 25.04.2018]

69. План программы на строительство скважин на Дулисьминском нефтегазоконденсатном месторождении Иркутской области.

70. Финансовый отчет о работе партии ННБ ООО «ДримНефть» на ДНГКМ, отчет о сдаче скважины.

## Приложение

### Design of screw downhole motor (positive displacement motor PDM). Problems in operation.

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6Д	Мельников В.В.		20.04.18

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преп-ль ИШПР (БС)	Епихин А.В.			20.04.18

Консультант-лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Стрельникова А.Б.	к.ф.н.		20.04.18

## About the downhole drilling motors

The downhole motor apply the reverse pumping principle first established by Rene Moineau. A circulating drilling fluid is pumped through the positive displacement motor, converting the hydraulic power of the fluid into mechanical power to drive the drill bit independently of drill string rotation. There is a direct proportionality between the flow rate and the speed of the downhole drilling motors. An increase of the flow rate leads to an increase of rotational speed of the drilling motors. Similarly, there is a direct proportionality between the torque on the drill bit and the differential pressure drop across the motor. The monitoring of differential pressure and flow rate at the drill rig provides reliable information about the current torque and speed of the bit. The PDMs are equipped with an adjustable bend housing (ABH), which allows to set the downhole drilling motor to a certain angle.

The motors are driven in two modes:

- Sliding (without string rotation) In sliding mode, the downhole drilling motor drills without string rotation. The bend housing on the motor points constantly in the same direction. The rotating bit is continuously deflected from the borehole axis in that direction, which causes the bit to follow a curve. The radius of the curve is affected by the ABH angle (Fig.1).



Fig. No.1 - Sliding Mode - curvature drilling

- Rotary (with string rotation) In rotary mode the drill string, inclusive drilling motor, is rotating. The adjustable bend housing of the motors is also rotating in the borehole. The motor drills nearly a straight hole. By combining straight and curve sections, any desired bore path can be realized (Fig.2).



Fig. No. 2 - Rotary Mode - straight drilling

The downhole drilling motor is a powerful and reliable positive displacement motor. The motor generates an optimum balance of rotational speed and high torque to drive a variety of drill bits at speeds that maximize tool life and performance. Motors are designed to minimize stalling while providing the maximum torque to the drill bit. Drillings motors are used in applications such as straight hole drilling, directional (steerable) drilling, horizontal drilling, hole opening, and re-entry (workover).

### **Downhole motors description**

All drilling motors are comprised of five major components:

- Dump Valve (or Crossover Sub)
- Safety Catch Sub (optional)
- Power Section
- Coupling Assembly
- Bearing Assembly

### **Crossover Sub / Dump Valve**

In a standard motor setup, a crossover sub is used to connect the motor to the drill string. The crossover sub allows the stator to connect to the drill string since the drill string has a different thread than the stator.

Optionally, a dump valve can be used instead of the crossover sub. The dump valve assembly enables the drill string to fill with mud from the annulus while tripping into the hole and enables the drill string to drain while tripping out of the hole. The valve uses a spring-loaded piston to close the ports separating the inside of the tool from the annulus surrounding the tool. When drilling fluid is not circulating, the spring holds the piston in the up, or open-port, position. This allows the fluid to enter or exit the drill string through the ports and bypass the motor.

### **Safety Catch Sub (optional)**

The safety catch sub is located between the power section and the crossover sub (or dump valve). It prevents leaving the rotor and internal motor components in the hole in the unlikely case of external connection failure in the motor string. It is generally used for extremely harsh drilling applications and where added precautions are required.

### **Power Section**

The power section is the portion of the motor that converts hydraulic horsepower into mechanical horsepower, resulting in drill-bit rotation. The power section consists of only two parts, the rotor and the stator. When assembled, these two components form a continuous seal along their contact points.

