

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки – Нефтегазовое дело  
Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

**МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ**

Тема работы
<b>Современные тенденции модернизации буровых установок</b>

УДК 622.24–048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Ханахмедов Натик Бахтияр-оглы		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения нефтегазового дела	Шарф И.В.	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Сечин А.А.	к.т.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		

Томск – 2022 г.

## Планируемые результаты обучения по ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально–экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики) , самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
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.
P9	Разрабатывать и внедрять инновационные решения при строительстве скважин.
P10	Обеспечивать технологический контроль и управление процессом бурения скважин.
P11	Разрабатывать проектную документацию на строительство скважин в осложненных горно–геологических условиях.

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

Школа – Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки – Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_ Минаев К.М.,

**ЗАДАНИЕ  
на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Магистерской диссертации
--------------------------

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ02	Ханахмедову Натику Бахтияр-оглы

Тема работы:

Современные тенденции модернизации буровых установок	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	08.02.2022, №39-41/с

Срок сдачи студентом выполненной работы :	
---	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Объект исследования: инновации в производстве буровых установок Область применения: нефтегазовые и нефтесервисные предприятия
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b> <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i>	1. Изучение общих сведений о буровых установках; 2. Анализ состава и комплектности буровых установок отечественных и зарубежных производителей; 3. Изучение и поиск инноваций в производстве буровых установок, а также бурового оборудования; 4. Финансовый менеджмент; 5. Социальная ответственность; 6. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык;

<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	Профессор д.э.н Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент к.т.н Сечин Андрей Александрович
Часть на иностранном языке	Профессор д.ф.н Матвеевко Ирина Алексеевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
Modern trends in the modernization of drilling rigs	

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к. т. н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Ханахмедов Натик Бахтияр-оглы		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2МБ02	Ханахмедову Натику Бахтияр-оглы

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Технология строительства нефтяных и газовых скважин

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов при строительстве эксплуатационной скважины Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96 ВСН 39-86 СНиП IV-5-82
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №212 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

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

<i>1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспективности строительства эксплуатационной скважины на месторождении Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении и использования современных буровых установок
<i>2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчеты локальных смет строительства эксплуатационной скважины Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении
<i>3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности строительства скважины на Уренгойском нефтегазоконденсатном месторождении с вероятностью использования современных буровых установок

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

Сметная документация по обоснованию и общей оценке стоимости перечня операций по строительству скважины в табличной форме

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Профессор отделения нефтегазового дела	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ02	Ханахмедов Натик Бахтияр-оглы		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ02	Ханахмедову Натику Бахтияр-оглы

<b>Школа</b>	Инженерная школа природных ресурсов	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	Отделение нефтегазового дела
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	Технология строительства нефтяных и газовых скважин

Тема ВКР:

Современные тенденции в модернизации буровых установок

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: Буровые установки отечественного и зарубежного производства, а также буровое оборудование. Область применения: бурение нефтяных и газовых скважин.
--	--

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

<p><b>1. Производственная безопасность</b></p> <p>1.1. Анализ вредных и опасных факторов, которые может создать объект исследования</p> <p>1.2. Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований</p> <p>1.3. Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов</p>	<p><i>Анализ выявленных опасных и вредных факторов на буровой установке (действие факторов на организм человека, приведение допустимых норм с ссылками на нормативные документы, меры предосторожности):</i></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> <p>2.1. Анализ влияния объекта исследования на окружающую среду</p> <p>2.2. Анализ влияния процесса исследования на окружающую среду</p> <p>2.3. Обоснование мероприятий по защите окружающей среды</p>	<p><i>Анализ природной среды, подвергающейся воздействию от работы буровой установки:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Земля и земельные ресурсы.</li> <li>• Лес и лесные ресурсы. Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. Лесные пожары. Оставление недорубов, захламление лесосек.</li> <li>• Вода и водные ресурсы. Загрязнение производственными водами (буровой раствор, нефтепродукты, минеральные воды). Загрязнение бытовыми стоками.</li> <li>• Недра.</li> <li>• Животный мир.</li> </ul> <p><i>Оценка предполагаемого вредного воздействия Природоохранные мероприятия</i></p>

<p><b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p> <p>3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования</p> <p>3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований</p> <p>3.3. Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС</p>	<p><i>Перечень наиболее опасных производственных чрезвычайных ситуаций в нефтегазовом комплексе:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• <i>Пожары</i></li> <li>• <i>Открытые фонтаны</i></li> </ul> <p><i>Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС</i></p> <p><i>Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</i></p>
<p><b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <p>4.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства</p> <p>4.2. Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя.</p>	<p>Права и обязанности Работника в сфере бурения нефтяных и газовых скважин (трудовые нормы, поощрения, меры безопасности на объекте, запреты и др.)</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения общетехнических дисциплин	Сечин А.А.	К.Т.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Ханахмедов Натик Бахтияр-оглы		

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.04.01 «Нефтегазовое дело»  
 Профиль подготовки «Технология строительства нефтяных и газовых скважин»

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ–ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2022	1. Проведение литературного обзора	
22.04.2022	2. Анализ состава и комплектности буровых установок отечественных и зарубежных производителей, изучение инноваций в сфере производства буровых установок	
16.05.2022	3. Финансовый менеджмент	
30.05.2022	4. Социальная ответственность	
25.05.2022	5. Предварительная защита диссертации	

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев А.В.	к.т.н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Минаев К.М.	к.х.н.		

## **Реферат**

Магистерская выпускная квалификационная работа содержит 146 страниц, 29 рисунков, 17 таблиц, 2 формулы, 54 литературных источников.

Ключевые слова: нефтегазовая отрасль, нефтесервисная компания, оптимизация, супервайзинг, модернизация, инновация, буровая установка, классификация, систематизация.

Объектом исследования являются инновации в производстве буровых установок.

Проблема – отсутствие систем знаний в области модернизаций буровых установок на нефть и газ.

Цель работы – выделить основные направления модернизации бурового оборудования на нефть и газ

Задачи:

1. Провести литературный обзор;
2. Проанализировать основные достижения в области модернизации бурового оборудования;
3. Выделить основные направления модернизации бурового оборудования на нефть и газ

В процессе исследования был произведен анализ общих сведений о буровых установках, изучены составы буровых установок, а также их комплексности нефтяной отрасли России и зарубежья, изучались существующие методы оптимизации бурового оборудования.

## **Обозначения, определения, сокращения**

**СПО** – спуско–подъемные операции;

**БУ** – буровая установка;

**ТЭП** – технико–экономические показатели;

**ЗТС** – забойные телеметрические системы;

**ООО** – общество с ограниченной ответственностью;

**ГТУ** – геолого–технические условия;

**НИ** – научное исследование;

**ГТИ** – геолого–технические исследования;

**ПБОТОС** – промышленная безопасность, охрана труда и окружающей среды;

**ННБ** – наклонно–направленное бурение;

**БК** – буровая компания;

**ЦСГО** – центральная система грубой очистки;

**НБ** – насосный блок;

**ЗБС** – зарезка боковых стволов;

**ЭИРБ** – эксплуатационное и разведочное бурение;

**КРС** – капитальный ремонт скважин;

**МСП** – морская стационарная платформа;

**ГМСП** – Гравитационная морская стационарная платформа;

**СПБУ** – Самоподъемная плавучая буровая установка;

**ПШБУ** – Полупогружная плавучая буровая установка;

**СПК** – спуско–подъемный комплекс;

**ПВО** – противовыбросовое оборудование;

**НЦК** – насосно–циркуляционный комплекс;

**НПВ** – непроизводительное время;

**КПЭ** – ключевой показатель эффективности;

**ОПО** – опасный производственный объект;

**БПР** – блок приготовления раствора;

**НКТ** – насосно–компрессорные трубы;

**МПМ** – механизированные приемные мостки;

**ССОК** – система спуска обсадных колонн;

**ПЛК** – программируемым логическим контроллером;

**ГКШ** – гидравлический ключ штанговый;

**АСП** – автоматизации спускоподъемных операций;

**МНБУ**– Многофункциональная наклонная буровая установка.

## Оглавление

Введение.....	14
1. Общие сведения о буровых установках.....	16
1.1 Классификация буровых установок .....	17
1.1.1 Стационарные установки .....	18
1.1.2 Мобильные установки .....	23
1.1.3 Установки КРС .....	27
1.1.4 Морские установки .....	39
2. Комплекс буровых установок.....	48
2.1 По комплексам буровой установки.....	48
2.1.1 Насосно–циркуляционный комплекс.....	48
2.1.2 Спускоподъемный комплекс .....	52
2.1.3 Буровые вышки .....	53
2.1.4 Силовой привод.....	55
2.1.5 Противовыбросовое оборудование .....	57
2.2.1 Вышко–лебедочный комплекс.....	58
2.2.2 Емкостной блок.....	59
2.2.3 Блок очистки.....	61
2.2.4 Насосный блок.....	64
3. Инновации в производстве буровых установок.....	72
3.1 Современные методы установки и транспортировки буровых установок . .....	72
3.2 Цифровое бурение.....	76
3.2.1 Цифровая перспектива .....	77
3.2.3 Искусственный интеллект корректирует траекторию .....	77
3.3 Новинки оборудования.....	79
3.3.1 Автоматизированные приемные мостки .....	79
3.3.2 Система спуска обсадных колонн .....	81
3.3.3 Модернизированные многофункциональные наклонные буровые	

установки.....	83
3.3.4 Автоматизированные гидравлический буровой ключ спrogramмным управлением ГКШ–8000.....	86
3.3.5 Новейшие системы обогрева буровых.....	89
3.4 Автоматизированные буровые установки.....	90
3.5 Новейшие разработки в области бурового оборудования.....	97
3.5.1 Новые типы мачты – прямоногие.....	97
3.5.2 Безлебедочные буровые установки.....	98
3.5.3 Системы верхнего привода SLC – JH.....	98
3.6 Метод снижения рисков для современных систем управления буровой установкой.....	102
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	116
5. Социальная ответственность .....	117
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	117
5.2 Производственная безопасность .....	118
5.3 Анализ выявленных вредных факторов .....	119
5.4 Анализ выявленных опасных факторов .....	120
5.5 Экологическая безопасность .....	123
5.5.1 Влияние на атмосферу.....	123
5.5.2 Влияние на атмосферу.....	124
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	124
Заключение .....	127
Список использованных источников .....	128

## **Введение**

Основной частью деятельности нефтегазодобывающего предприятия является правильное понимание того, что собой представляет конструкция буровой установки и каким образом их состав и комплектность участвует в бизнес процессе. Основные буровые установки участвующие в процессе производства расходуются не полностью, а переносят свою стоимость на производимые предприятием конечный продукт. Рано или поздно наступит момент, когда на место прежней буровой установки потребуются обновления основных и ее комплектующих в силу физического износа.

Со временем оборудование стареет и становится не пригодным для эксплуатации, тем самым создает большие экономические трудности, которые влияют на инвестиционную привлекательность и конкурентоспособность компании. Полностью изношенные основные средства не поддаются восстановлению, поэтому такой износ оборудования называется не устранимым. В остальных случаях физическое изнашивание оборудования можно полностью или частично исправить, с помощью его модернизации.

В нефтегазодобывающей промышленности ключевую роль играет самый капиталоемкий процесс – бурение скважин. Настоящее время возникла потребность к развитию и совершенствованию техники и технологии конструкции буровых установок. Рост прибыли нефтегазодобывающих компании напрямую зависят от внедрения новых инновационных технологий, которые оптимизируют весь процесс бурения, начиная от буровых установок и заканчивая забойными телеметрическими системами. Применение новых технологий позволяет сократить сроки бурения скважин и увеличить прибыль предприятия.

Проблемой является отсутствие систем знаний в области модернизаций буровых установок на нефть и газ.

Цель работы – выделить основные направления модернизации бурового оборудования на нефть и газ

Задачи:

1. Провести литературный обзор по данной тематике;
2. Проанализировать основные достижения в области модернизации бурового оборудования;
3. Составить реестр направлений модернизаций буровых установок на нефть и газ.

## **1. Общие сведения о буровых установках**

Буровые установки предназначены для бурения эксплуатационных и глубоких разведочных скважин вращательным способом. Технология вращательного бурения состоит из следующих основных операций:

1. вращение и продольная подача породоразрушающего инструмента по мере углубления скважины;
2. промывка скважины и вынос разрушенной породы на поверхность;
3. наращивание бурильной колонны по мере углубления скважины;
4. подъем и спуск в скважину бурильной колонны для смены породоразрушающего инструмента и забойного двигателя;
5. приготовление, обработка и очистка промывочного раствора;
6. спуск обсадных колонн для крепления скважины.

Для выполнения этих операций, а также аварийных работ требуются различные по функциональным назначениям машины, механизмы и оборудование. Набор необходимых для бурения скважин машин, механизмов и оборудования, которые на изготовляющем их предприятии не соединяются, но имеют взаимосвязанные эксплуатационные функции и технические параметры, называется буровым комплексом.

Буровая установка — это комплекс буровых машин, механизмов и оборудования, смонтированный на точке бурения и обеспечивающий с помощью бурового инструмента; самостоятельное выполнение технологических операций. Современные буровые установки подразделяются на следующие составные части:

1. буровое оборудование (талевый механизм, насосы, лебедка, вертлюг, ротор, привод, топливомаслоустановка, дизель-электрические станции, пневмосистема);
2. буровые сооружения (вышка, основания, сборно-разборные каркасно-панельные укрытия);
3. оборудование для механизации трудоемких работ (регулятор подачи долота, механизмы для автоматизации спускоподъемных операций,

пневматический клиновой захват для труб, автоматический буровой ключ, вспомогательная лебедка, пневмораскрепитель, краны для ремонтных работ, пульт контроля процессов бурения, посты управления);

4. оборудование для приготовления, очистки и регенерации промывочного раствора (блок приготовления, вибросита, песко- и глиноотделители, подпорные насосы, емкости для химических реагентов, воды и промывочного раствора);

5. манифольд (нагнетательная линия в блочном исполнении, дроссельно-запорные устройства, буровой рукав);

6. устройства для обогрева блоков буровой установки (теплогенераторы, отопительные радиаторы и коммуникации для разводки теплоносителя).

### **1.1 Классификация буровых установок**

Буровые установки можно классифицировать следующим образом:

По виду работ:

- для эксплуатационных работ;
- для разведочных работ;
- для технических скважин.

По способу бурения:

- вращательного бурения;
- ударного бурения;
- вибрационного бурения;
- разрядно-импульсного бурения.

По типу привода:

- электрические буровые;
- электрогидравлические буровые;
- дизельные.

По технике передвижения:

- самоходные;

- передвижные;
- стационарные.

По дислокации:

- наземные;
- плавучие.

Основным параметром буровых установок является глубина бурения (грузоподъемность). Грузоподъемность зависит от конструкции буровой, ее характеристик, а также от скважины.

Для буровых установок используются характеристики номинальной и максимальной грузоподъемности. Номинальная грузоподъемность определяет максимальное время работы буровой. Максимальная грузоподъемность характеризует пороговые значения по эксплуатации буровой установки.

Кроме грузоподъемности важными характеристиками буровых установок является: тип шасси для самоходных установок и крутящий момент. Буровые установки самоходного типа являются частью движущегося транспорта (трактора, машины, судна). Но при этом, для их доставки все равно требуется дополнительный транспорт в виде полуприцепа-тяжеловоза или низкорамника.

Буровые установки являются сложной техникой, которая включает в себя большое количество оборудования. В зависимости от направления использования буровой установки, параметры и характеристики входящего в него оборудования существенно различаются [1].

### **1.1.1 Стационарные установки**

Стационарные буровые установки (рис. 1) оснащаются мачтовой вышкой с открытой передней гранью, а также различными типами укрытий – твёрдые (трёхслойные панели) или мягкие на металлических каркасах. Установки могут применяться при строительстве различных типов скважин любой сложности. В зависимости от требований заказчика буровые установки оснащаются циркуляционной системой объёмом от 180 до 500 м<sup>3</sup> и

различными наборами вспомогательного и очистного оборудования.



Рисунок 1 – Стационарная буровая установка

Стационарные буровые установки имеют блочно–модульную конструкцию, которая оборудована механическим, гидравлическим и электротехническим оборудованием, технические характеристики различных стационарных установок представлены в таблице 1. Оно позволит существенно снизить нагрузку обслуживающего персонала и провести монтаж значительно быстрее. Буровые установки имеют стационарное основание, на котором размещается вышка. Она состоит из двух опор, которые соединяются в верхушке платформой. Также имеется рабочая платформа в центральной части

вышки. Она представляет собой крытую площадку. Все приводы основных частей, именно буровая лебедка, ротор и насосы, представляют собой индивидуальные электрические двигатели. Преобразование энергии происходит через тиристорные преобразователи [2].

Конструктивные особенности:

- модульная компоновка;
- встроенные в модули средства механизации и монтажа;
- электрический частотно–регулируемый привод переменного тока с цифровой системой управления;
- однокоростная буровая лебедка с приводным электродвигателем, обеспечивающим режимы подъёма и торможения;
- вышка с возможностью установки системы верхнего привода;
- современная ЦС с четырех – и пятиступенчатой системой очистки буровых растворов;
- кабина бурильщика. Система обогрева;
- комбинированная (котельная установка, парогенераторы, электрокалориферы, тепловые пушки, электроТЭНы

Промышленная безопасность:

- кабина бурильщика с системой терморегуляции;
- дизель–электростанции с автоматическими системами пожаротушения;
- системы громкоговорящей связи, видеонаблюдения, звуковой сигнализации;
- система эвакуации верхового рабочего;
- автоматическая система приточно–вытяжной вентиляции;
- системы блокировки приводов буровых насосов, ротора и лебедки.

Экологичность:

- возможность безамбарного бурения;
- исключение протечек бурового раствора и жидкостей под буровую установку

Применение установок данного типа позволяет:

- повысить производительность труда, сократить сроки и трудозатраты первичного и повторных монтажей за счет блочно–модульного исполнения установки, уменьшения общего числа монтажно–транспортных единиц установки;
- уменьшить до минимума отрицательное влияние установки на окружающую среду благодаря экологически чистому бурению за счет исключения амбаров и утилизации бурового раствора, исключения протечек бурового раствора и жидкостей под буровую установку;
- улучшить комфортность условий работы буровой бригады за счет создания помещений установки с утепленными укрытиями и полами, применения системы обогрева помещений и рабочих мест с замкнутой циркуляцией [2].