The rotor is an alloy steel bar with a helical (multi-lobed) pattern. It

is chromed plated to reduce friction, wear, and corrosion. The rotor may have an axial bore and a nozzle to allow some of the drilling fluid to bypass the power section and increase the flow-rate to the bit.

The stator is a length of tubular steel lined with an elastomer compound that is shaped with a helical pattern to mate with the rotor. The stator has one extra lobe than the rotor which creates a cavity between the rotor and stator. The drilling fluid fills this cavity and the hydraulic energy of the fluid causes the rotation of the rotor.

### **Coupling Assembly**

The coupling assembly is attached to the lower end of the rotor and transmits motor rotational torque and speed to the drive shaft and bit. The coupling assembly converts the eccentric motion of the rotor to the concentric motion of the drive shaft. Additionally, the flexible coupling allows for placement of a bend point in its external housing for steerable motors. Bent-housing angles range from 0 to 3° and may be either fixed or rig-adjustable.

### **Bearing Assembly**

The bearing assembly supports the motor drive shaft. The motor drive shaft has an integral bit box where the drilling thrust and rotational power is transferred to the drill bit. Drilling parameters, such as weight on bit (WOB), circulation rate, and bit pressure drop, can directly affect the bearing assembly. Our bearing assemblies utilize two types of bearings: thrust and radial. Motor uses a stacked multiple ball-and-race design for the thrust bearings. The thrust bearings support the downward force resulting from the WOB and the loads from the combination of hydraulic thrust and weight loads from internal components. The thrust stack is a full contact design which has the additional benefit of providing radial support to the drive shaft. Radial support bearings support the radial loads on the drive shaft and regulate the flow of drilling fluid through the bearing assembly. Diverted fluid cools and lubricates the radial and thrust bearings. Motor uses radial bearings with tungsten carbide tiles imbedded in a tungsten carbide chip matrix for maximum wear resistance.

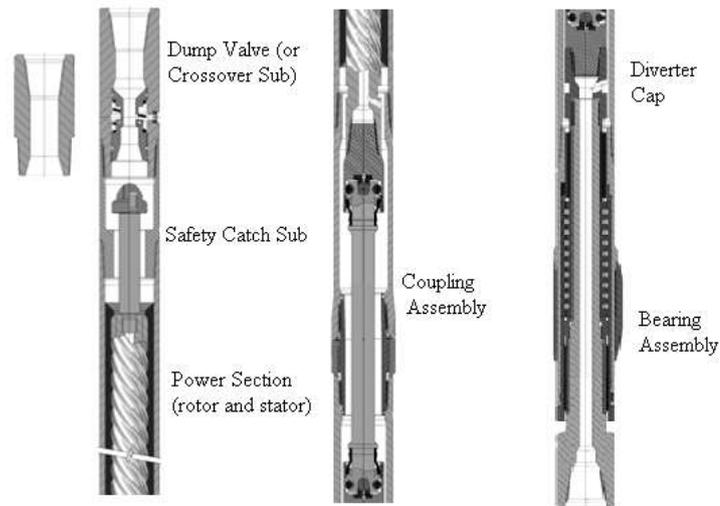


Fig. No. 3 - Downhole motors description

### Adjustable bend housing installation

The Adjustable Bend Housing (ABH) is located between power section and bearing assembly. It enables the PDM to be set on a desired tilt angle to achieve the predicted build-up-rate for each drilling purpose.

Adjustment of a PDM angle is described in the following steps. The figures illustrate how to adjust the angle.



Fig. No. 4 - Adjustable bend housing

#### Step 1: Break out lock housing

Mark position with e.g. crayon. Break the lock housing; unscrew the thread until the gap between the shoulders of the lock housing and the adjusting sleeve is approximately 15 mm.

**Note:**

While unscrewing the lock housing, the gear tooth system between adjusting sleeve must remain engaged. While breaking the lock housing it may happen that, the gear tooth system between offset housing and adjusting sleeve is disengaged. This must be avoided to prepare the thread connection between offset housing and double pin coming loose.