Таблица 1 – Технические характеристики различных стационарных установок

Модель	БУ5000/320 БМЧ	БУ5000/450 БМЧ	БУ6500/450 ДЭР	БУ600ДЭР
Предельная нагрузка на крюк, кН	3200	4500	4500	6000
Максимальная глубина, м	5000	5000	6500	8000
Вышка	ВМА 46-600 ОГ-Р самоподъемная с открытой передней гранью	ВМА 46-600 ОГ-Р самоподъемная с открытой передней гранью.	ВМА 46-600 ОГ-Р самоподъемная с открытой передней гранью.	ВМА 46-600 ОГ-Р самоподъемная с открытой передней гранью..
Длина бурильной свечи, м	25-27	27	25-27	27
Высота вышки	46	46	46	46
Мощность лебедки, кВт	1100	1500	1500	1500
Мощность привода ротора, кВт	800	800	800	800
Мощность насоса, кВт	1180	1180	1180	1600
Объём циркуляционной системы, м <sup>3</sup>	180	400	500	400
Уровни очистки	4	4	4	4

### 1.1.2 Мобильные установки

Мобильные буровые установки могут иметь самоходный или полуприцепной вариант исполнения вышечно-лебедочного блока. (рис. 2) Основные модули установок включают встроенные сертифицированные полуприцепы и транспортируются седельными тягачами. Установки оснащаются двухсекционной мачтой с открытой передней гранью с безъякорными растяжками. Установки изготавливаются с дизельным, дизель-электрическим или электрическим регулируемым приводом основных механизмов с системой управления с пульта бурильщика. В зависимости от требований заказчика, мобильные буровые установки оснащаются циркуляционной системой объемом от 120 до 250 м<sup>3</sup> и различными наборами вспомогательного и очистного оборудования, технические характеристики различных мобильных установок представлены в таблице 2 [3].



Рисунок 2 – Мобильная буровая установка

#### Экологичность:

- исключение амбаров;
- исключение протечек бурового раствора и жидкостей под буровую установку;

#### Сервис при поставке:

- контрольная сборка;
- шефмонтажи пусконаладочные работы;
- техническая диагностика машин и механизмов;
- гарантийный и послегарантийный ремонт;
- обеспечение запасными частями;

#### Конструктивные особенности:

- модульная компоновка;
- собственная транспортная база и встроенные транспортные устройства для перевозки модулей с помощью седельных тягачей;
- встроенные в модули средства механизации и монтажа;
- вышка с открытой передней гранью с возможностью установки системы верхнего привода;
- современная ЦС с четырехступенчатой системой очистки буровых растворов;
- кабина бурильщика.

#### Система обогрева:

- комбинированная (теплогенераторы воздушные, парогенераторы электрические, воздушно-отопительные агрегаты электрические, трубчатые электронагреватели).

#### Промышленная безопасность:

- дизель-электростанции с автоматическими системами пожаротушения;
- системы громкоговорящей связи, видеонаблюдения, звуковой сигнализации;
- системы блокировки приводов буровых насосов, ротора и лебедки;

- автоматическая система приточно-вытяжной вентиляции;
- система эвакуации верхового рабочего; приборы контроля состояния окружающей среды.

Таблица 2 – Технические характеристики различных мобильных установок

Модель	МБУ 2500/160 Д (к)	МБУ 3200/200 Д (к)	МБУ 3200/200 ДЭР
Предельная нагрузка на крюк, кН	1600	2000	2000
Максимальная глубина, м	2500	3200	3200
Вышка	мачта с открытой передней гранью	мачта с открытой передней гранью	мачта с открытой передней гранью
Длина бурильной свечи, м	18	18	18
Высота основания, м	6,5	6,5	7,8
Мощность лебедки, кВт	600	600	670
Максимальная статическая нагрузка на крюке (API), тс	200	225	240
Мощность насоса, кВт	600	600	1180
Диаметр талевого каната	28	28	28
Тип привода	дизельный	дизельный	дизель-электрический

### 1.1.1 Установки КРС

Капитальный ремонт скважин (КРС) – комплекс работ, связанных с восстановлением работоспособности обсадных колонн, цементного кольца, призабойной зоны, установкой и извлечением подземного оборудования, ликвидацией аварий, осложнений и консервацией, и ликвидацией скважин, а также с работами, требующими предварительного глушения продуктивных пластов (для газовых скважин), установки противовыбросового оборудования.

Наибольшее распространение на промыслах России получили следующие подъемные агрегаты: АР–32, АПРС–40, А–50, А60\80, а также 100–тонные импортные агрегаты “Кремко” и “Кардвелл”. Подъемные установки оснащены ограничителем подъема крюкоблока, системой звуковой и световой сигнализации установки вышки, контрольно-измерительными приборами работы двигателя и пневмосистемы, а также другими системами блокировки, обеспечивающими безопасность ведения работ при монтаже установки вблизи скважины и спуско-подъемных операциях [4].

#### *Агрегат подъемный для ремонта скважин АПРС – 40*

Агрегат подъемный АПРС–40 (рис. 3) предназначен для производства комплекса работ по подземному ремонту скважин. Агрегат является самоходной нефтепромысловой машиной, смонтированной на шасси трехосного автомобиля высокой проходимостью “Урал–4320” или “КрАЗ–260” и состоит из однобарабанной лебедки и двухсекционной телескопической вышки с талевой системой. Вышка агрегата имеет повышенную прочность, изготавливается из низколегированной морозостойкой стали, основные технические данные представлены в таблице 3 [3].



Рисунок 3 – Мобильная буровая установка  
АПРС–40

Таблица 3 – Основные технические данные

Монтажная база	шасси автомобиля “Урал-4320”
Максимальная грузоподъемность на крюке, т	40
Высота подъема крюка, м	14
Лебедка	однорабанная с приводом от коробки передач шасси
Вышка	телескопическая двухсекционная

Агрегат А-50М (рис. 4) предназначен: для проведения ремонтных работ и работ по ликвидации аварий; проведения буровых работ по разбуриванию цементных пробок и связанных с этими процессами операций (спуска и подъема бурильных труб, промывки скважин и т.д.) спуска и подъема насосно-компрессорных труб; установки эксплуатационного оборудования на устье скважин. Все механизмы агрегата, кроме промывочного насоса, смонтированы

на шасси КрАЗ-250.



Рисунок 4 – Подъемный Агрегат А-50М

Узловые части агрегата:

- монтаж-транспортная база;
- коробка отбора мощностей;
- раздаточный редуктор с двумя гидронасосами;
- трансмиссия;
- буровая и вспомогательная лебедка;
- цепной привод на ротор;
- компрессор;
- пульт управления;

Промывочный насос НБ-125 (9 мгр) смонтирован на двухосном прицепе. В качестве привода навесного оборудования используется ходовой двигатель шасси КрАЗ-250. Привод навесного оборудования агрегата и насосного блока от тягового двигателя автомобиля через коробку скоростей, раздаточную коробку отбора мощности и раздаточную коробку, коробку отбора мощности и

и раздаточный редуктор. От раздаточного редуктора вращение передается промывочному насосу и редуктору масляным насосом, питающим гидромотор привода ротора и гидроцилиндры подъема вышки. На вышке размещены подвески ключа и бурового рукава, соединенного с промывочным насосом при помощи манифольда.

При необходимости к талевому блоку может быть подвешен вертлюг с квадратной штангой. Нагрузка на крюке определяется при помощи индикатора веса, закрепленного на “мертвом” конце талевого каната. Цепные передачи на подъемный вал барабана лебедки включаются шинно-пневматическими муфтами. Зависимость характеристики агрегата от скорости подъема груза при оснастке 4х3 приведена в таблице 4.

Таблица 4 – Зависимость характеристики агрегата от скорости подъема груза

Показатели	При включенной передаче			
	I	II	III	IV
Скорость намотки каната, м/с	1,146	2,28	4,38	8,64
Скорость подъема талевого блока, м/с	0,191	0,38	0,73	1,444
Частота вращения вала барабана, мин	39,5	78,0	151,0	294,0
Грузоподъемность на крюке, т	60,0	30,0	15,8	8,0

Трансмиссионный вал с помощью цепных передач, включаемых шиннопневматической и зубчатой муфтами, передает две скорости вращения промежуточному валу бурового ротора. Ввиду того, что раздаточный редуктор агрегата получает от коробки отбора мощности две скорости вращения, ротор и промывочный насос также имеют две скорости вращения.

Подъем и опускание вышки производятся при работе автомобиля на первой передаче и при одном включенном маслonaсосе. Предназначены для спуско-подъемных операции с укладкой труб и штанг на мостки при текущем и капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, не оборудованных вышечными сооружениями [3].

Подъем и опускание вышки производятся при работе автомобиля на первой передаче и при одном включенном маслonaсосе. Предназначены для спуско-подъемных операции с укладкой труб и штанг на мостки при текущем и

капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, не оборудованных вышечными сооружениями. Технические характеристики А – 50М представлены в таблице 5.

Таблица 5 – технические характеристики агрегата А-50М

Допустимая нагрузка, кН	600
Мощность привода, кВт	132,4
Максимальное тяговое усилие на набегавшем конце каната, кН	112
Размеры бочки барабана (диаметр x длина), мм	426 x 560
Диаметр реборд барабана, мм	1100
Тормозные шкивы:	
Число, шт.	2
ширина, мм	1000
Тормозные ленты:	
число, шт	2
ширина, мм	150
Емкость барабана, м	300
Усилие на рычага тормоза лебедки, кН	0,25
Вышка	
Тип	Телескопическая наклонная
Угол наклона в рабочем положении, град	6
Высота от земли до оси кронблок,	22,4
Максимальная длина поднимаемой трубы, м	16
Расстояние от торца рамы до оси скважины, мм	1040
Оснастка талевого системы	3x4 (шестистурнная)
Диаметр, мм:	
канатного каната	470
талевого каната	25
Ротор	
Максимальная статическая нагрузка на стол, кН	60
Момент силы на столе ротора, кН м	6300

### *Подъемные установки типа АЗИПмаш – 37*

Подъемные установки этого типа подразделяются: на АЗИНмаш-37А, АЗИНмаш-37А1, АЗИНмаш-37Б, смонтированные на базе автомобилей повышенной проходимости КрАЗ-255Б и КрАЗ-260 (рис. 5). Управление всеми механизмами установки при спуско-подъемных операциях осуществляется из трехместной отапливаемой кабины оператора, расположенной между лебедкой и кабиной автомобиля. Управление установкой вышки (в рабочее и транспортное положение) осуществляется дистанционно - с ручного выносного

пульта [5].

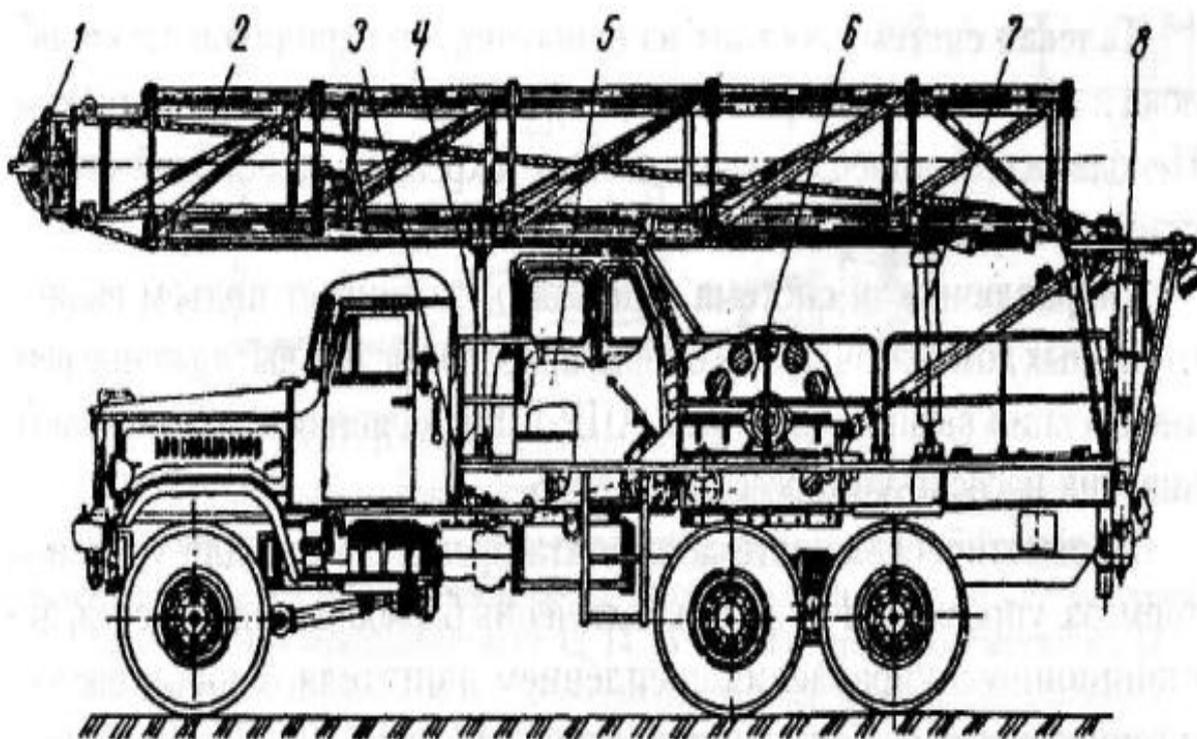


Рисунок 5 – Подъемный Агрегат АЗИНмаш – 37Б

1 – талевая система; 2 – вышка; 3-силовая передача; 4 – передняя опора; 5 – кабина оператора; 6 – лебедка; 7 – гидроцилиндр подъема вышки; 8 – задняя опора

Подъемная установка АЗИНмаш-37Б, в отличие и АЗИНмаш-37А1, оснащена слайдером СГ-32 и манипулятором МТ-3 с гидравлическим дистанционным управлением для свинчивания и развинчивания НКТ. Установки АЗИНмаш-37А1 и АЗИНмаш-37Б смонтированы на шасси автомобиля КраЗ-260, с относительно повышенной грузоподъемностью и мощностью двигателя, и обладают высокими скоростями подъема крюка. Питание системы освещения - от электрооборудования автомобиля. Лебедка с приводом от двигателя автомобиля оснащена однодисковой фрикционной муфтой. Зависимость скорости подъема крюка установок типа АЗИНмаш и их грузоподъемности от включенной передачи представлена в таблице 6, 7

Таблица 6 – Зависимость скорости подъема крюка установок типа АЗИНмаш и их грузоподъемности от включенной передачи

Включенная передача	Скорость подъема крюка, м/с		Грузоподъемность на крюке, т	
	АЗИНмаш –37А	АЗИНмаш –37Б, –37А1	АЗИНмаш –37А	АЗИНмаш –37А
I	0,34	0,48	32,0	32,0
II	0,70	0,99	15,1	15,7
III	1,45	1,58	7,5	9,8
Обратная	0,92	1,45	–	–

Таблица 7 – Технические характеристика установок типа АЗИНмаш–37

Показатели	АЗИНмаш –37А	АЗИНмаш –37А1	АЗИНмаш –37В
Монтажная база	КрАЗ-255Б	КрАЗ-260	КрАЗ-260
Грузоподъемность, т	32		
Размеры бочки барабана (диаметр х длина), мм	420х800	420х750	420х750
Диаметр реборд барабана, м	1000		
Емкость барабана, мм:			
при намотке каната диаметром 15 мм		2000	
при намотке каната диаметром 13 мм		2300	
Тормозной шкив:			
число, шт.		1	
диаметр, мм		1000	
Тормозная лента:			
число, шт.	2	1	
ширина колодок, мм	120	230	
<b>Вышка</b>			
высота от земли до оси кронблока, м	18		
Показатели	АЗИНмаш –37А	АЗИНмаш –37А1	АЗИНмаш –37В
<b>Вышка</b>			
допустимая длина поднимаемой трубы, м	12,5		
расстояние от оси опорных домкратов до оси скважины, м	1,2		
оснастка талевой системы	3х2 (четырёхступенчатая)		
Диаметр, мм:			
канатного шкива (по дну желоба)	580		
каната	22		
<b>Привод установки</b>			
тяговый двигатель – дизель автомобиля	ЯМЗ–238М		ЯМЗ–238Л
мощность (при $n=35с*1$ ), кВт	176	220	
<b>Электрооборудование</b>			
напряжение, В		24	
питание	от генератора автомобиля ч/з аккумуляторную батарею		
Габариты установки (в транспортном положении), мм	10050х2750 Х4300	10320х2750 Х4300	10470х2750 х4300
Масса установки, кг	19600	21135	20630

### *Подъемные установки типа УПТ*

К данным подъемным установкам относятся: УПТ-32, УПТ1-50, УПТ1-50Б (рис. 6), предназначенные для спуско-подъемных операций в процессе текущего и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин. Самоходные установки смонтированы на гусеничных тракторах. Состоят из следующих основных узлов: однобарабанной лебедки, установленной на специальном основании под оборудование, вышки с талевой системой, задней и передней опор вышки, кабины водителя. В настоящее время применяются очень редко.

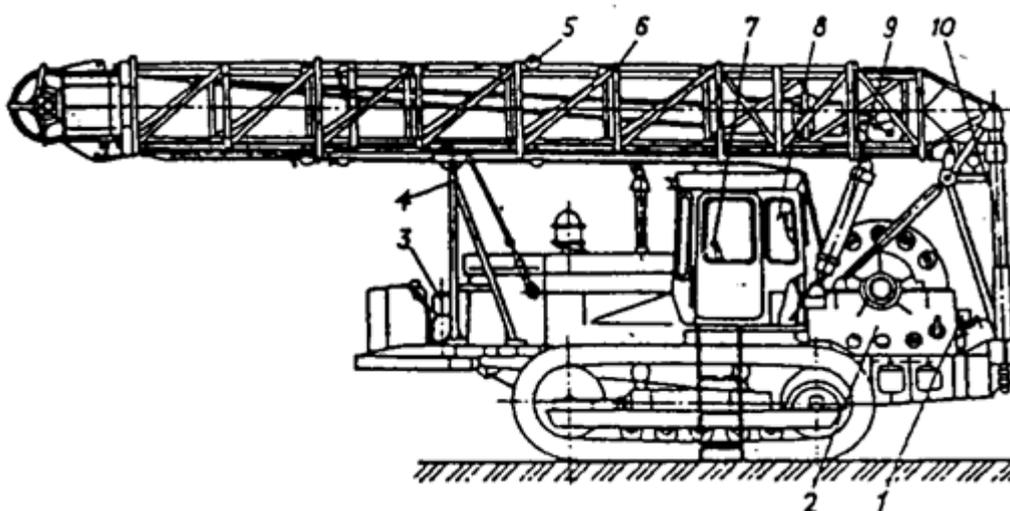


Рисунок 6 – Подъемная установка УПТ1-50

1 – коробка передач; 2 – однобарабанная лебедка; 3 – компрессор воздуха; 4 – передняя опора вышки; 5 – фара; 6 – вышка с талевой системой; 7 – управление; 8 – кабина машиниста; 9 – гидродомкрат; 10 – задняя опора

В отличие от УПТ-32, установки УПТ-50 и УПТ1-50Б снабжены узлом привода ротора, а также укомплектованы гидрораскрепителем. Привод лебедки и других механизмов УПТ-32 от двигателя трактора; подъем вышки и механизма для свинчивания-развинчивания труб-гидравлический; включение фрикционных муфт - пневматическое. Привод исполнительных узлов и механизмов УПТ1-50 и УПТ1-50Б – от двигателя трактора; лебедки и ротора – через трансмиссию; подъем вышки, привод гидроскрепителя и механизм для свинчивания – развинчивания труб – гидравлические; включение фрикционных

муфт – пневматическое. Технические характеристики грузоподъемности и скорости установок УПТ представлены таблице 8, 9 [6].