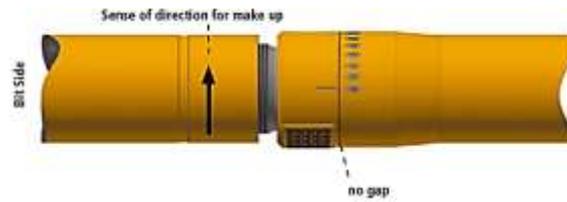


Fig. No. 5 – Break out lock housing

### Step 2: Disengage gear tooth system

Move the adjusting sleeve in direction to the lock housing, until the gear teeth of the adjusting sleeve are completely disengaged.

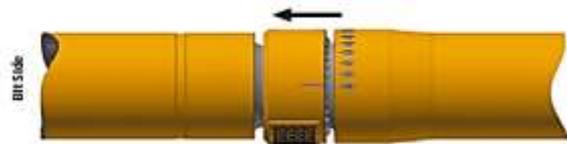


Fig. No. 6 – Disengaging gear tooth system

### Step 3: Adjusting the ABH angle

Mark the designed angle with e.g. crayon. After that, turn the adjusting sleeve to this position, always in the direction which gives the shortest way from old to new position, until the groove on the adjusting sleeve matches the designated angle of the offset housing.

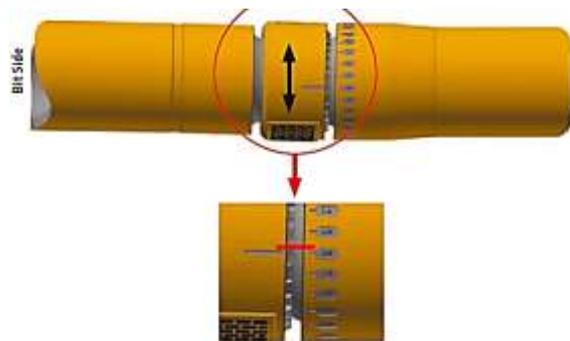


Fig. No. 7 – Adjustment of ABH angle

### Step 4: Engaging gear teeth back to adjusting sleeve

Move the adjusting sleeve in direction to the offset housing, until the gear teeth of the adjusting sleeve are completely engaged to the gear teeth of the offset housing.

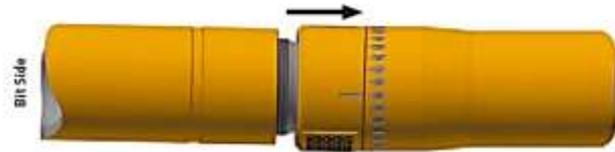


Fig. No. 8 – Engaging teeth back to adjusting sleeve

### Step 5: Make up lock housing

Make up the lock housing.

**Note:**

Ensure that the gear tooth system does not slip out of engagement while making up adjusting sleeve and offset housing. Check matching after makeup procedure.



Fig. No. 9 – Make up lock housing

### Failure analysis of chromium plated rotor of downhole drilling motors

Coating failure and penetration of holes into the base metal of rotor are among the main causes of rotor failure. There are more factors causing these problems, such as: kind of material the stator is made of, type of rotor coating, composition of drilling mud, temperature and working pressure. Solid particles floating in the mud, the space between rotor and stator are among other influencing factors. A rotor is often made of CK45 medium carbon steel or 17-4PH stainless steel. These materials have a good erosion resistance in different environments. Rotor is protected by a hard coating resistant to friction and has. On the other side, stator is made of some kind of elastomer, which can resist friction and is able to stand the damage imposed by hydrocarbon.