Таблица 8 – Грузоподъемность и скорость крюка при намотке второго ряда каната на барабане, в зависимости от включенной передачи

Включенная передача	Скорость подъема крюка, м/с			Грузоподъемность, т		
	УПТ-32	УПТ1-50	УПТ1-50В	УПТ-32	УПТ1-50	УПТ1-50В
I	0,28	0,2	0,16	32,0	50,0	50,5
II	0,43	0,3	0,28	16,8	29,4	29,6
III	0,78	0,5	0,45	11,5	18,0	18,1
IV	1,34	0,9	0,77	6,8	10,6	11,4

Таблица 9 – Технические характеристики подъемных установок типа УПТ

Показатели	УПТ-32	УПТ1-50	УПТ1-50В
Монтажная база трактора, тип	Т-130МГ	Т-130МГ	Т-130МБГ
Глубина обслуживания, м	2400	3500	3500
Лебедка			
Размеры бочки барабана (диаметр x длина), мм	420x750	420x800	420x800
Диаметр реборд барабана, мм	1000	1070	1070
Емкость барабана, м:			
при намотке каната диаметром 15 мм	2000	2000	2000
при намотке каната диаметром 13 мм	2300	2300	2300
Тормозной шкив:			
Число, шт.	1	1	1
диаметр, мм	100	1120	1120
Тормозная лента:			
число, шт.	1	1	1
ширина колодок, мм	230	230	230

#### *Установки фирмы «Кремко»*

Фирма «Кремко», базируясь в Канаде, знакома с суровыми условиями эксплуатации. Все установки фирмы «Кремко» рассчитаны на эксплуатацию в суровых погодных условиях, начиная от арктических и вплоть до условий пустыни, при диапазоне температур от - 50 до +45 °С. Местность в Канаде также имеет свои особенности, затрудняющие их эксплуатацию. Именно по этой причине фирмой

«Кремко» разработаны и поставляются специализированные

вездеходные установки, к примеру, «Мад Мастер». «Сэнд Мастер», «Сноу Мастер», «Формут Трэк Моунтед» и «Кремковец». Особенно уникальна установка «Кремковец», которая сочетает в себе высокую прочность тракторного шасси «Кировец», построенного в России, и надежность буровых механизмов производства фирмы «Кремко», благодаря чему она обладает непревзойденной вездеходностью. (рис. 7)

Передвижные, трейлерные и самоходные установки производства фирмы «Кремко» применяются для проведения всех видов буровых работ, капитального ремонта скважин, различных работ по ремонту и техническому обслуживанию скважин. Для того чтобы охватить все это разнообразие практических применений, фирма «Кремко» осуществляет производство широкого типоразмерного ряда установок по их мощности, в состав которого входят установки грузоподъемностью 36, 40, 60, 80, 100, 125, 136, 150, 170 и 180 т. По своей мощности лебедка, ходовая часть и мачта подбираются из расчета обеспечения оптимальной рабочей характеристики Технические данные по установкам для бурения, ремонта и технического обслуживания скважин производства фирмы «Кремко» представлены в таблице 10, приведённой ниже [3].

*Некоторые особенности установок «Кремко» в стандартном исполнении:*

- Все шланги и трубы прокладываются таким образом, чтобы не допустить их замерзания и облегчить их продувку.
- Все трубопроводы там, где возможно, выполняются из жестких труб.
- Во всех трубопроводах сливные отверстия располагаются в самой нижней точке с тем, чтобы исключить замерзание трубопроводов во время хранения и транспортировки.
- Кабина оборудована высокопроизводительным двухскоростным отопи- телем и системой обдува окон с целью предотвращения их замерзания.
- Весь настил выполняется из рифленой листовой стали, чтобы

обеспечить безопасность при ходьбе по поверхности настила в условиях обледенения или увлажнения.

- Распорки и стойки, откидные мостки и лестницы изготовлены из высокопрочной стали, которая прочнее и долговечнее в холодную погоду, чем стальная сетка.
- Установки производства фирмы «Кремко» рассчитаны на хранение при температурах от  $-50$  до  $+60$  °С.
- Вся механическая часть рассчитана на эксплуатацию и обслуживание с применением смазочных материалов российского производства.
- Установки производства фирмы «Кремко» рассчитаны на размещение на них по дополнительному заказу защиты против непогоды во круг балкона верхового рабочего и вокруг рабочей площадки.
- По дополнительному заказу возможна установка обогревателей для двигателя и масла, используемого в качестве рабочей жидкостив гидравлических системах, а также для обогрева рабочих зон.
- При проектировании установок фирмы «Кремко», помимо требований Американского нефтяного института и Американского института стальных конструкций, учитывались также требования ГОСТов, действующих в России.
- Обычные быстроизнашивающиеся детали, например, тормозные колодки, цилиндрические втулки насосов и поршни насосов, совместимы и взаимозаменяемы с аналогичными деталями российского производства.

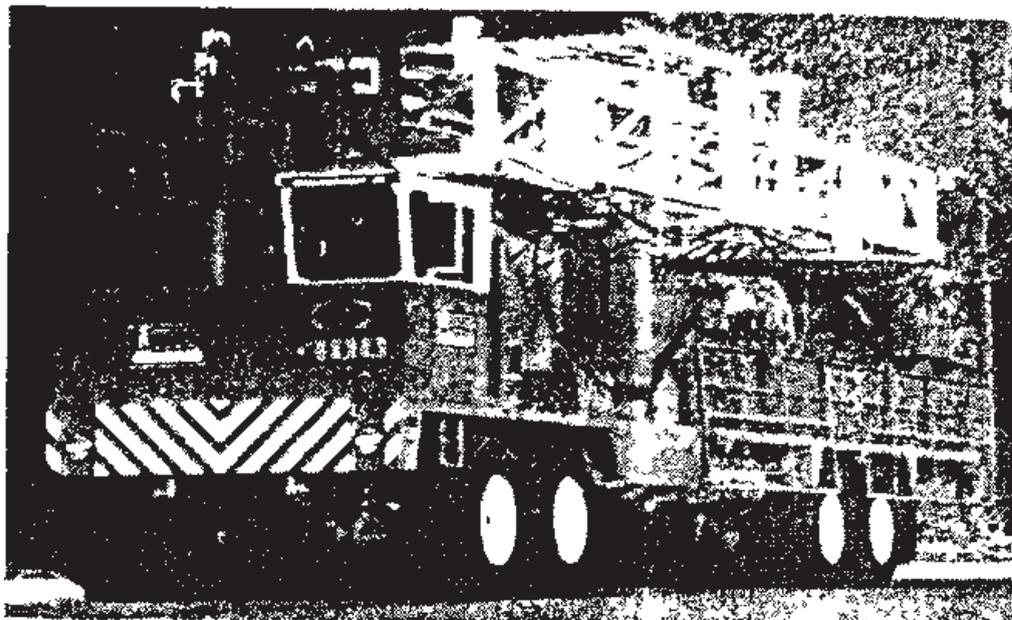


Рисунок 7 – Установка «Кремковец» К60

Таблица 10 – Технические данные по установкам для бурения, ремонта и технического обслуживания скважин производства фирмы «Кремко» [3].

Номер модели установки	Номер модели ходовой части	Колесная формула	Грузоподъемность, т	Мощность двигателя, кВт	Номер модели лебедок	Главный барабан, мм	Тормозная шайба, мм	Мачта		Число линий, идущих к талевому блоку
								модель	высота, м	
К36	К36С	4 × 6 6 × 6	36	180	К36	365х940	203х965	К36М	16; 19	4
К40	К40С	4 × 6 6 × 6	40	180	К40	365х940	203х965	К40М	16; 19	4
К50	К50С	6 × 6 4 × 6	50	180	К50	365х940	203х965	К50М	16; 19	4 или 6
К60	К60	6 × 6 4 × 6	60	180	К60	365х940	203х965	К60М	19; 22Т	4 или 6
К80	К80С	8 × 8 6 × 8 4 × 8	80	180; 239	К80	365х940	203х965	К80М	29Т	4 или 8
К100	К100С	8 × 8 6 × 8 4 × 6	100	239	К100	406х940	254х1067	К100М	29Т; 30Т; 31Т	8
К125	К125С	8 × 10 6 × 10 4 × 10	125	239	К125	457х914	254х1067	К125М	33Т; 34Т	8 или 10
К136	К136С	8 × 10 6 × 10 4 × 10	136	343	К136	457х914	254х1067	К136М	34Т	8 или 10
К160	К160С	8 × 12 6 × 12 4 × 12	160	343; 478	К160	457х914	279х1118	К160М	34Т 35Т	8 или 10
К170	К170С	8 × 12 6 × 12 4 × 12	170	343; 478	К170	457х914	279х1118	К170М	34Т	8 или 10

#### **1.1.4 Морские установки**

Одно из наиболее выдающихся технологических достижений современности - возможности осуществлять разведку и добычу промышленных количеств нефти и газа в море, часто далеко от берега и в чрезвычайно трудных условиях. Хотя разработка морских месторождений ведется уже более полувека, лишь недавние достижения в области технологии сейсмической разведки, бурения и добычи позволили начать освоение более глубоких участков моря. То, что несколько лет назад было большой глубиной - около 650 футов - больше не считается чем-то особенным, а само определение понятия «большая глубина» распространилось на назначения до 3000 футов и более. Благодаря техническим инновациям морские провинции стали давать около 25–30% всех добываемых в США нефти и газа, именно в них содержится примерно 30% расчетных неразведанных запасов.

Основные принципы бурения на суше применимы и к морскому бурению. Фундаментальное отличие состоит в том, что в море для бурения и размещения оборудования необходимо прочное автономное основание – морская платформа. Механическая и технологические различия, прежде всего касающиеся управления скважиной и позиционирования платформы, объясняются тем, что связь со скважиной осуществляется через толщу воды и тысячи футов. Во многих случаях технология бурения на суше применима к морским операциям, если используются платформы, опирающиеся на дно, однако широкое распространение плавучих оснований потребовало разработки новой технологии, подходящей для морских условий.

Когда операции проводятся далеко от берега, в жестких условиях на расстоянии сотен миль от суши, проектирование скважины, снабжение и производство работ бывают связаны с дополнительными рисками, расходами и ответственности [7 – 14].

##### *Плавучие буровые основания*

В морской разведке главным образом используются основания, которое можно поделить на два типа – опирающиеся на дно и плавучие. Главным

фактором при выборе типа основания являются глубина [15].

К основаниям, опирающимся на дно, относятся самоподъемные основания, погружные основания и буровые баржи. Самоподъемные буровые основания (рис. 8) используются при бурении на глубине приблизительно до 400 футов.



Рисунок 8 – Самоподъемное буровое основание

На точку бурения они обычно буксируются, для закрепления ног основания в морском дне необходимо тяжелое оборудование. Комплект бурового оборудования на таком основании может подниматься или опускаться, следовательно, может использоваться при различной глубине и при разных состояниях почвы морского дна. В случае эксплуатационного бурения подобные основания могут использоваться вместе с эксплуатационными платформами. Таким образом, самоподъемные основания представляют собой передвижные платформы с опорой на дно, подходящие для бурения на относительно малой глубине. Буровые баржи, обычно используемые во

внутренних водах и на болотах, можно применять при глубине не более 20 футов. Эти автономные суда представляют собой самый экономичный вариант, но возможности их применения ограничены глубиной и условиями окружающей среды.

Погружные основания тоже подходят только для малых глубин – 80 футов или менее. Они имеют два корпуса – верхний с жилыми помещениями и буровой установкой и нижний, заполненный воздухом, который обеспечивает плавучесть. Основание буксируется на точку бурения, где воздух в нижнем корпусе вытесняется водой и установка погружается на морском дне.

Два основных типа плавучих буровых оснований, подходящие для бурения на малой глубине, большой глубине, а также для сверхглубокого бурения, – буровые суда и полупогружные основания.

Буровое судно (рис. 9) представляет собой большое морское судно с комплектом бурового оборудования и вышкой значительных размеров, расположенной в середине рабочей палубы.



Рисунок 9 – Буровое судно

В корпусе бурового судна имеется буровая шахта – отверстие, по которому бурильная колонна через толщу воды и морское дно спускается на необходимую глубину. Некоторые буровые суда рассчитаны на глубину моря более 10000 футов. На месте они удерживаются с помощью сложных систем якорного крепления и/или динамического позиционирования. Действия системы динамического позиционирования основано на работе электроприводных гребных винтов, или поворотных двигателей, расположенных в нижней части корпуса судна и обеспечивающих его перемещение в любом направлении. Двигатели управляются компьютерной системой судна, работающей на базе спутниковой технологии, и датчиками, находящимися на опорной плите для бурения на дне моря. Этим обеспечивается позиционирование судна непосредственно над точкой заложённой скважины.

Полупогружные установки (рис. 10) – самый распространённый тип плавучих буровых оснований. Они могут использоваться при глубине до 10000 футов и, как правило, обеспечивают большую устойчивость, чем буровые суда. Так как большая часть основания погружена под воду, воздействие волн может быть минимизировано. Система крепления этих установок основаны на динамической позиционировании и/или использовании огромных якорей весом более 15 т. В штормовую погоду устойчивость обеспечивается перераспределением балласта.

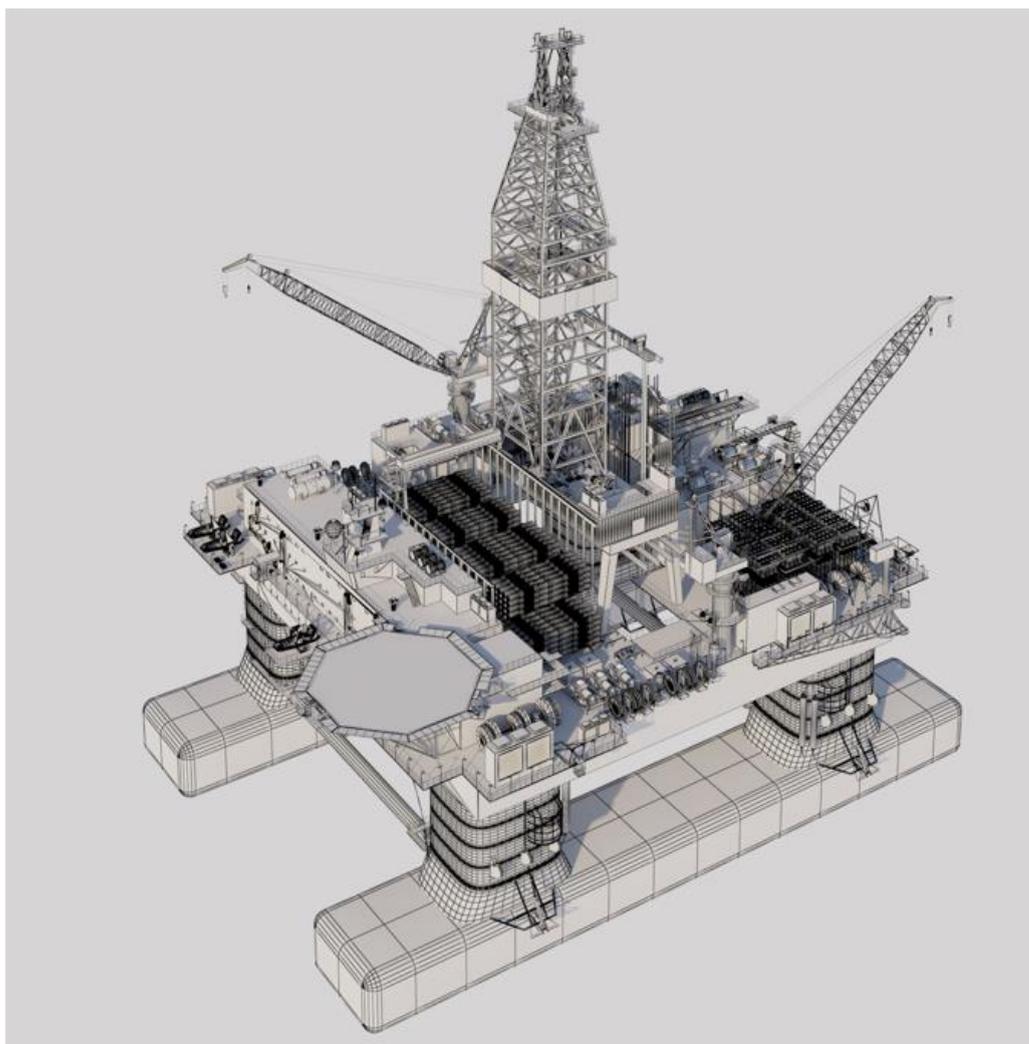


Рисунок 10 – Полупогружная буровая установка

При выборе точки бурения в море прежде всего руководствуются вероятностью наличия нефтегазоносных пластов, глубиной, схемой морских путей, устойчивостью основания (при использовании буровых оснований, опирающихся на дно), а также наличием приповерхностного газа. Необходимо информацию об устойчивости обычно дают сейморазведочные работы и анализ керна, сейсмическая разведка может показать наличие месторождений потенциально опасного приповерхностного газа [14 – 15].

*Водо – отделяющие колонны*

Наибольшая разница между бурением на суше и бурением в море заключается в том, что в последнем случае устье скважины находится на дне

моря и связь со скважиной затруднена. Эта связь, также циркуляция бурового раствора между поверхностью и дном моря обеспечивается с помощью водоотделяющей колонны, устанавливаемой на определенном этапе бурения. Водоотделяющая колонна состоит из трубных секций большого диаметра (17 – 20 дюймов) длиной 50 – 90 футов, соединенных с помощью муфт быстроразъемных соединений. На дне моря колонна может быть соединена с устьем скважины или подводными блоком противовыбросовых превенторов. На поверхности обычно устанавливается отводное устройство [14 – 15].

Вертикальное перемещение судна компенсируется телескопической секцией на поверхности. Эта секция обычно допускает вертикальное перемещение до 50 футов (двойная амплитуда). Поперечное перемещение компенсируется шаровой шарнирной секцией на дне моря и на поверхности.

Водо-отделяющая колонна может быстро отсоединяться от устья скважины или блока противовыбросовых превенторов, что обеспечивает начало движения судна при неблагоприятных погодных условиях. На рис (рис. 11) во всех деталях показана типичная водо-отделяющая колонна, используемая при бурении промежуточной части ствола скважины с плавучего основания.