Drilling mud may be water-base, oil-base, or emulsion-base. At first, drilling mud was used for drilling carriers with the purpose to bring them to the surface; however, with the development of drilling industry, the functions of drilling mud and its quality have been increased and varied. In any case, the mud contains additives some of which affect the efficiency and usefulness of rotor and stator. To challenge the problems of corrosion and mechanical damage (erosion and friction) caused by drilling mud, hard chromium coating was widely used as a method of protection. Modern technological processes such as High Velocity Oxygen Fuel (HVOF) thermal spray are widely spread. Although these processes are more expensive their protection last longer when used instead of other types of coatings. High hardness, good resistance to friction has made the chrome coating an applicable and desired in oil

industry tools. In these cases of application, coating thickness is different than chromium coating for decorative purposes. Chloride in drilling mud causes holes on smooth surface of rotor and brings about rough edges acting as destruction places on the edges of stator. Cuttings caused by this mechanism on the surface of stator highly decrease the efficiency of sealing between rotor and stator and finally may stop the motor at low differential pressure. Usually the hard-electroplated chromium coating is deposited along with a flat sub-layer (mostly nickel) in order to prevent direct contact of the base metal with corrosive-erosive environment, especially with that of chloride composition, hydrogen sulfite, or carbon dioxide which may cause corrosion and mechanical damage. Also, friction, mechanical stresses like stroke and distortion and influence of chemicals mentioned above may cause holes or local failure in the thin layer of the chrome coating.

### Experimental

The rotor material used in this investigation was steel with hard chromium coating. In order to study the structures of rotor samples, the usual metallographic investigations have been performed by light and scanning electron microscope (SEM). SEM was used for further and more careful investigation of affected surfaces and damage of hard chrome coating.

### Results and Discussion

Chemical composition of rotor is given in Table 1.

*Table 1: Chemical analysis of rotor, in wt.%*

C= 0.035	Cr= 17.24	Co= 0.039	Nb= 0.235	W= 0.010	P= 0.031
Si= 0.366	Ni= 3.510	Cu= 4.050	Al= 0.003	Ti= 0.011	Fe = Bal.
Mn= 0.484	Mo= 0.261	Sn= 0.030	V= 0.005	S= 0.030	

The results of the chemical analysis showed that according to AISI 630 standard this steel is of 17-4PH type which belongs to martensitic stainless steels and contains 3- 5 Cu and 0.15-0.45 wt.% Nb and is hardened by copper and niobium nano-sized precipitates formed in the dendritic matrix during aging. The microstructure of this steel in aged condition is martensitic with alpha ferrite as shown in Figure 10.

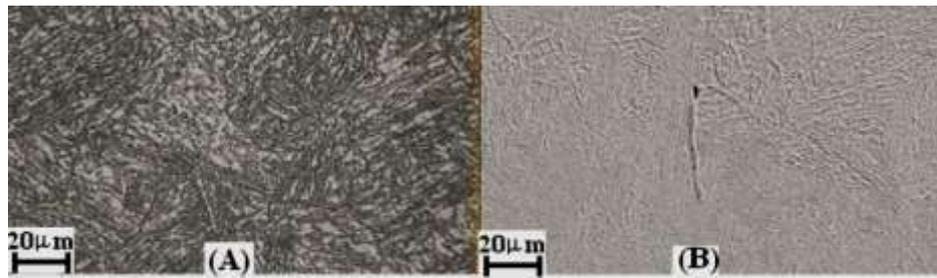


Fig. No. 10 - Microstructure of rotor; A) light microscope; B) SEM

These hardened stainless steels were used for the first time in 1940 and since then they have been widely used for different applications especially for production of different tools due to their low distortion, high resistance against erosion and friction, excellent welding capability and relatively high hardness. Previous studies have shown that at aging temperatures above 570 °C a layered structure is formed in 17-4 PH steel, which might be due to the appearance of reversed austenite or the recrystallized ferrite in the tempered martensite. Aging in the temperature range of 480-620 °C causes an increase of strength and brittleness due to precipitation of copper-rich phase. If the temperature of aging increases above 600 °C the non-homogenous formation of copper-based precipitates in the matrix and also transformation of some martensite occurs along martensitic plates. The microstructure obtained by SEM and maps of elements distribution showed that the rotor coating contained chrome, whereas the sub-layer of nickel did not exist (Figure 11).