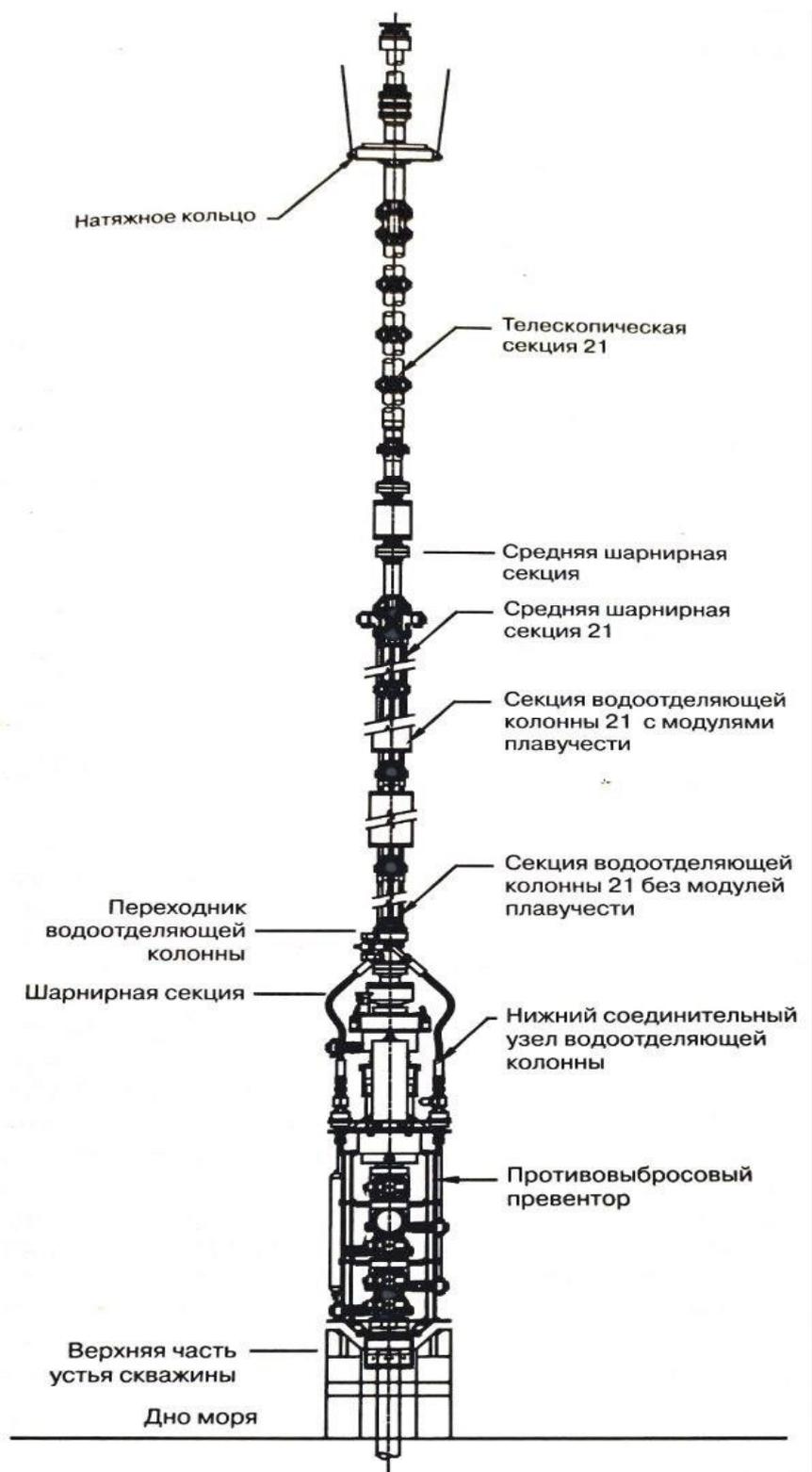


Рисунок 11 – водо-отделяющая колонна для плавучих систем

Чтобы водо-отделяющая колонна не упала под собственной тяжестью, предусмотрены механические натяжные устройства (рис. 12, 13) с увеличением глубины моря в конструкцию колонны также добавляются поплавки [16].

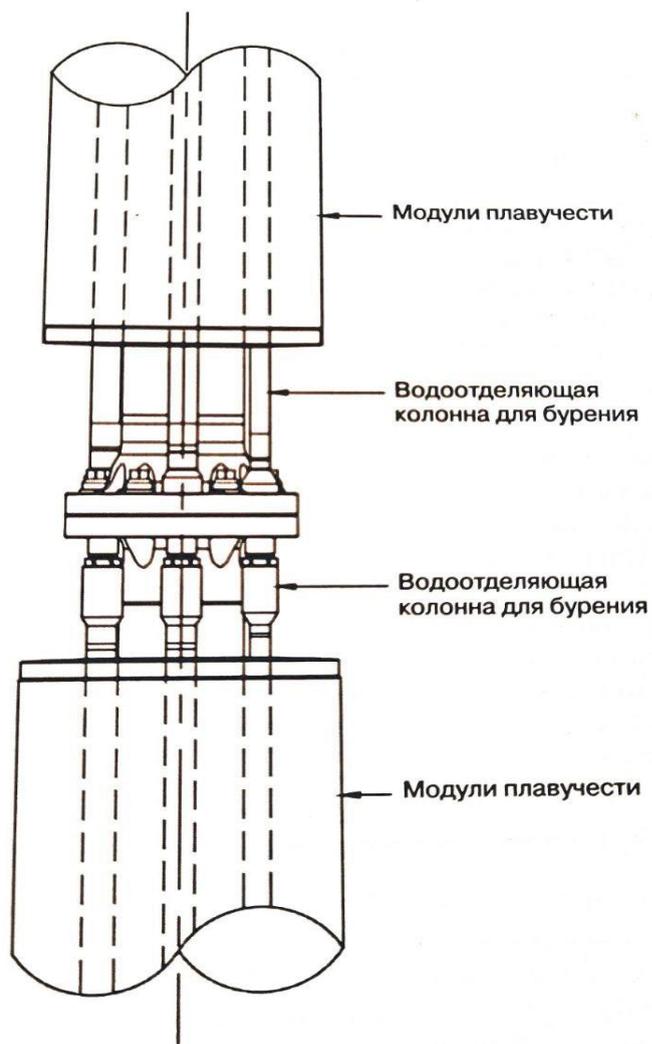


Рисунок 12 – Натяжное устройство водо-отделяющей колонны

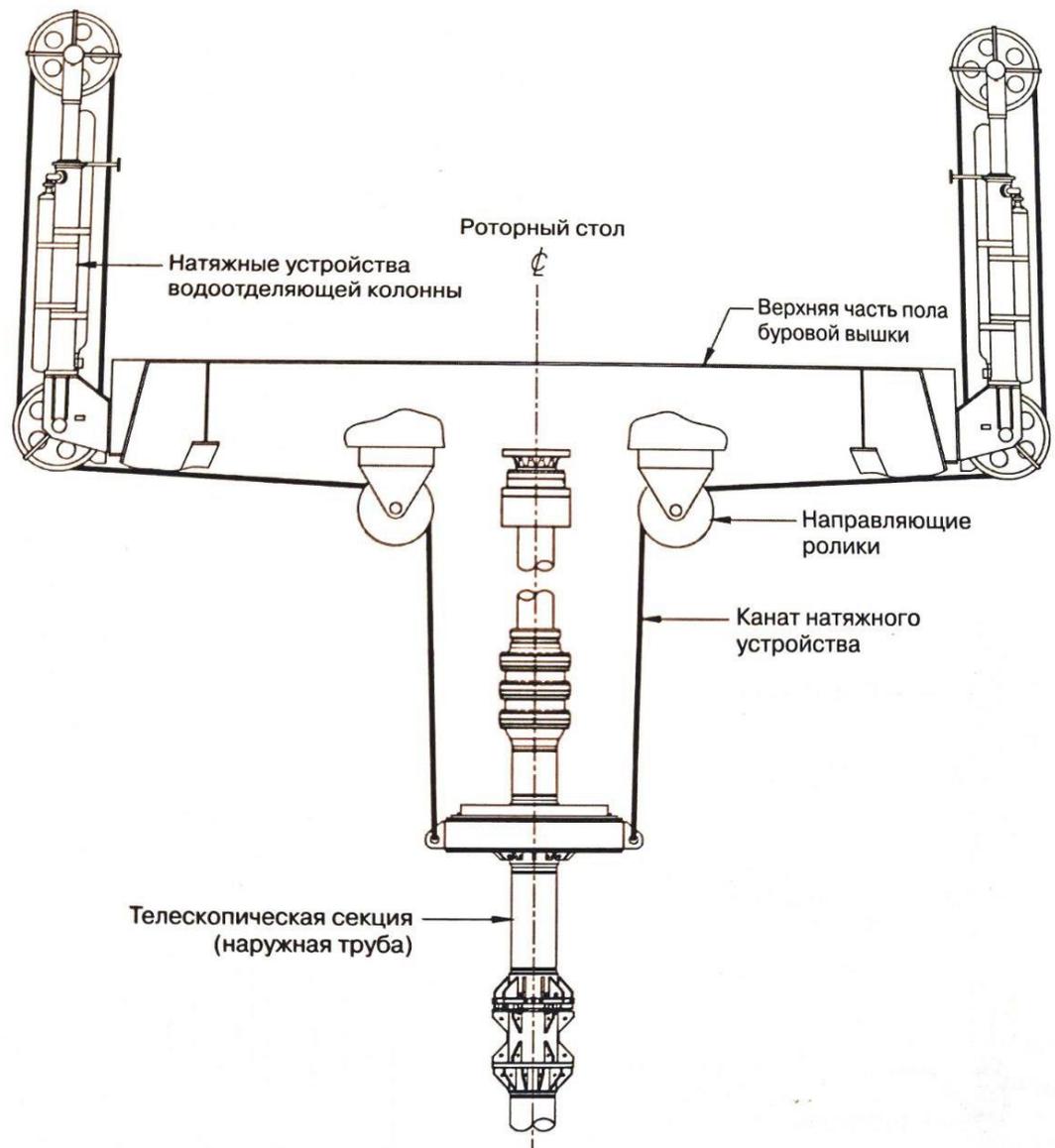


Рисунок 13 – Механическое натяжное устройство водо-отделяющей колонны.

Шурф для спуска направляющей колонны (глубинной приблизительно 1000 футов) часто бурят без водо-отделяющих колонны. Считается, что при бурении с плавучего основания неглубокую часть шурфа можно расширить. При выбросе приповерхностного газа, каких-либо отклонениях и других проблемах шурф также легко ликвидировать. Когда пробурен шурф, спущена направляющая обсадная колонна и сформировано подводное устье, можно устанавливать водо-отделяющую колонну, которая останется на время бурения остальной части скважины [17].

## **2. Комплекс буровых установок**

### **2.1 По комплексам буровой установки**

#### **2.1.1 Насосно–циркуляционный комплекс**

Насосно-циркуляционный комплекс буровых установок включает в себя наземные устройства и сооружения, обеспечивающие промывку скважин путем многократной принудительной циркуляции бурового раствора по замкнутому кругу: насос – забой скважины-насос. Много кратная замкнутая циркуляция дает значительную экономическую выгоду благодаря сокращению расхода химических компонентов и других ценных материалов, входящих в состав буровых растворов. Важно так же отметить, что замкнутая циркуляция предотвращает загрязнение окружающей среды стоками бурового раствора, содержащего химически агрессивные и токсичные компоненты.

Насосно-циркуляционный комплекс буровых установок состоит из взаимосвязанных устройств и сооружений, предназначенных для выполнения следующих основных функций: приготовления буровых растворов, очистки бурового раствора от выбуренной породы и других вредных примесей, прокачивания и оперативного регулирования физико-химических свойств бурового раствора. В состав насосно-циркуляционного комплекса входят также всасывающие и напорные линии насосов, емкости для хранения раствора и необходимых для его приготовления материалов, желоба, отстойники, контрольно измерительные приборы и др. Оборудование насосно-циркуляционного комплекса монтируют отдельными блоками, которые могут комплектоваться уже на заводе изготовителе. Блочный принцип изготовления обеспечивает компактность циркуляционной системы и упрощает ее монтаж и техническое обслуживание.

Важнейшие требования, предъявляемые к насосно-циркуляционному комплексу буровых установок, качественное приготовление, контроль, поддержание необходимых для данных геолого-технических условий состава, физико-химических свойств и расхода бурового раствора. При выполнении этих требований достигаются высокие скорости бурения и в значительной мере

предотвращаются многие аварии и осложнения в скважине.

Производительность установок для приготовления бурового раствора определяется из условий, обеспечивающих своевременное пополнение запасов бурового раствора:

$$Q = V + V_{\text{п}}, \quad (1)$$

где  $Q$  – производительность установок для приготовления бурового раствора, м<sup>3</sup>/ч;  $V$  – объем выбуренной породы за 1 ч, м<sup>3</sup>;  $V_{\text{п}}$  – потери бурового раствора за 1 ч в результате поглощений в скважине и утечек при очистке бурового раствора от выбуренной породы, м<sup>3</sup>. Примерный объем  $V_{\text{р}}$  бурового раствора, необходимый для проводки скважины:

$$V_{\text{р}} = V_{\text{скв}} + V'_{\text{п}}, \quad (2)$$

где  $V_{\text{скв}}$  – наибольший объем скважины, м<sup>3</sup>;  $V'_{\text{п}}$  – потери бурового раствора при проводке скважины, м<sup>3</sup>. Потери  $V'_{\text{п}}$  возрастают с увеличением объема выбуренной породы и утечек бурового раствора при его очистке, при наличии поглощений и фильтрации в горную породу. На забое и в открытом стволе скважины буровой раствор загрязняется обломками выбуренной породы, глинистыми и твердыми частицами. Чрезмерное содержание в нем твердых и грубых глинистых частиц приводит к снижению скоростей бурения. Установлено, что при увеличении содержания твердой фазы в растворе на 1 % показатели работы долот снижаются на 7...10 %. Вследствие абразивного действия твердых частиц ускоряется износ и соответственно возрастает расход узлов и деталей насосов, вертлюгов и забойных двигателей. В результате этого увеличиваются трудовые и материальные затраты на ремонтные работы, что отрицательно влияет на технико-экономические показатели бурения. Поэтому очистные устройства должны обеспечить тщательное удаление выбуренной породы и других загрязнений, содержащихся в буровом растворе. Опыт показывает, что для поддержания оптимального состава бурового раствора в нем не должны содержаться частицы выбуренной породы, песка и ила размером 5 мкм и более. Пропускная способность очистных устройств должна быть не меньше наибольшей подачи насосов.

Насосно-циркуляционный комплекс имеет следующий состав:

- желобная система;
- блок очистки и дегазации бурового раствора;
- система шламоудаления;
- блок хранения растворов;
- блок приготовления бурового раствора;
- манифольд;
- насосный блок.

В качестве примера на (рис. 14) приведен вариант структурной схемы современного насосно-циркуляционного комплекса для безамбарного бурения. Буровой раствор из скважины поступает на первую ступень очистки – вибросито ВС1, на котором отделяется шлам с размерами частиц более 160 мкм, и направляется в шнековый конвейер КШ для удаления за пределы укрытия циркуляционной системы и последующего вывоза в хранилище отходов. Очищенный буровой раствор сливается в промежуточный отсек емкости очистки ЕО. При необходимости раствор, очищенный на вибросите, подвергают здесь дегазации вакуумным дегазатором ДГ. Раствор из промежуточного отсека емкости очистки ЕО шламовым центробежным насосом Н1 подается на вторую ступень очистки пескоотделитель, где удаляется шлам размером более 60...80 мкм.

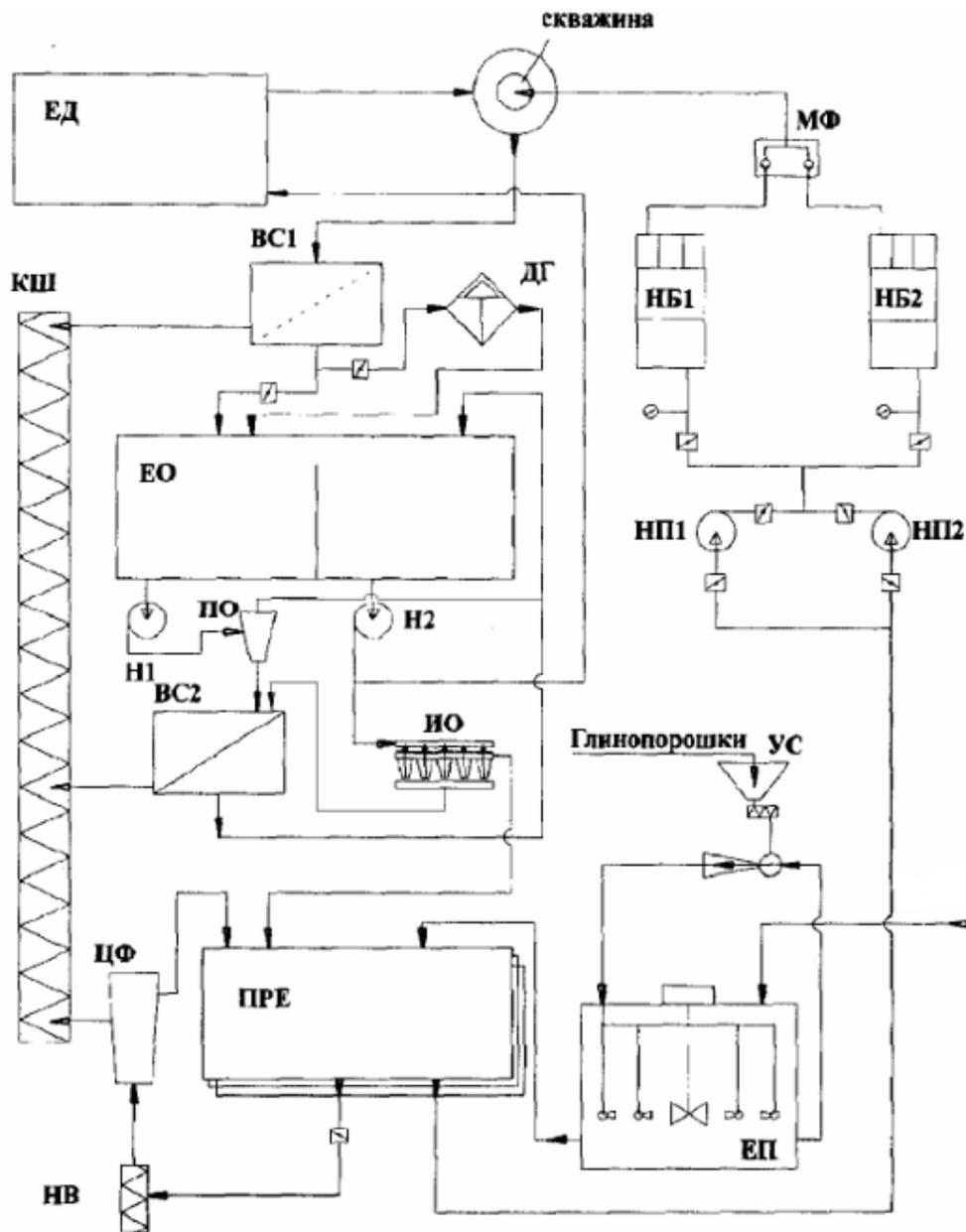


Рисунок 14 – Насосно-циркуляционный комплекс

ЕО – ёмкость очистки; ПРЕ – промежуточные ёмкости;  
 ЕП – ёмкость приготовления бурового раствора; ЕД – ёмкость доливная;  
 ВС1, ВС2 – вибросито; ПО – пескоотделитель; ИО – илоотделитель;  
 ЦФ – центрифуга; ДГ – дегазатор; КШ – конвейер шнековый;  
 УС – смешительное устройство; Н1, Н2 – насос шламовой; НВ – насос винтовой;  
 НП1, НП2 – насос подпорный; НБ1, НБ2 – насос буровой; МФ –  
 манифольд

Очищенный буровой раствор сливается в емкость очистки ЕО, а шлам поступает на вибросито ВС2 с тонкой сеткой, где от него отделяются остатки бурового раствора. На вибросито ВС2 поступает шлам размером более 30...50 мкм с третьей ступени очистки – илоотделителя ИО. С вибросита ВС2 буровой раствор сливается в емкость очистки ЕО, шлам подается на шнековый конвейер КШ, а затем на вывоз и утилизацию. На илоотделитель ИО буровой раствор подается шламовым насосом Н2 из емкости очистки ЕО. Очищенный здесь буровой раствор сливается в промежуточную емкость ПРЕ. На эту емкость замкнута четвертая ступень очистки – декантаторная центрифуга ЦФ, которая производит доочистку бурового раствора, удаляя из него шлам с размером частиц более 5 мкм. Буровой раствор из промежуточной емкости ПРЕ подается на центрифугу винтовым насосом НВ, очищенный раствор сливается обратно в емкость ПРЕ, а шлам поступает на шнековый конвейер КШ для удаления на утилизацию. Очищенный на четырех ступенях очистки буровой раствор из емкости ПРЕ подается подпорными шламовыми насосами НП1 и НП2 на всасывающие коллекторы буровых насосов НБ1 и НБ2, а затем через манифольд МФ в бурильную колонну. Для долива скважины при подъеме бурильной колонны в составе насосно-циркуляционного комплекса имеется емкость ЕД, которая пополняется буровым раствором со второй ступени очистки шламовым насосом Н2. Приготовление раствора производят в блоке приготовления раствора, представленном емкостью ЕП, в которой установлены лопастной перемешиватель и гидромешалки, а также гидровакуумным смесителем УС, применяемым для быстрого приготовления бурового раствора и введения химических реагентов [18].

### **2.1.2 Спускоподъемный комплекс**

Спуско-подъемный комплекс (СПК) буровой установки (рис. 15) предназначен для осуществления спуско-подъемных операций (СПО) с бурильными, обсадными трубами, буровым инструментом и производства вспомогательных операций в скважине, а также для подачи бурильной колонны

с породоразрушающим инструментом на забой в процессе бурения.

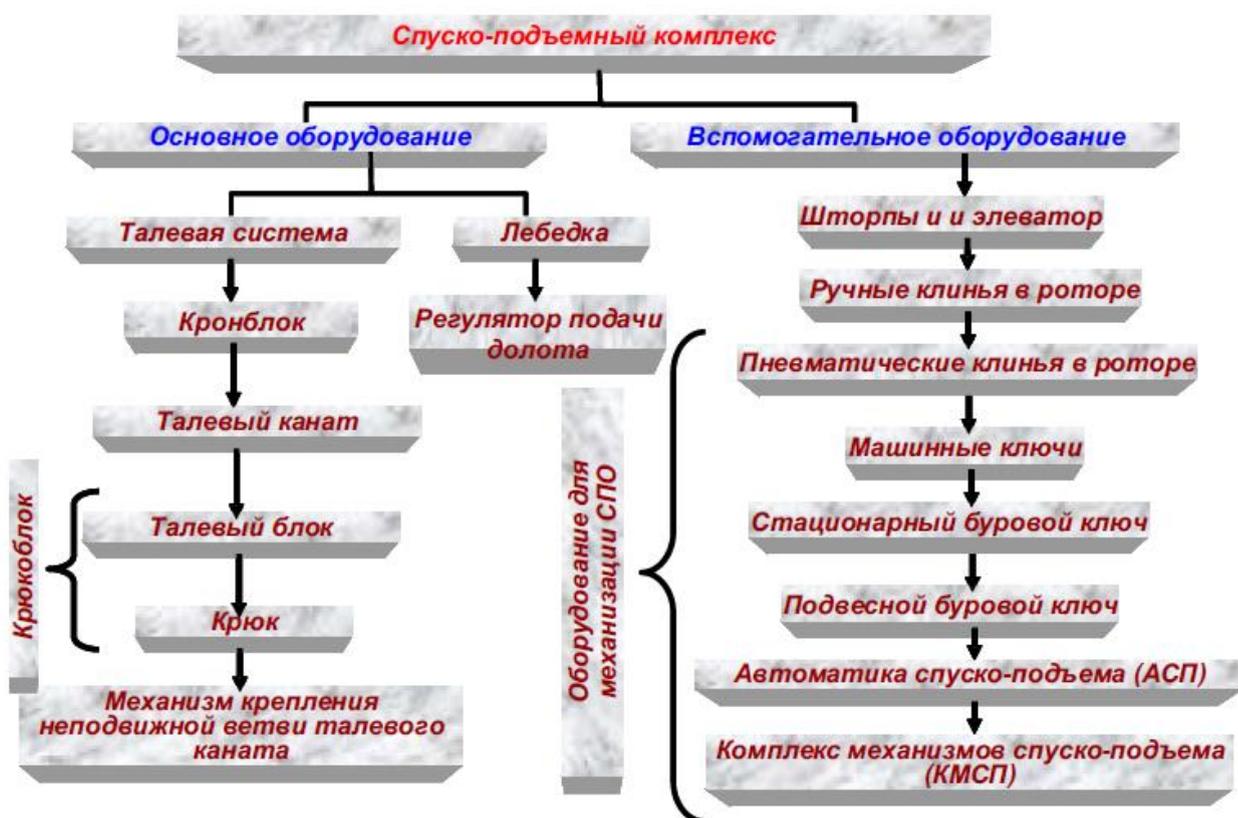


Рисунок 15 – Блок схема – спускоподъемного комплекса буровой установки

Спуско – подъемный комплекс буровой установки состоит из лебедки с элементами силового привода, талевой системы, оборудования и инструмента для механизации и автоматизации спуско-подъемных операций. В свою очередь, талевая система состоит из кронблока, талевого блока, крюка (или крюкоблока), каната и т. д. (см. выше структуру СПК). В оборудование для механизации и автоматизации СПО входят механизмы, инструменты и приспособления для выполнения спуска и подъема бурильной колонны и спуска обсадной колонны: элеваторы, клиновые захваты, ключи и другие [18].

### 2.1.3 Буровые вышки

Буровая вышка – это сооружение над скважиной для спуска и подъема бурового инструмента, забойных двигателей, бурильных и обсадных труб, размещения бурильных свечей (соединение двух–трех бурильных труб между собой длиной 25 – 36 м.) после подъема их из скважины и защиты буровой

бригады от ветра и атмосферных осадков.

Различают два типа вышек: башенные и мачтовые. Их изготавливают из труб или прокатной стали.

Башенная вышка представляет собой правильную усеченную четырехгранную пирамиду решетчатой конструкции.

Вышки мачтового типа бывают одноопорные и двухопорные (А – образные). Последние наиболее распространены.

А – образные вышки более трудоемки в изготовлении и поэтому более дороги. Они менее устойчивы, но их проще перевозить с места на место и затем монтировать.

Основные параметры вышки – грузоподъемность, высота, емкость «магазинов» (хранилищ для свечей бурильных труб), размеры верхнего и нижнего оснований, длина свечи, масса.

Грузоподъемность вышки – это предельно допустимая вертикальная статическая нагрузка, которая не должна быть превышена в процессе всего цикла проводки скважины.

Высота вышки определяет длину свечи, которую можно извлечь из скважины и от величины которой зависит продолжительность спускоподъемных операций. Чем больше длина свечи, тем на меньшее число частей необходимо разбирать колонну бурильных труб при смене бурового инструмента. Сокращается и время последующей сбор–грузоподъемность вышек увеличиваются. Так, для бурения скважин на глубину 300 ... 500 м используется вышка высотой 16 ... 18 м, глубину 2000 ... 3000 м – высотой – 42 м и на глубину 4000 ... 6500 м – 53 м.

Емкость «магазинов» показывает, какая суммарная длина бурильных труб диаметром 114 ... 168 мм может быть размещена в них. Практически вместимость «магазинов» показывает на какую глубину может быть осуществлено бурение с помощью конкретной вышки.

Размеры верхнего и нижнего оснований характеризуют условия работы буровой бригады с учетом размещения бурового оборудования, бурильного

инструмента и средств механизации спускоподъемных операций. Размер верхнего основания вышек составляет 2х2 м или 2.6х2.6 м, нижнего 8х8 м или 10х10 м [19].

#### **2.1.4 Силовой привод**

Силовой привод предназначен для преобразования тепловой (электрической) энергии посредством двигателя в механическую, регулирования ее и передачи посредством Т на ИМ.

*Классификация силового привода:*

1. По уровню мощности двигателя:

- главный (основной);
- вспомогательный.

Главный СП – это привод лебедки, бурового насоса и ротора. Его мощность доходит до 6 тыс. кВт и более.

Вспомогательный СП – это привод компрессоров, вибросит, глиномешалок, регулятора подачи долота, маслонасосов, подпорных насосов, механизмов для СПО и др. Суммарная мощность вспомогательного привода обычно не превышает 10–15 % мощности основного привода.

2. По виду используемых Д главный СП подразделяется на:

- паровой (в настоящее время не используют);
- дизельный;
- электрический;
- газотурбинный (в настоящее время не используют);
- гидравлический.

Паровой СП впервые в России был применен в 1861 году для бурения нефтяных скважин в Азербайджане ударно-канатным способом.

Затем его использовали в установках вращательного бурения.

Электрический СП впервые в России был применен в 20-х годах в Азербайджане. В настоящее время около 50 % БУ снабжены электрическими СП (автономными и неавтономными).

3. По степени зависимости от центральных энергосистем:

- автономный;
- неавтономный.

Автономный СП не зависит от центральных энергосистем. К нему относятся: дизельный, дизель-гидравлический, дизель-электрический, газотурбинный, газотурбинно-электрический СП. Неавтономный – это электрический привод с питанием от линий электропередач. Целесообразность использования его определяется стоимостью электроэнергии в районе бурения.

4. По числу Д в СП:

- однодвигательные;
- многодвигательные.

Однодвигательный СП характеризуется компактностью, высоким КПД. Многодвигательный СП характеризуется высокой надежностью при отказах Д, экономичностью (часть Д может при необходимости отключаться) и возможностью использования маломощных Д.

По количеству ИМ:

- индивидуальный;
- групповой;
- смешанный (комбинированный).

В индивидуальном СП каждый из ИМ приводится от Д независимо друг от друга. Этим достигается компактность при монтаже и высокий КПД.

В групповом приводе один или несколько двигателей, соединенных суммирующей трансмиссией, передают мощность на несколько ИМ. Этим достигается сокращение числа двигателей и установленной мощности БУ. Действительно, когда мощность СП затрачивается на работу буровой лебедки, на работу насосов и ротора затрат нет. Однако групповой СП требует много места для размещения и имеет низкий КПД. Такие приводы применяют при условии, что сумма мощности насоса и ротора примерно равна мощности лебедки. Это имеет место для БУ с условными глубинами бурения до 5000 метров [18].

### 2.1.5 Противовыбросовое оборудование

Противовыбросовое оборудование предназначено для герметизации устья нефтяных и газовых скважин.

Противовыбросовое оборудование (ПВО) – это комплекс оборудования, предназначенный для герметизации устья нефтяных и газовых скважин при их строительстве и ремонте.

Использование ПВО позволяет повысить безопасность ведения работ, обеспечить предупреждение выбросов и открытых фонтанов.

В России применение ПВО регламентирует ГОСТ 13862–90 «Оборудование противовыбросовое. Типовые схемы, основные параметры и технические требования к конструкции»

- ПВО обеспечивает проведение следующих технологических операций:

- герметизация скважины;

- спуск–подъем колонн бурильных труб при герметизированном устье;

- циркуляция бурового раствора с созданием регулируемого противодавления на забой и его дегазацию;

- управление гидроприводами оборудования.

ПВО включает стволовую часть, превенторы и манифольд.

Стволовая часть включает ПВО, оси стволовых проходов которых совпадают с осью ствола скважины и которые последовательно установлены на верхнем фланце колонной обвязки.

Стволовая часть включает превенторы, устьевые крестовины, надпревенторную и другие дополнительно устанавливаемые катушки, разъемный желоб и герметизатор.

Манифольд состоит из элементов трубопроводной арматуры и трубопроводов, соединенных по определенной схеме с линиями дросселирования и глушения скважин [20].

## **2..2 Блоки БУ**

### **2.2.1 Вышко–лебедочный комплекс**

Привод лебедки обеспечивает работу лебедки в режиме спускоподъемных операций и регулирование режимов подачи долота во время бурения.

- подъем грузов (двигательный режим, I квадрант механической характеристики);
- торможение при подъеме (генераторный режим, II квадрант механической характеристики);
- силовой спуск (двигательный режим; III квадрант механической характеристики);
- торможение при спуске (генераторном режиме, IV квадрант механической характеристики).

В режиме подачи долота в зависимости от требований технологии обеспечиваются режимы:

- поддержания заданной осевой нагрузки на долото;
- поддержания заданного давления бурового раствора в манифольде.

Система автоматического регулирования (САР) электропривода лебедки обеспечивает:

- плавное регулирование скорости двигателя в диапазоне от 0 до 1500об/мин;
- ограничение темпа разгона и торможения электропривода лебедки;
- поддержание заданной скорости подъема и спуска талевого блока;
- точную остановку талевого блока в заданном положении;
- поддержание заданной нагрузки на долото в режиме бурения;
- ограничение момента двигателя во всех четырех квадрантах механической характеристики;
- удержание груза в неподвижном состоянии.

Для обеспечения торможения привода буровой лебедки и ротора, к шинам постоянного тока через тормозной ключ присоединяются тормозные сопротивления. Тормозные сопротивления, подключаемые к чопперу, размещаются в отдельном отсеке контейнера [21].

### **2.2.2 Емкостной блок**

Буровые резервуары или резервуары буровых растворов представляют собой, в основном, прямоугольные емкости, оборудованные различными патрубками, лестницами, задвижками, насосами и прочим.

Виды резервуаров используемых в бурении:

- Резервуар для приготовления буровых растворов – предназначен для приготовления водных и буровых растворов на водной и углеводородной основе, а также спецжидкостей при строительстве и капитальном ремонте скважин. Блок применяется в составе циркуляционных систем буровых установок всех классов.

- Резервуар циркуляционной системы – предназначен для комплектации циркуляционных систем буровых установок. Выполняется в вариантах промежуточной или приемной емкости.

Промежуточный/приёмный резервуар комплектуется:

- желобной системой;
- механическими перемешивателями типа ПЛМ или ПБРТ–5,5;
- телескопическими верхними и нижними перетоками или встроенным коллектором бурового насоса;
- гидравлическими перемешивателями 4УПГс технологическим трубопроводом и запорной арматурой;
- сливными люками цилиндрическими резьбовыми или прямоугольными резьбовыми;
- стойками освещения;
- перильными ограждениями и тентовым каркасным укрытием.

Промежуточный резервуар наравне с блоками очистки и приготовления

жидкостей является неотъемлемой частью системы. В резервуаре имеются верхние люки и лестницы для очистки от шлама. Комплектность промежуточных и приёмных резервуаров определяется заказчиком.

Резервуар долива – предназначен для приема бурового раствора от шламового или бурового насоса и долива скважины при спускоподъемных операциях в процессе бурения.

В состав блока доливного входят рамное основание, резервуары, лестницы, переходные площадки, визуальный поплавковый уровнемер. При необходимости резервуары оснащаются встроенными парорегистрами. Высота и количество рамных оснований, объем и количество емкостей могут быть изменены применительно к конкретным типам буровых установок. Монтаж модулей блока долива производится путем их установки на центрирующие конусы и крепления откидными кронштейнами.

- Резервуар хранения химических реагентов БХХ – предназначен для хранения химических реагентов.
- Резервуар грязевой двухсекционный – предназначен для накопления и переработки отходов бурения.
- Резервуар грязевой трехсекционный – предназначен для накопления и переработки отходов бурения.
- Резервуар для приготовления растворов утепленный БПРУ (утепленный) – применяется для приготовления и химической обработки буровых растворов.
- Резервуар приемный (промежуточный) – предназначен для хранения и подачи бурового раствора. Используются в составе циркуляционных систем буровых установок всех классов.
- Мерный резервуар – применяется для приема и измерения уровня бурового раствора.
- Резервуар блока очистки – предназначен для сбора и очистки бурового раствора.
- Резервуар для приготовления растворов и эмульсий БПР

(модификация установки осреднительной) – предназначен для приготовления буровых и тампонажных растворов (в качестве осреднительного резервуара), как на водной, так и на углеводородной основе, растворов химических реагентов и различных технологических жидкостей, в том числе для освоения и капитального ремонта скважин. Применяется автономно или в составе циркуляционных систем буровых установок.

Установка специального бессальникового насоса позволяет перекачивать различные типы абразивных растворов, в том числе утяжеленные буровые и тампонажные растворы любой плотности. Форма днища и расположение всасывающего трубопровода обеспечивает полное опорожнение резервуара. Подключение к диспергатору напорной линии цементировочного агрегата позволяет обеспечить быстрое и качественное измельчение и активацию твердой фазы растворов (бентонитовый глинопорошок, цемент), растворение полимерных реагентов, а также качественное приготовление гидрофобных эмульсионных растворов.

- Резервуар очистки бурового раствора – предназначен для хранения бурового раствора. Применяется в составе циркуляционных систем.
- Резервуар накопительный – предназначен для хранения бурового раствора. Применяется в составе циркуляционных систем.
- Резервуар бурового раствора – предназначен для приготовления и хранения водных и водно-щелочных растворов химических реагентов, буровых растворов на водной и углеводородной основе, а также спецжидкостей при строительстве и капитальном ремонте скважин [21].

### **2.2.3 Блок очистки**

Поступающие в буровой раствор частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства, а, следовательно, и на технико-экономические показатели бурения, поэтому очистке буровых растворов от вредных примесей уделяют особое внимание.

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств:

- вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко– и илоотделители), сепараторы, центрифуги.

Кроме того, в наиболее неблагоприятных условиях перед очисткой от шлама буровой раствор обрабатывают реагентами–флокулянтами, которые позволяют повысить эффективность работы очистных устройств

Несмотря на то, что система очистки сложная и дорогая, в большинстве случаев применение ее рентабельно вследствие:

- значительного увеличения скоростей бурения;
- сокращения расходов на регулирование свойств бурового раствора;
- уменьшения степени осложненности ствола;
- удовлетворения требований защиты окружающей среды.

При выборе оборудования для очистки буровых растворов учитывают многообразие конкретных условий. В противном случае возможны дополнительные затраты средств и времени.

Каждый аппарат, используемый для очистки раствора от шлама, должен пропускать количество раствора, превышающее максимальную производительность промывки скважины (исключая центрифугу).

В составе циркуляционной системы аппараты должны устанавливаться в строгой последовательности.

При этом схема прохождения раствора должна соответствовать следующей технологической цепочке: скважина – газовый сепаратор – блок грубой очистки от шлама (вибросита) – дегазатор – блок тонкой очистки от шлама (песко– и илоотделители, сепаратор) – блок регулирования содержания и состава твердой фазы (центрифуга, гидроциклонный глиноотделитель).