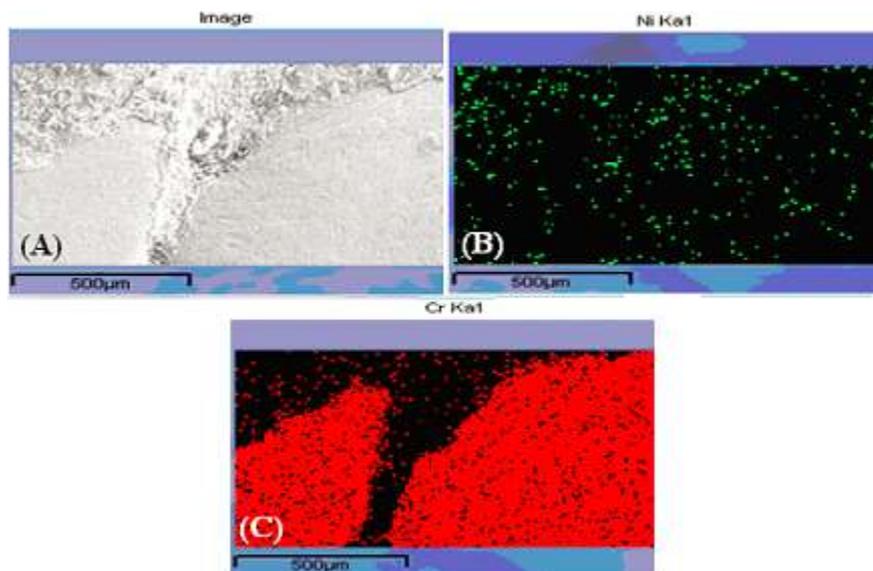


Fig. No. 11 - SEM. Microstructure of rotor. A) failed surface; B) map

The coating thickness has been measured as 80 to 100 microns. On the other hand, the interspace between the coating and the base metal was not observed (Figure 12). This can be the reason for the lower hardness of the coating, i.e. less than 33-35 HRC. Also, coating was not continuous along its length since at different places of the rotor it has been broken due to the chemical corrosion and the process of formation of holes which in some cases has reached the sub-layer of the steel (Figure 12.1).

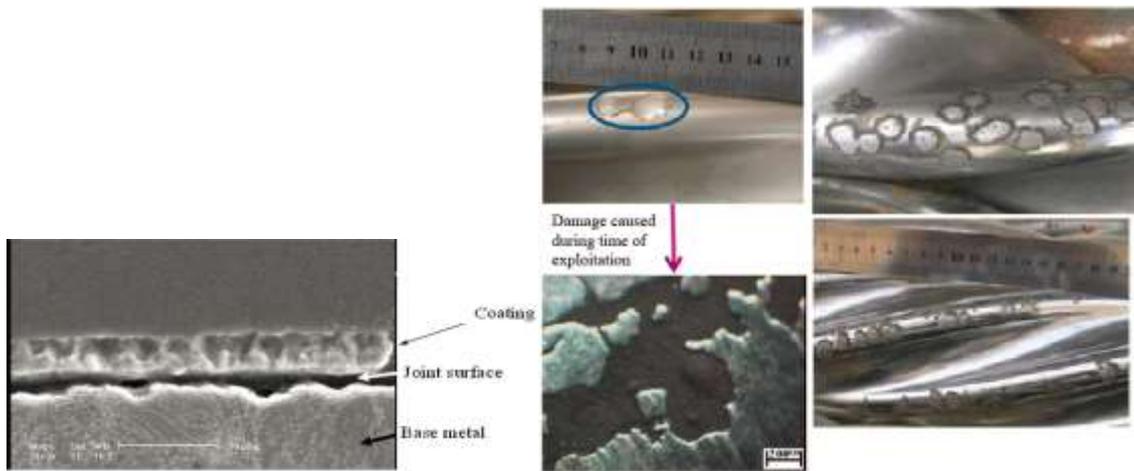


Fig. No. 12-12.1 - SEM. The cross-section of rotor with coating / Macro and micrographs of the surface damage on rotor including avulsion and holes