Разумеется, при отсутствии газа в буровом растворе исключают ступени дегазации. При использовании неутяжеленного раствора, как правило, не применяют глиноотделители и центрифуги, а при очистке утяжеленного бурового раствора обычно исключают гидроциклонные шламоотделители

(песко–и илоотделители).

Иными словами, каждое оборудование предназначено для выполнения вполне определенных функций и не является универсальным для всех геолого–технических условий бурения.

Следовательно, выбор оборудования и технологии очистки бурового раствора от шлама основывается на конкретных условиях бурения скважины. Чтобы выбор оказался правильным, необходимо знать технологические возможности и основные функции оборудования.

Обычно в буровом растворе в процессе бурения скважины присутствуют твердые частицы различных размеров.

Размер частиц бентонитового глинопорошка изменяется от единицы до десятков микрометров, порошкообразного барита – от 5–10 до 75 мкм, шлама – от 10 мкм до 25 мм. Но пока частицы шлама достигнут циркуляционной системы, они уменьшатся за счет механического измельчения и диспергирования.

В результате длительного воздействия частицы шлама постепенно превращаются в коллоидные частицы (размером менее 2 мкм) и играют весьма заметную роль в формировании технологических свойств бурового раствора.

При идеальной очистке из бурового раствора должны удаляться вредные механические примеси размером более 1 мкм.

Однако технические возможности аппаратов и объективные технологические причины не позволяют в настоящее время достичь этого предела. Лучшие мировые образцы вибросит (ВС–1, В–21, двухсеточное одноярусное сито фирмы "Свако", двухъярусное вибросито фирмы "Бароид" и др.) позволяют удалять из бурового раствора частицы шлама размером более 150 мкм.

Максимальная степень очистки при использовании глинистых растворов достигает 50 %. Это практически технологический предел вибросита при бурении глинистых отложений с промывкой их водными растворами.

Применение гидроциклонного пескоотделителя позволяет увеличить

степень очистки бурового раствора до 70–80 %.

Удаляются частицы шлама размером более 40 мкм. Для более глубокой очистки применяют батарею гидроциклонов диаметром не более 100 мм – илоотделителей. С помощью этих аппаратов удастся очистить буровой раствор от частиц шлама размером до 25 мкм и повысить степень очистки до 90 % и более.

Более глубокая очистка от шлама сопряжена с применением очень сложных аппаратов – высокопроизводительных центрифуг, и поэтому обычно экономически невыгодна [22].

Дальнейшее уменьшение содержания твердой фазы в буровом растворе осуществляется разбавлением либо механической обработкой небольшой части циркулирующего бурового раствора, в результате которой из него удаляется избыток тонкодисперсных (размером 10 мкм и менее) частиц.

Механическими средствами можно достичь очень глубокой очистки неутяжеленного бурового раствора.

Для утяжеленного раствора степень очистки ограничивается необходимостью сохранения в растворе утяжелителя. Поэтому механическими аппаратами из утяжеленного раствора практически могут быть извлечены частицы шлама размером лишь до 74 мкм

Частицы шлама размером от 5–10 до 75–90 мкм невозможно отделить от частиц барита, а так как потери барита недопустимы вследствие его высокой стоимости, дальнейшее улучшение степени очистки утяжеленного раствора обычно осуществляют переводом частиц шлама в более грубодисперсное состояние (например, путем применения флокулянтов селективного действия). При этом большое внимание уделяют регулированию содержания и состава твердой фазы с помощью центрифуги или гидроциклонных глиноотделителей [22].

#### **2.2.4 Насосный блок**

Главным оборудованием в насосного блока являются буровые насосы (рис. 16), от надежной работы которых в значительной степени зависит

безаварийная проводка скважины.

Буровые насосы предназначены для нагнетания в скважину промывочной жидкости с целью: очистки забоя и ствола от выбуренной породы (шлама) и выноса ее на дневную поверхность; охлаждения и смазки долота; создания гидромониторного эффекта при бурении струйными долотами; приведения в действие забойных гидравлических двигателей.

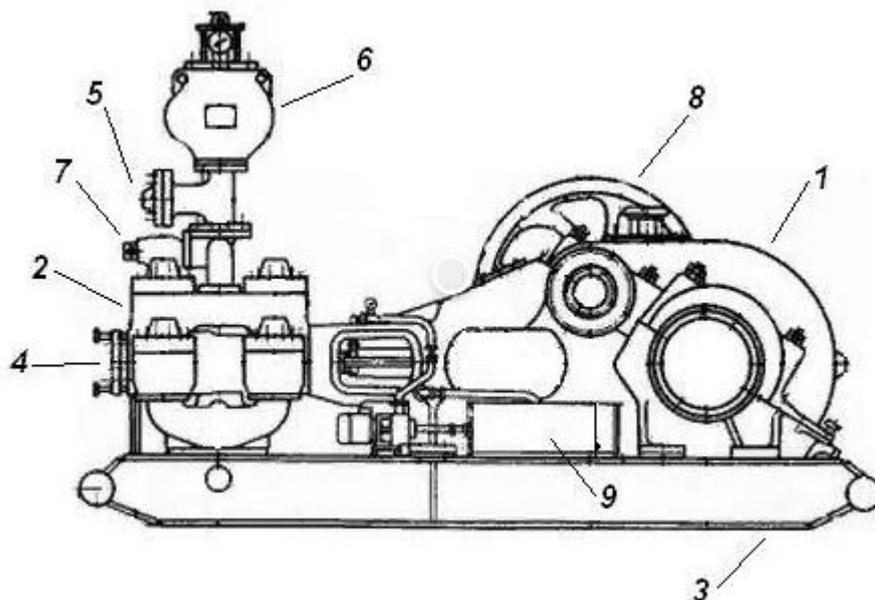


Рисунок 16 – Буровой насос

1 – механическая часть; 2 – гидравлический блок; 3 – основание насоса; 4 – всасывающий коллектор насоса; 5 – выкидной фланец; 6 – компенсатор; 7 – предохранительный узел; 8 – приводное кольцо; 9 – система омыва штоков

Исходя из назначения и условий эксплуатации к буровым насосам предъявляют следующие основные требования:

- подача насоса должна быть регулируемой в пределах, обеспечивающих эффективную промывку скважины;
- мощность насоса и количество насосов должно быть достаточным для промывки скважины и работы забойных гидравлических двигателей;
- скорость движения промывочной жидкости на выходе из насоса должна быть равномерной для устранения инерционных нагрузок и пульсаций

давления, вызывающих осложнения в бурении, дополнительные энергетические затраты и усталостные разрушения;

- насосы должны быть приспособлены для работы с абразиво и маслосодержащими коррозионно-активными промывочными растворами различной плотности;

- узлы и детали, контактирующие с промывочным раствором, должны обладать достаточной долговечностью и быть приспособленными к удобной и быстрой замене при выходе из строя;

- крупногабаритные узлы и детали должны быть снабжены устройствами для надежного захвата и перемещения при ремонте и техническом обслуживании;

- узлы и детали приводной части должны быть защищены от промывочного раствора и доступны для осмотра и технического обслуживания;

- насосы должны быть приспособлены к транспортировке в собранном виде на далекие и близкие расстояния и перемещению волоком в пределах буровой;

- конструкция насосов должна допускать правое и левое расположение приводных двигателей;

- надежность и долговечность насосов должны сочетаться с их экономичностью и безопасностью эксплуатации.

К основным эксплуатационным параметрам буровых насосов относятся:

- мощность привода насоса;
- число цилиндров или плунжеров;
- номинальная частота двойных ходов поршня или плунжера;
- максимальная подача;
- максимально развиваемое давление;
- длина хода поршня.

В настоящее время поршневые буровые насосы на территории России выпускают два предприятия: ОАО «Уралмаш» и ООО «ВЗБТ». ОАО

«Уралмаш» производит насосы: УНБ – 600А (600 кВт, 2,65 ход/мин, 54 л/сек, 25 МПа); УНБТ– 600 (600 кВт, 3, 160 ход/мин, 50,9 л/сек, 35 МПа); УНБТ – 950 (950 кВт, 3, 125 ход/мин, 46 л/сек, 32 МПа); УНБТ-1180 (1180 кВт, 3, 125 ход/мин, 46 л/сек, 32 МПа); УНБТ-1500 (1500 кВт, 3, 100 ход/мин, 50, 26 л/сек, 53 МПа). ООО «ВЗБТ» выпускает насосы: НБ – 375 (375 кВт, 2, 90 ход/мин, 35 л/сек, 20 МПа); НБТ-235 (235 кВт, 3, 50...200 ход/мин, 32 л/сек, 40 МПа); НБТ – 600 – 2 (600 кВт, 3, 70...145 ход/мин, 45 л/сек, 25 МПа); НБТ – 950 (950 кВт, 3, 125 ход/мин, 46 л/сек, 32 МПа) [3].

#### *Буровые насосы типа УНБТ*

Буровые трехпоршневые насосы УНБТ-600, УНБТ-950А и УНБТ-1180А1 входят в состав всех комплексных буровых установок, выпускаемых ОАО «Уралмаш».

Насосы используются в металлургической промышленности для перекачивания сырой бокситовой пульпы и для нагнетания эмульсии в насосно-аккумуляторные станции прессов, в угольной промышленности – для перекачивания суспензии.

#### *Конструктивные особенности*

- Мощность и давление насоса на каждом диаметре поршня позволяет осуществлять технологию проводки скважины с применением форсированного режима бурения.

- Трехпоршневые насосы одностороннего действия обеспечивают наименьшую степень неравномерности давления на выходе и наименьший расход клапанов и штоков поршня в сравнении с двухпоршневыми насосами двухстороннего действия.

- Применение кованных гидрокоробок из высокопрочной легированной стали и ионное азотирование зубчатой передачи гарантируют назначенный ресурс насоса.

- Гидрозатворное устройство цилиндропоршневой группы исключает процесс подсосывания воздуха с тыльной стороны поршня и процесс

газонасыщения бурового раствора. Помимо этого, устройство обеспечивает смазку и охлаждение пары трения поршня и цилиндра.

- Двухкамерное уплотнение штока ползуна устраняет потери масла из картера, его загрязнение буровым раствором.
- Смазка редукторной части состоит из двух систем: принудительной и самотечной из накопительных лотков. Принудительная система смазки выполнена с автоматическим поддержанием постоянного давления масла в маслопроводах.
- Предохранительный клапан блокирующего устройства отключает привод буровых насосов при превышении давления в нагнетательном трубопроводе с одновременным сбросом избыточного давления.
- Конструкция насоса позволяет использовать трансмиссию привода с любой стороны насоса или с обеих сторон.
- Присоединение трубопроводов с обеих сторон обеспечивается всасывающим и нагнетательным коллекторами.

#### *Буровые насосы НБТ – 235*

Трехцилиндровые быстроходные насосы одностороннего действия отвечают всем требованиям бурения в самых сложных условиях эксплуатации. Регулируемый в широком диапазоне привод насосов позволяет выбрать любой режим работы, требующийся по технологии. Высокое допускаемое давление, большая мощность, высокая надежность и долговечность – главные достоинства насосов. Клапанные коробки насосов выполнены из ковальной стали. На всасывающей и нагнетательной линиях насосов имеются пневматические компенсаторы, сглаживающие пульсацию потоков жидкости. Приводная часть насосов имеет надежную систему смазки. Рабочая поверхность цилиндрической втулки охлаждается и смазывается. Полный комплект приспособлений и инструментов обеспечивает быстрое и безопасное техническое обслуживание насосов.

Компактные легкие насосы предназначены для работы с жидкостями и буровыми растворами под высоким давлением. Затраты на

транспортировку и установку минимальные, доступность и небольшой вес расходных материалов обеспечивает быстрое, экономическое обслуживание. Технические характеристики бурового насоса НБТ – 235 представлены в таблице 11 [3].

Таблица 11 – Технические характеристики бурового насоса НБТ – 235

Параметры	НБТ-235*	НБТ-475	НБТ-600-2	НБТ-950
Мощность, кВт	235	475	600	950
Полезная мощность, кВт	190	375	475	750
Наибольшая идеальная подача, л. с.	32	45	45	46
Предельное давление, МПа	40	25	25	32
Число поршней в минуту	50...200	70...145	70...145	125
Длина хода поршня, мм	160	250	250	290
Передаточное отношение редуктора (i=)	9,009	3,15	3,15	4,448
Тип пневмокомпенсатора на входе и выходе сферический, диафрагменный				
Тип предохранительного клапана	гвоздевой			
Тип пускового устройства	ДЗУ-400 (ТУ26-02-946-82)	ДЗУ-250 (ТУ26-02-528-73)	ДЗУ-250 (ТУ26-02-528-73)	ДЗУ-400 (ТУ26-02-946-82)
Тип ремня клиноременной передачи по ГОСТ1284.180	Е(Д)			
Диаметр шкива, мм	1120			
Число ремней	12	12	16	16
Габариты, мм:				
• длина;	2000	4560	4560	5200
• ширина;	1700	2180	2180	2300
• высота	1300	1768	1768	1600
Масса, кг	3900	14500	13701	21420

Насос НБТ–235 имеет съемный двухступенчатый редуктор, что позволяет повысить надежность и уменьшить габариты насоса.

### *Насосы буровые ЗАО «ИЖДРИЛ»*

#### Насос буровой 8Т – 310

В настоящее время изготавливается два опытных образца, ведется подготовка производства по выпуску буровых насосов меньшей мощности (310 л. с.). Данные насосы используются при капитальном ремонте скважин методом бурения вторых стволов. Технические характеристики бурового насоса 8Т – 310 представлены в таблице 12.

Таблица 12 – Технические характеристики бурового насоса 8Т – 310

Наименование параметра	Значение
Мощность, л.с.	310
Наибольшее давление нагнетания, МПа	32
Число цилиндров, шт.	3
Диаметр цилиндрических втулок (поршней), мм	80...125
Длина хода штока, мм	200
Максимальное число рабочих ходов в мин	180
Передаточное число зубчатой пары (шевронная)	4,17
Диаметр всасывающей трубы, мм	150
Диаметр нагнетательной трубы, мм	56
Габаритные размеры, мм:	
длина;	4500
ширина;	2000
высота	1500
Вес, т	14,5

#### *Конструктивные особенности*

- Всасывающие и нагнетательные гидравлические коробки выполнены отдельно, что позволяет при выходе из строя одной из них произвести замену только изношенной секции.
- Независимая смена клапанов.
- Два компенсатора на входе и выходе насоса.
- Принудительная система смазки редуктора с автономным электродвигателем и шестеренчатым насосом.
- Автономная станция промывки гидравлической части от бурового раствора, обмыва с помощью эмульсионной жидкости штоков.

#### *Насосные агрегаты ВМНБТ – 475*

Насосные агрегаты на базе буровых насосов ВМНБТ–475 (8Т-650) предназначены для нагнетания промывочной жидкости при геологоразведочном и эксплуатационном бурении нефтяных, газовых и других скважин. Насосные агрегаты в зависимости от вида привода насосов выполняются в двух вариантах: с приводом от дизельного двигателя «Caterpillar», с приводом от электрического двигателя постоянного тока. Технические характеристики бурового насоса ВМНБТ – 475 представлены в

таблице 13 [3].

Таблица 14 – Технические характеристики бурового насоса ВМНБТ – 475

Наименование параметра	Значение
Мощность, л.с.	650
Наибольшее давление нагнетания, МПа	32
Число цилиндров, шт.	3
Диаметр цилиндрических втулок (поршней), мм	100...190
Длина хода штока, мм	200
Максимальное число рабочих ходов в мин	160
Передаточное число зубчатой пары (шевронная)	4,31
Диаметр всасывающей трубы, мм	254
Диаметр нагнетательной трубы, м	100
Габаритные размеры, мм:	
длина;	4500
ширина;	2000
высота	1500
Вес, т	14,5

#### *Конструктивные особенности*

- Подача и давление насоса на каждом диаметре поршня позволяет осуществлять технологию проводки скважины с применением форсированного режима бурения.
- Простота и удобство конструкции обеспечивают наименьшие затраты времени при монтаже и ремонте насосных агрегатов.

### **3. Инновации в производстве буровых установок**

#### **3.1 Современные методы установки и транспортировки буровых установок**

Существует три способа установки буровых установок: традиционный (индивидуальный), мелкоблочный и крупноблочный.

Обычные методы установки буровой установки включают раздельную установку оборудования и использование одноразовых фундаментов для строительства монтажных конструкций. В этом случае строят бетонные или деревянные фундаменты отдельно под каждый агрегат установки.

Во время переезда буровая установка разбирается на агрегаты и компоненты и транспортируется обычным транспортом на новую буровую площадку, где восстанавливается фундамент, конструкция и оборудование. Обычный способ установки буровой установки связан с большим количеством трудоемких работ (строительных, плотницких, сантехнических, вспомогательных и.т.д.), выполняемых на месте установки, что привело к увеличению цикла установки буровой установки. Поэтому этот метод в настоящее время используется редко и используется только при установке тяжелых буровых установок. Мелкоблочный метод монтажа буровых установок заключается в том, что агрегаты и узлы установки монтируют не на бетонных или деревянных фундаментах, а на металлических основаниях. Металлическое основание монтажного блока, установленного на нем, представляет собой небольшую деталь.

Количество мелких деталей буровой установки определяется конструкцией буровой установки, условиями разработки месторождения и географическими условиями. Буровая установка обычно делится на 20–25 небольших частей. Габаритные размеры и вес мелких деталей позволяют транспортировать их универсальным транспортом или волоком, а в труднодоступных местах – вертолетом [23].

Данный метод монтажных и демонтажных буровых установок применяют в разведочном бурении и также некоторых районах в эксплуатационном бурении, когда в местные условия не позволяют перевозить установки крупными блоками. когда местные условия не позволяют перевозить установки крупными блоками. Способ объемного монтажа буровой установки включает транспортировку агрегатов и монтажных узлов в больших блоках специальным транспортом (тяжелыми грузовиками), установку блоков на основание и подключение коммуникаций между ними. При этом установку буровую делят на три четыре блока с весом 80–140 Крупный блок состоит из металлического основания, перевозимого на специальных транспортных средствах, и смонтированных на нем агрегатов и узлов буровой установки, кинематически связанных между собой.

Во время транспортировки такого рода блоков кинематическая связь между монтажным блоком и коммуникацией практически неприкосновенна, а укрытие не демонтируется, что позволяет исключить трудоемкие работы, выполняемые обычными методами монтажа, такие как строительные, плотницкие, слесарные и некоторые вспомогательные и вспомогательные. Использование больших блоков сводит к минимуму время монтажа буровой установки. Крупноблочный способ установки буровых установок широко используется при эксплуатационном бурении.

Каждые типы буровых установок соответствуют своей кинематической и монтажной схемы, в них входят различные агрегаты. Однако при конструктивном различии установок в их комплексе встречаются агрегаты, необходимые в любой из компоновок. Это вышки. Талевые системы, грузоподъемные лебедки, роторы, вертлюги, приводные механизмы (шестеренчатые или цепные редукторы, клиноременные передачи), двигатели и насосы для перекачки промывочных жидкостей. Они различаются по техническим характеристикам, дизайну, габаритным размерам и весу. Но все они должны быть соединены определенной электрической схемой перемещения, которая определяет положение каждого блока относительно друг

друга.

Именно для этого при демонтаже установки буровой, приходится выделять отдельно монтаж:

- каждого агрегата, входящего в комплекс любой буровой установки;
- узлов и систем управления агрегатами, входящими в комплекс установки;
- технологических трубопроводов для перекачки промывочной жидкости, топлива, сжатого воздуха и отопления;
- приводных механизмов.

Вспомогательного оборудования, необходимого для приготовления и очистки промывочной жидкости, обогрева буровой установки, сохранения запасов горюче–смазочных материалов и т.д.

- В связи с этим для установки буровой установки необходимо выполнить следующие работы: планировочно – разбивочные и подготовительные;
- строительство фундаментов и оснований под буровую вышку, буровое, силовое и вспомогательное оборудование;
- монтаж буровой вышки;
- строительство привышечных соединений;
- монтаж бурового, машинного и энергетического оборудования;
- монтаж электрооборудования.

Перечисленные этапы работ выполняют специалисты соответствующих бригад (подготовительной, строительной, специализированной или комплексной вышккомонтажной) в последовательности, определяемой методом монтажа, который применен при сооружении данной буровой.

Транспортировка небольших по весу и размерам оборудования (средних насосов, компрессоров, станков) выполняется стандартными транспортными средствами. С внедрением крупного блочного монтажа, например, буровых

установок, с перенесением основного объема монтажных работ на заводы изготовители, перед транспортировками возникли серьезные инженерные задачи транспорта и погрузочно–разгрузочных работ.

Для перевозки по железной дороге крупногабаритных и массивных блоков для нефтяной и газовой промышленности применяют нормальные четырехосные платформы грузоподъемностью 80–90 т. Длина железнодорожной платформы 13 м, ширина 2.77–2.87 м высота головки рельсов 1.3 м. Существуют мощные железнодорожные краны для такелажных работ с платформ на транспортные средства.

Транспорт массивных блоков по автомобильным дорогам с покрытиями всех категорий выполняется на автомобильных прицепах – трейлерах большой грузоподъемности. Прицепы снабжены гидро или пневмотормозами. Подвеска колес балансирующая, что обеспечивает независимое их положение и равномерное распределение нагрузки.

Для транспорта массивных грузов по бездорожью в разных погодных условиях применяют гусеничные тягачи, тележки, прицепы и лыжи. Неровный рельеф местности приведет к значительному перекосу грузовой платформы и нарушению точности установки транспортируемого объекта, что, очевидно, очень нежелательно, поскольку приводит к необходимости проверки качества сборки места установки объекта (проверка центровки узла, надежности крепления, регулировки). Здесь рекомендуется использовать трехточечную опору платформы таким же образом, как и при транспортировке больших буровых установок.

На предприятиях нефтегазовой промышленности все шире используется самолеты и вертолеты для транспорта и монтажа массивного оборудования. Воздушные тягачи – самолеты АН–24, вертолеты МИ–6 полностью вошли в практику транспортных и монтажных работ. Создан вертолет грузоподъемностью 40 т [23].

Специфические особенности воздушного транспорта оказывают влияние и на конструкцию оборудования. Так для разведочного бурения скважин на

трудноосваиваемых в транспортном соотношении площадях, разработан вариант мелкоблочной буровой установки Бу–75 БрМ для перевозки воздушным транспортом.

Применение воздушного транспорта оборудования весьма эффективно, особенно в труднопроходимых и малодоступных районах (тайга, болота, горы).

Кроме того, практика бурения в Западной Сибири показала, что в некоторых случаях вертолетный транспорт экономически более выгоден по сравнению с перевозкой тракторами, учитывая необходимость строительства хотя бы примитивных дорог. Следует также учитывать, что воздушный транспорт более оперативен, позволяет избежать сезонности работ и увеличить коэффициент оборачиваемости оборудования на 37–40 %. Однако есть и воздушном способе транспортировке свои особенности (крепление грузов, подготовка взлетно– посадочных полос и площадок, сортировка и размещение грузов) [23].

### **3.2 Цифровое бурение**

Бурение – дорогостоящий процесс, который существенно влияет на себестоимость добычи нефти. И чем дальше, тем сложнее и дороже он становится: чтобы эффективно разрабатывать трудноизвлекаемые запасы, нужно строить сложные, высокотехнологичные скважины. Повышать эффективность бурения помогают технологии Индустрии 4.0 – анализ больших данных, интернет вещей, искусственный интеллект. Целый ряд соответствующих цифровых проектов.

Наши отчетственные производители давно занимаются вопросами эффективности бурения, реализуя организационные и технологические проекты, о которых уже не раз писала «Сибирская нефть»: проект «Технический предел», Центр управления бурением, создание высокотехнологичных буровых установок для российского рынка и др. Причиной повышенного внимания к этому направлению является недостаточное развитие российского рынка нефтесервисных услуг.

Отсутствие серьезной конкуренции приводит к тому, что участники рынка не спешат вкладывать много ресурсов в развитие и нести дополнительные риски, связанные с этим. Поэтому нередко внедрение новых технологий – инициатива самих нефтедобывающих компаний [24].

### **3.2.1 Цифровая перспектива**

При строительстве высокотехнологичных сложных скважин с протяженными горизонтальными стволами эффективность использования цифровых буровых установок возросла во много раз. Кроме того, следует отметить, что отечественная разработка и использование оборудования также позволяет снизить затраты на внедрение цифровых буровых установок.

Интеллектуальная буровая установка еще не прошла второй этап пилотного испытания. Эксперт планирует подтвердить ранее полученные результаты. Бурильщики будут использовать технологию на мобильных буровых установках и эшелонированных буровых установках

На основании реального полученного эффекта от проекта «Цифровая буровая» в компании сформирован подход по тиражированию апробированных решений в активах. В настоящее время разрабатывается цифровая концепция различных типов буровых установок с различными опциями и роботизированными элементами, которая позволит оптимизировать время строительства скважин, минимизировать ошибки, достичь более сложных целей и повысить промышленную безопасность.

Другим направлением работы станет интеграция автоматизированной системы анализа и сбора данных с интеллектуальных буровых установок в существующую систему дата-центра GeoNavigator, который управляет строительством высокотехнологичных скважин компании [25].

### **3.2.3 Искусственный интеллект корректирует траекторию**

В процессе бурения скважин, искусственный интеллект (рис. 17) Позволяет обнаружить выход долота за пределы целевого (продуктивного)

слоя еще до того, как датчик телеметрии сообщит об этом.. В силу конструктивной особенности бурового оборудования информация о типе породы и ее свойствах на основании показаний каротажных приборов в процессе бурения поступает с задержкой. В результате, когда долото отошло от точки выхода на 15-20 метров, фиксируется выход из коллектора или целевого интервала.

В некоторых случаях опытный бурильщик способен по косвенным признакам (нагрузка на долото, скорость проходки и т. д.) определить, что долото вышло в другую породу. Эксперты считают, что, выявляя скрытые закономерности в данных GTI, этот навык можно развить в искусственном интеллекте.

Разработанный прототип использует машинное обучение, чтобы оперативно анализировать параметры, поступающие с бурового оборудования, уровень вибрации, скорость бурения и вращения ротора, нагрузку на долото и др. Эти показатели варьируются в зависимости от характеристик пласта, что позволяет быстро определять состав породы, не дожидаясь данных от датчиков на самом буровом инструменте [24].

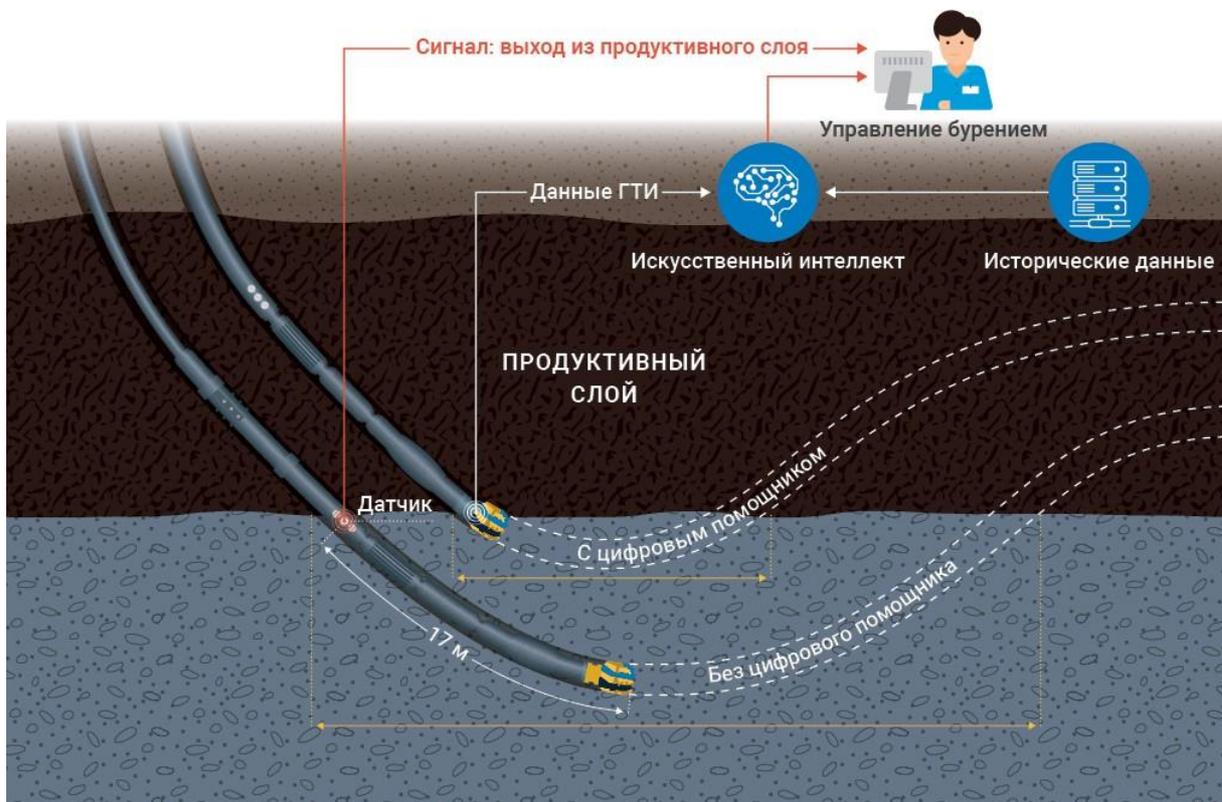


Рисунок 17 – Работа искусственного интеллект

Сейчас программа способна определять три литотипа (породы с определенным набором признаков) – песчаник, глину, карбонатизированный песчаник – и, соответственно, тот момент, когда долото переходит из одной породы в другую. Вероятность обнаружения изменений логотипа с помощью созданного цифрового решения составляет не менее 60–70%. Обучение модели продолжается на новой скважине: с каждым бурением точность становится выше.

Применение этой технологии позволит в будущем увеличить скорость бурения горизонтальной части скважины, снизить затраты на устранение ошибок и улучшить качество проходки, тем самым повысив эффективность будущих операций [25].

### 3.3 Новинки оборудования

#### 3.3.1 Автоматизированные приемные мостки

Буровая бригада управляет системой механизированных приемных

мостков при помощи пульта дистанционного управления, что исключает какой-либо риск для членов бригады. Простая процедура перемещения и перевозки системы механизированных приемных мостков – путем простого демонтажа системы на один основной модуль и две подъемные секции моста. Электронное управление может быть установлено в одном контейнере или интегрировано в обычную систему управления буровой установкой.

Для работы с НКТ приемные мостки выпускаются с грузоподъемностью стеллажей до 100 тонн в санном, санно-колесном или колесном исполнении с выдвижными или приставными стеллажами с беговыми дорожками. Механизированный приемный мост (МПМ), изображенный на рисунке 18, буровых установок с горизонтальным расположением труб имеет два стеллажа, справа и слева.

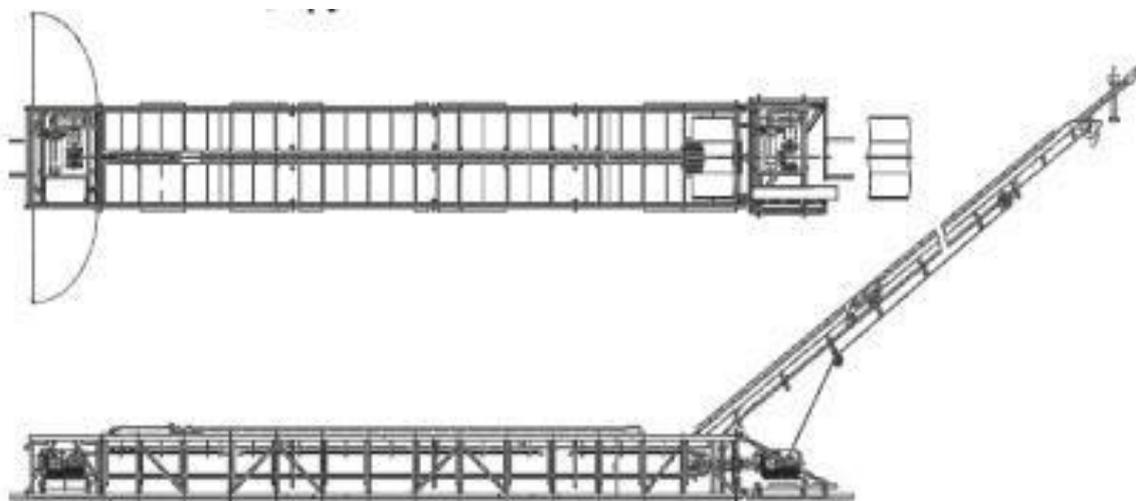


Рисунок 18 – Механизированный приемный мост

На одном хранятся буровые трубы, на другом – обсадные. Индивидуальные трубы со стеллажей автоматически захватываются мостком и забрасываются в центральный желоб, в конце которого расположен центральный толкатель. После попадания в желоб, труба надежно защищена от падения или скатывания [26].

МПМ осуществляет подъем трубы с ее последующим надвигом на буровую площадку за счет центрального толкателя, который толкает трубу по

желобу до тех пор, пока конец трубы «не высунется» из желоба на нужную дистанцию, для ее захвата элеватором.

Захват трубы элеватором происходит или с помощью помощника бурильщика, или автоматически.

Наращивание бурильной трубы до колонны осуществляется с помощью сверлильного ключа или автоматически при использовании верхнего привода. Автоматический приемный мост значительно повышает безопасность персонала и сокращает объем ручной работы при подъеме бурильных труб и прокладке трубопроводов после бурения. Кроме того, такой мост не требует каких-либо модификаций при подаче бурильных труб, обсадных колонн, дополнительного бурового оборудования или геофизических инструментов.

Диаметр максимальный буровой трубы подаваемой может достигать до 51 см. МПМ имеют различные технические характеристики, от сравнительно небольших, способных подавать трубы длиной до 10 метров и весом до 400 кг, до морских, имеющих грузоподъемность 4500 кг, и способных подавать трубы длиной до 14 метров.

Таким образом, механизация укладки и доставки буровых труб на ось скважины позволяет повысить эффективность спускоподъемных операций при бурении нефтяных и газовых скважин и при капитальном ремонте [26].

### **3.3.2 Система спуска обсадных колонн**

Для успешного спуска действующей обсадной колонны на запланированную глубину, а также качественного цементирования скважины необходимо участвовать в самых современных разработках в этой области.

Система CDS™ (рис. 19) дает расширить возможности силового верхнего привода буровой установки и использовать его для развинчивания и свинчивания резьбовых соединений обсадных труб. Система CDS™ полностью заменяет стандартный набор оборудования для спуска обсадных колонн. Наличие гидравлического вертлюга у системы CDS™ позволяет вращать обсадную колонну при спуске, циркуляции и расхаживании (к примеру, при

больших коэффициентах трения вращение позволяет ихкратно снизить), а также дает возможность осуществлять циркуляцию и долив во время спуска обсадных колонн. Дополнительно благодаря системе CDS™ можно приступить к проработке ствола скважины в месте получения посадки. Наличие дополнительного независимого моментомера TesTork™ (с беспроводной передачей данных WTTS) обеспечивает возможность регистрировать и контролировать в режиме реального времени и с записью в память на электронный носитель показатели момента свинчивания через адаптированную компьютерную систему. Система оснащена регулируемыми по длине штропами, позволяющими на большинстве буровых установок брать трубу сразу с мостков. Грузоподъемность гидравлического элеватора для одиночных труб составляет 5 т, что более чем достаточно для одной трубки. Грузоподъемность самой CDS™ составляет 350–750 т.

Также имеются новейшие компактные системы длиной всего 2 м. Поскольку CDS™ автоматизирована и управляется удаленно, при работе с ней не необходимости привлекать верховых рабочих, в отличие от Fill Up Tool и спайдер–элеваторов. Соответственно, исключаются риски из–за работы с ключами, так как это не требуется при CDS™. Преимущества применения CDS™ очевидны. Система исключает использование громоздких спайдер–элеваторов, привлечение верхового рабочего, использование циркуляционного оборудования (Fill–Up Tools), использование силовых ключей.

Таким образом, использование CDS значительно сокращает количество оборудования и персонала, необходимых для спуска обсадной колонны, обеспечивает высокий уровень механизации работ и устраняет необходимость в персонале для работы в особо опасных условиях [26].



Рисунок 19 – Система спуска обсадных колонн (ССОК)  
Casing Drive System™ (CDS™)

### **3.3.3 Модернизированные многофункциональные наклонные буровые установки**

Многофункциональная наклонная буровая установка (рис. 20) представляет собой новый тип глубины бурения от  $8^\circ$  до вертикального угла. Наклонная мачта MNBU оснащена реечно-зубчатым механизмом с силовым вращением, который предоставляет новые возможности для строительства наклонных горизонтальных скважин с большим количеством отходов на чрезвычайно малых глубинах.

Бурение под углом  $45^\circ$  в комбинации с изменяемым усилием на забой дает возможность устройства скважин повышенной протяженности. Это увеличивает производительность бурового процесса при бурении на угольный

метан и труднодоступные углеводороды. Высокопроизводительная система гидравлического привода позволяет использовать систему управления для настройки всех создаваемых усилий, моментов и скоростей с высокой точностью. Гусеничный привод установки придает ей свободу передвижения на стройплощадке, а также упрощает ее перевозку на трейлере на большие расстояния [28].

МНБУ применяется при строительстве:

- вертикальных скважин;
- горизонтальных скважин;
- наклонно–направленных скважин;
- наклонно–горизонтальных скважин;
- горизонтально–разветвленных скважин;
- вертикальных и наклонных скважин большого диаметра.