Formation of these holes is the result of the reaction of the steel with drilling mud containing corrosive materials like chlorides. Previous studies have shown that the hard chrome coating does not possess the necessary resistance against corrosive environments containing chloride. In addition, the chemical elements and their compounds like sodium, potassium, carbon gases and hydrogen sulfide, as well as erosive particles like silica always exist in the drilling mud and their amount depends on the drilling location. It is clear that the chrome coating is always exposed to corrosive factors like these. Figure 13 shows some areas of rotor affected under the influence of friction imposed by the pressure of drilling mud or because of the collision of hard chrome coating with solid particles existing in drilling mud. Cracks appearing mainly in the radial direction may be observed.

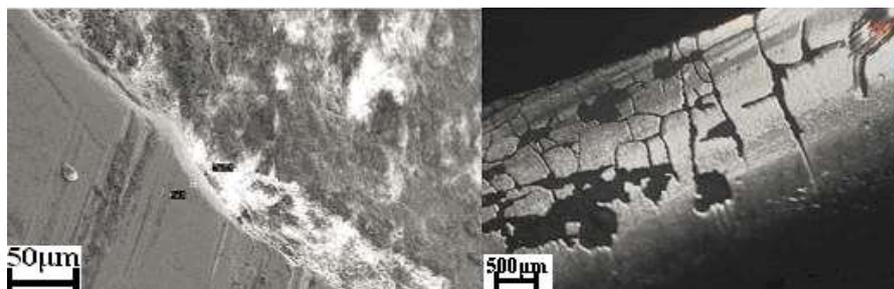


Fig. No. 13 - Cracks on coating due to friction

Thus, two main factors affecting the surface of coating may be distinguished as:

- chemical (corrosion by chemical elements and their compounds),
- mechanical (erosion and friction attributed to solid particles in the drilling mud).

An attempt has been made to measure the size and volume fraction of corrosive particles (Figure 14).

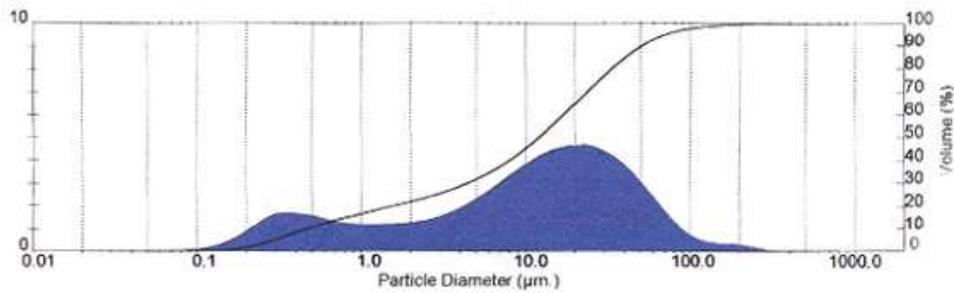


Fig. No. 13 - Distribution of the size of solid particles in drilling mud. Full line indicates the volume particles

It may be seen that the size distribution of particles is quite irregular showing two maxima, one at approximately 0.3 microns (with the share of 20%) and another at approximately 20 microns (with the share of 50%), whereas particles of 300 are present in negligible amount. It may be supposed that particles with size of 20 microns are the main factor causing destruction of the rotor surface. In order to solve this problem the coating of hard tungsten carbide was tried and its behavior examined. However, on rotor with tungsten carbide coating failure in the form of pits as a result of corrosion may be seen in Figure 14.



Fig. No. 14 - Surface failure of rotor coated with WC. Friction cuttings and initiation of formation of pits into the base metal due to coating thinning

With the prolonged time of exploitation, these pits may spread into the base metal causing its failure (Figure 15). Considering the results of the tungsten carbide coating, it is clear that the degree of protection has not been improved compared to the chromium coating.



Fig. No. 15 - Surface failures of rotor coated with WC. Friction cuttings and the beginning of hole penetration into the base metal due to coating thinning. The figure on the right is enlarged detail of the left figure

## **Conclusion**

Results of this study indicate that:

1. There are small and big cracks on the chromium coating causing penetration of the corrosion agents into the base metal where pits are formed;
2. Two main factors affecting the surface of coating may be distinguished as: chemical (corrosion by chemical elements and their compounds), and mechanical (erosion and friction attributed to solid particles in the drilling mud);
3. Microscopic studies showed that chromium coating does not have the necessary resistance to chemical and mechanical parameters, which may be found in the drilling mud. This behavior is the consequence of the poor consistency of coating with the base metal, low thickness of coating and relatively low resistance to corrosive environment;
4. The attempt with tungsten carbide as a coating did not show better results.

## Приложение

Таблица наработки и отказов ВЗД 172мм СННБ ООО «ДримНефть» г.Нижневартовск  
Цех по ремонту и обслуживанию ВЗД

№ п/п	Марка ВЗД	Инв. №	Наработка, час		Проблемы при эксплуатации	1 ремонт	Наработка, час		Проблемы при эксплуатации	2 ремонт
			Рейсовая, час	Общая, час			Рейсовая, час	Общая, час		
1	ДГР-172	339	267,45	267,45	Отворот по резьбе статор-переводник РУ верхний, слом резьбы РКТ-154	Ремонт произведён ВНИИБТ	71,69	339,14	н/д.	Не разобран
2	ДГР-172	345	223,64	223,64	Выработан межремонтный ресурс	Перевернули статор и подшипник, нипель, опора нипеля, верхняя наружная, внутренняя опоры		223,64		
3	ДГР-172	346	126,83	126,83	н/д.	Перевернули статор и подшипник		126,83		
4	ДГР-172	347	104,8	104,8	н/д.	Замена: подшипник, статор (наработка 0ч), ротор (наработка 0ч).	127,53	232,33	н/д.	Перевернули статор и подшипник
5	ДГР-172	348	284,48	284,48	ВЗД брался для проработки с телесистемой - самопроизвольная срезка.	Замена: статор (наработка 0ч), ротор (наработка 0ч).		284,48		
6	ДГР-172	349	152,28	152,28	н/д.	Перевернули статор и подшипник	15,5	167,78	н/д.	Замена: опора верхняя со втулкой, статор №231 (наработка 0ч.), ротор №169 (наработка 0ч.), подшипник, ниппель со втулкой.
7	ДГР-172	350	300	300	н/д.	Замена: подшипник, опора верхняя со втулкой, ниппель со втулкой, вал карданный в сборе, статор (наработка 0ч), ротор (наработка 0ч).	173,3	473,3	н/д.	Замена: подшипник, опора радиальная ДГР-178.610, опора радиальная ДГР-178.650, п/м. шарнира верхняя №171, ротор №137 р-р 102,1 (новый), статор №167 р-р 101,95 (новый)
8	ДГР-172	351	353	353	Выработан межремонтный ресурс	Замена: статор (наработка 0ч), ротор (наработка 0ч), подшипник, ниппель со втулкой.	139,3	492,3	Ревизия	Замена: вал карданный б/у. с ВЗД №354
9	ДГР-172	352	152,71	152,71	Не разобран	Замена: подшипник новый				
10	ДГР-172	353	207,41	207,41	На ТО после аварийных работ с применением Яса	Замена: статор б/у. с ВЗД №366 (наработка 111,74), ротор б/у. с ВЗД №366 (наработка 111,74)	158,22	365,63	н/д.	Замена: подшипник №237, п/м верхняя №15, ротор №51, статор №105 все детали новые 0ч.
11	ДГР-172	354	282	282	н/д.	Замена: подшипник, опора верхняя со втулкой, ниппель со втулкой, вал карданный в сборе, статор (наработка 0ч), ротор (наработка 0ч).	167,07	449,07	н/д.	Перевернули статор, добавлены шарики в подшипник.

12	ДГР-172	355	237	237	н/д.	Замена: втулка нижней опоры б/у. с ВЗД №354, подшипник, муфта зубчатая б/у. с ВЗД №364, статор (наработка 0ч), ротор (наработка 0ч).		237		
13	ДГР-172	356	219,3	219,3	Выработан межремонтный ресурс	Замена: подшипник, опора ниппель со втулкой.	219,3	438,6	н/д.	Перевернули статор и подшипник
14	ДГР-172	357	277	277	Выработан межремонтный ресурс	Замена: подшипник, опора ниппель со втулкой, статор (наработка 0ч), ротор (наработка 0ч).	165,25	442,25	Падение механической скорости.	Замена: вал карданный, п/м. верхняя.
15	ДГР-172	358	164,47	164,47	На ТО после аварийных работ с применением Яса	Перевернули статор и подшипник	39,55	204,02	Слом вала	Ожидание поставки вала от ВНИИБТ
16	ДГР-172	359	142,1	142,1	н/д.	Замена: подшипник, статор (наработка 0ч), ротор (наработка 0ч).	171,9	314	Падение механической скорости.	Замена: подшипник
17	ДГР-172	360	6,8	6,8	Отказ. Вырывы резины в статоре	Ремонт произведён ВНИИБТ	164,45	171,25		Замена верхней опоры, ниппель и опора нипеля б/у с дв-?, вал карданный, нижняя полумуфта
18	ДГР-172	361	139,3	139,3	н/д.	Перевернули статор и подшипник	123,1	262,4	н/д.	Замена: опора нипеля, опора ниж. вн., опора верх. нар., опора верх. внутр., подшипник, пружина КО, ротор, статор. Все детали новые наработка 0 ч.
19	ДГР-172	362	200,4	200,4	н/д.	Замена: подшипник, втулка ниппеля, статор перевернули		200,4		
20	ДГР-172	363	308,2	308,2	Превышение времени МРП	Замена: Подшипник б/у.	118,2	426,4	н/д.	Подшипник, ниппель со втулкой, опора верхняя со втулкой, статор №102 (наработка 0ч.), ротор №46 (наработка 0ч.)
21	ДГР-172	364	213	213	н/д.	Замена: ниппель со втулкой, муфта зубчатая б/у. с ВЗД №355	156,4	369,4	н/д.	Перевернули статор и подшипник
22	ДГР-172	365	305,6	305,6	Падение мех. скорости	Опора верхняя б/у. с ВЗД №350, опора ниппель б/у. с ВЗД №350	62,77	368,37	ВЗД не рабочий	Замена: карданный вал, подшипник
23	ДГР-172	366	111,74	111,74	н/д.	Замена: статор (наработка 0ч), ротор (наработка 0ч).	90	201,74	Достижение проектного забоя, ВЗД исправлен (достали резину из долота)	Перевернули статор и подшипник
24	ДГР-172	367	225,17	225,17	н/д.	Перевернули статор и подшипник		225,17		
25	ДРУЗ-172.880	5285	302	302	наработка по часам	Ремонт радиус-сервис: новый подшипник, новая СРО- 0 часов	107,8	409,8	Свободное вращение вала от руки (открутилась гайка карданного вала)	Замена: вал карданный
26	ДРУЗ-172.880	5440	272,93	272,93	наработка по часам	Разобран, износ подшипника вырывы резины в статоре		272,93		
27	ДРУЗ-172.880	5518	207,12	207,12	наработка по часам	перевернули статор		207,12		