Установка МНБУ позволяет с высокими технико–экономическими и качественными показателями строить наклонно–направленные, горизонтальные и многозабойные скважины для освоения различных природных ресурсов в любых, даже максимально близких к поверхности пластах, в том числе для:

- извлечения (дегазации, добычи) метана из угольных пластов;
- добычи трудноизвлекаемых (тяжелых) нефтей и битумов по технологии SAGD, TAGD;
- восстановления бездействующих нефтегазовых скважин методом строительства дополнительного наклонно–направленного или горизонтального ствола скважины;
- реконструкции эксплуатационных скважин путём забуривания бокового ствола с горизонтальным окончанием;
- капитального ремонта эксплуатационных нефтяных и газовых НГС;
- разведки и добычи углеводородного сырья в прибрежной зоне шельфа с берега;

- гидрогеологических целей: строительство дренажных систем по защите объектов и застроенных территорий от подтопления грунтовыми водами, подземных водозаборов, водопонижения, утилизации загрязненных вод, по защите водных объектов от загрязнения промышленными стоками;
  - добычи прочих природных ресурсов: технических, сланцевого газа, нефтяных песков, «старых» промыслов, богатых железных руд;
  - геологоразведочных целей: разведка углеводородного сырья: нефти (в т.ч. тяжелых нефтей и битумов), газа (в т.ч. сланцевого и угольного метана);
  - прокладки трубопроводов под реками, при значительной разнице высотных отметок берегов;
  - ведения горноспасательных работ: сооружение штоков для экстренной эвакуации персонала шахт, ликвидация (глушение) открытых фонтанов;
  - устройства выходов в море для нефтеналивных терминалов;
  - устройства магнетических трубопроводов на гидроэлектростанциях
- [28].

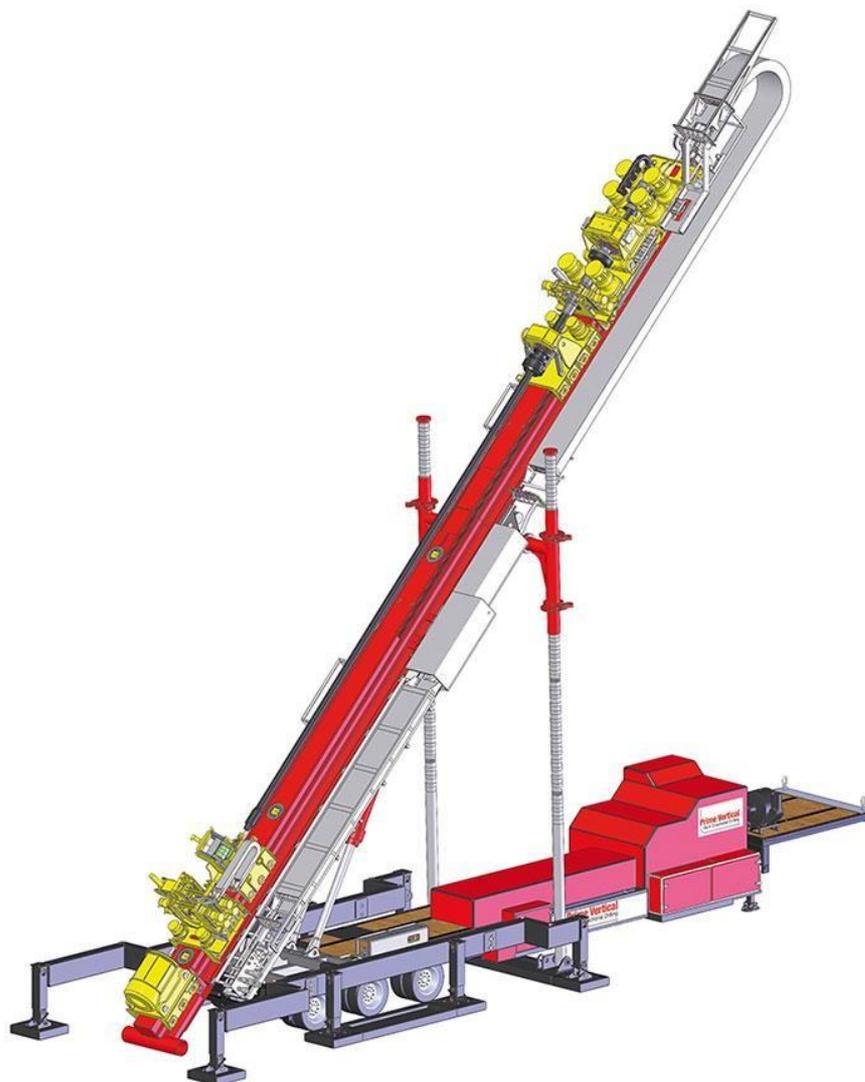


Рисунок 20 – Наклонная буровая установка

### **3.3.4 Автоматизированные гидравлический буровой ключ с программным управлением ГКШ–8000**

Автоматизированный гидравлический буровой ключ с программным управлением ГКШ–8000 «Тимеркул» (рис. 21) предназначен для быстрого, безопасного, высокоточного свинчивания и развинчивания бурильных и обсадных труб с наружными диаметрами от  $\varnothing 73$  мм (2 7/8") до  $\varnothing 219$  мм (8 5/8"), управляемый промышленным РС – контроллером с операционной системой реального времени Windows CE 7.0.

Использование выдвижного манипулятора, управление при помощи программируемых логических контролеров и возможность использования выносного пульта позволяют добиться безопасной и эффективной работы, а также продления срока службы бурового инструмента [27].

#### *Особенности и преимущества*

- управление осуществляется с дистанционного пульта бурильщика при помощи ПЛК;
- высокоточная затяжка, которая значительно продлевает срок службы бурильного инструмента;
- использование специальной программы для задания профилей труб, которая позволяет вносить значения моментов для последующего быстрого выбора одним нажатием кнопки на операторской панели;
- управление в автоматическом режиме, так и в ручном, когда необходимо выполнять нестандартные операции; Возможность мгновенного отключения в случае аварийной ситуации;
- дистанционный пульт обеспечивает управления и контроль ключа с различных точек буровой площадки, на расстоянии от потенциальных источников опасности;
- универсальные челюсти позволяют работать с трубами различных диаметров без замены плашек;
- уникальный выдвижной манипулятор позволяет регулировать положение ключа по длине и высоте;
- занимает минимальное пространство на буровой площадке;
- ключ монтируется на штатное место бурового ключа типа АКБ, без изменения конструкции буровой площадки, что позволяет исключить процедуру согласования по применению;
- малое число запчастей и легкое обслуживание в ремонте;
- для совместной работы автоматизированного гидравлического ключа ГКШ–8000 возможно использование гидростанции электрической ГСЭ– 200Р выпускаемой ООО «Уфагидромаш»;

- не уступает, а в некоторых случаях и превосходит зарубежные аналоги.

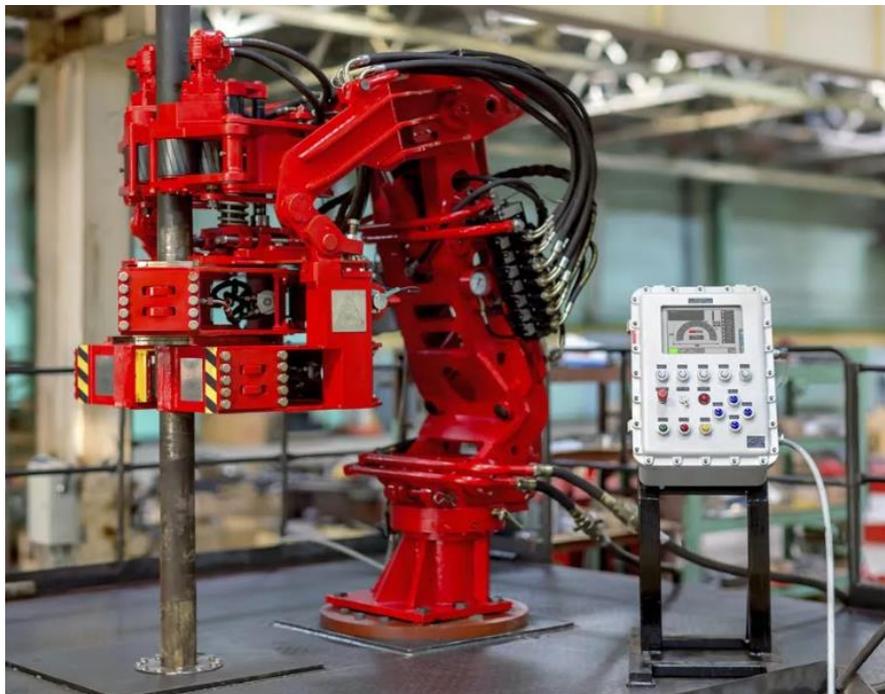


Рисунок 21 – ГШК–8000

Таблица 15 – Технические характеристики ГШК–8000 «Тимеркул»

Крутящий момент спиннера, Нм (кгс·м)	2940 (300)
Минимальный крутящий момент докрепления, Нм (кгс·м)	4000 (408)
Максимальный крутящий момент докрепления, Нм (кгс·м)	80000 (8150)
Максимальный крутящий момент раскрепления, Нм (кгс·м)	116000 (11820)
Диапазон труб, мм.	73–219
Давление нагнетания, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	20 (200)
Давление в линии слива, МПа (кгс/см <sup>2</sup> )	не более 0,5 (5)
Объемная подача в гидроключ, м <sup>3</sup> /с (л/мин)	33,3×10 <sup>-4</sup> (200)

### 3.3.5 Новейшие системы обогрева буровых

Наиболее общей формой системы отопления буровой установки является трехступенчатая система отопления, включающая:

- теплогенератора;
- отопительных радиаторов;
- коммуникаций для развода теплоносителя.

Теплогенераторы подают горячий воздух на буровую установку.

Нагретый воздух через систему трубопроводов равномерно распределяется по всему буровому эшелону и пространству.

Блок дополнительных емкостей буровой установки можно обогревать или горячим воздухом, или теплом, вырабатываемым генераторными установками.

Особенно распространены теплогенераторы контейнерного типа.

Они способны:

- работать в условиях низких температур (до  $-45$  градусов);
- подавать воздух с температурой до  $+100$  градусов по теплоизолированным воздуховодам длиной до 45 м;
- обеспечивать высокую производительность по воздуху с большой удельной разницей температур;
- использовать в качестве топлива сырую нефть, печное топливо, дизельное топливо, легкие мазутные фракции.

Радиаторы используемый на буровой установке, должен обладать характеристиками высокой удельной теплоотдачи, которая может быть одинаково успешно достигнута за счет конвекции и излучения [28].

Однако в последнее время на буровых установках чаще всего используются комбинированные системы обогрева буровых установок, в том числе:

- котельную установку;
- парогенераторы;
- электрокалориферы;

- тепловые пушки;
- электро–ТЭНы.

Важная роль принадлежит электрокалориферам, поскольку они могут предотвратить конденсацию влаги в буровом агрегате, тем самым снижая качество работы бурового агрегата.

Движущиеся части бурового элеватора нагреваются особым образом: коллектор соединен со стойкой элеватора, и в коллектор подается горячий пар.

Однако клинья элеватора нагреваются обычными отопительными установками, особенно в зимнее время [28].

### **3.4 Автоматизированные буровые установки**

Хотелось бы рассказать про автоматизированную буровую установку гидравлического типа серии НН, которая была разработана компанией Drillmec (рис. 22), для обеспечения высоких стандартов безопасности ведения буровых работ, их высокой эффективности, снижения стоимости бурения и уменьшения воздействия на окружающую среду.

Предлагаемый тип буровой установки требует вдвое большей площади размещения оборудования, чем традиционные буровые установки, обеспечивает максимально быстрый монтаж, демонтаж и транспортировку в другую точку, сокращает непроизводительное время и затраты, а также обладает высокими эксплуатационными характеристиками.

Буровые установки уникальной конструкции имеют форму, значительно отличающуюся от традиционных буровых установок [29].



Рисунок 22 – Автоматизированная буровая установка гидравлического типа НН–300

Целью создания данной структуры является повышение уровня безопасности бурового персонала и улучшение технико-экономических показателей бурения. Буровая установка НН предназначена для использования различного гидравлического оборудования для достижения максимальной автоматизации процесса бурения. Все функции буровой установки контролируются кабиной бурильщика.

Буровые установки серии НН имеют номинальную статическую грузоподъемность на крюках от 60 до 350 тонн, что позволяет бурить скважины глубиной до 5000 метров в соответствии с конструкцией и профилем скважины. Таким образом, буровые установки этой конструкции могут иметь широкий спектр потребностей, поскольку 90% нефтяных, газовых и геотермальных скважин, пробуренных сегодня на суше в мире, находятся в пределах технических возможностей этой серии.

Разработана и находится в производстве самая большая буровая установка серии НН, предназначенная для работы в условиях Саудовской Аравии, грузоподъемностью на крюке – 600 тонн. Буровые установки серии НН интегрированы с базой трейлера, на котором они и транспортируются как

одно целое. Данные установки самоподъемные – с помощью гидравлических цилиндров они выдвигаются в рабочее положение на требуемую высоту.

Концепция максимальной автоматизации данных буровых установок позволяет осуществлять большинство рабочих операций процесса бурения, включая спускоподъемные операции (СПО) колонн бурильных и насосно-компрессорных труб (НКТ), с наилучшими эксплуатационными показателями, без участия персонала, за исключением бурильщика.

Полностью автоматический трубный манипулятор, управляемый из отделения бурильщика, позволяет выполнять точечные работы без вмешательства оператора и не требует присутствия бурового персонала.

Функции рабочих на буровом полу ограничиваются лишь смазкой резьбовых соединений труб и сменой компоновок низа бурильных колонн (КНБК). Поэтому для эксплуатации буровых установок серии НН требуется меньший буровой персонал, чем на традиционных буровых установках. Это называется работой "без рук" - персонал не имеет прямого контакта с вращающимися трубами, буровыми ключами и лебедками, и никто не подвергается риску падения предметов.

Буровые установки серии НН отличает от других самоподъемная гидравлическая телескопическая мачта, в которую интегрированы мощный гидроцилиндр и система верхнего гидропривода. Мачта буровой установки серии НН имеет иную конструкцию, чем мачта традиционной буровой установки. На данной буровой установке нет буровой лебедки и талевого системы, нет балкона верхового рабочего и, соответственно, не требуется верховой рабочий. Все это заменено мощным гидроцилиндром, который является основным грузоподъемным элементом буровой установки. Самоустанавливающаяся мачта уменьшенной высоты.

После подъема базы буровой установки на требуемую высоту подроторного основания мачта поднимается в вертикальное положение двумя гидравлическими цилиндрами. Так же устанавливается в рабочее положение и верхний привод [29].

Верхний привод оборудован динамометрическим ключом; может двигаться горизонтально, что позволяет ему перемещать трубы из шурфа для «однотрубки» к центру скважины, и наоборот. Кроме того, буровая установка оборудована автоматическим трубным манипулятором, который поворачивается внутри уникальных вертикальных стеллажей–магазинов для бурильных труб, радиально расположенных вокруг буровой площадки. Эти вертикальные стеллажи состоят из определенного количества мобильных магазинов. Количество магазинов зависит от размера и типа буровой установки. Захваты трубного манипулятора установлены на вертикальной вращающейся башенной опоре и оснащены двумя зажимами каждый. Этими зажимами манипулятор захватывает бурильную трубу из любого магазина и перемещает ее в шурф для наращивания, или наоборот, в зависимости от предварительно электронно–заданной последовательности.

Система работает автоматически в последовательности, управляемой программируемым логическим контроллером (ПЛК), в то время как оператор–бурильщик сохраняет возможность управлять всеми системами бурения с пульта управления в кабине. В комплект поставки буровой установки серии НН также входит гидравлический силовой трубный ключ с автоматическим захватом.

Система вертикальных стеллажей–магазинов для труб устанавливается на полукруглой решетке вокруг буровой площадки, что позволяет быстро монтировать и демонтировать буровую установку. Кроме того, магазины для труб транспортируются и перегружаются, будучи полностью заполненными трубами (обычно по 16 труб на магазин), что значительно экономит время и снижает риски, связанные с погрузкой и разгрузкой труб.

Трубы можно легко заменять, поменяв магазины, уже заполненные другими трубами, не прерывая при этом процесса бурения. Буровые установки серии НН предназначены для работы с бурильными трубами стандартного типоразмера диапазона длины R III (~ 12,5 м), однако трубы длиной ~ 9,5 м также могут применяться без каких–либо изменений и регулировки

оборудования [28].

Другим важным фактором, который позволяет буровым установкам серии НН работать в автоматическом режиме, является гидравлический силовой трубный ключ, который размещается за неподвижной частью основания мачты, регулируется по высоте, управляется консолью бурильщика и вращается взад и вперед относительно центра скважины. Соединение труб можно откручивать и откручивать без ручного труда.

Только буровые установки серии НН обладают уникальной способностью создавать дополнительное вертикальное усилие на бурильный инструмент (долото), что является огромным преимуществом во многих критических ситуациях. Величина создаваемой нагрузки – от 20 до 40 тонн, в зависимости от типа буровой установки. Как показала мировая практика, буровые установки серии НН особенно применимы и экономически эффективны при бурении наклонно–направленных скважин с большими зенитными углами и горизонтальных скважин.

Габаритные размеры и весовые характеристики буровых установок серии НН значительно меньше, чем эквивалентная мощность и грузоподъемность традиционных буровых установок. Все основные модули буровой установки НН весят значительно меньше, чем аналогичные традиционные модули, и устанавливаются на полуприцепы для быстрой транспортировки.

Параметры бурения могут регулироваться гидравлическим верхним приводом во время работы. Верхний привод обеспечивает автоматическое бурение с постоянной нагрузкой на буровое долото или постоянной скоростью вращения, выбранной оператором–бурильщиком со своего пульта управления. Также можно установить максимально достижимое значение нагрузки на крюке (на мачте) [29].

Эти конструктивные характеристики буровой установки НН в сочетании с возможностью обратного бурения скважины снизу вверх во время подъема бурового инструмента снижают риск застревания бурильной трубы.

Буровые установки серии НН: Сведение к минимуму несчастных случаев и травм Большинство несчастных случаев на буровых установках происходят на буровых платформах. Руки и пальцы часто травмируются, потому что они зажаты между подвешенной трубой и трубой, расположенной в клине ротора, ударяются и тянут руку вращающейся колонной, а также раздавливают руку трубным ключом, лебедкой или цепью. Такого рода несчастные случаи происходят с людьми, работающими вблизи подвижного механизма, и существует риск столкновения с ним. Это часто происходит во время операций по спуску на традиционных буровых установках, многие из которых выполняют тяжелую ручную работу на довольно ограниченной площади буровой платформы.

На буровых установках серии НН, обслуживаемых меньшим числом рабочих, где большинство операций выполняются автоматически или с дистанционным управлением, возможность несчастных случаев значительно ниже. А вероятность быть травмированным падающими предметами практически исключена, так как здесь нет человеческого присутствия вверху, над буровым полом, а подъемные операции производятся посредством телескопического движения гидравлической мачты вместо буровой лебедки и талевых канатов, как на традиционных буровых установках. Минимальное число происшествий на действующих буровых установках НН свидетельствует о том, что они обеспечивают буровым бригадам самый высокий уровень безопасности. Автоматизация рабочих операций, централизованное управление и уменьшенная численность персонала буровой бригады обеспечивают простоту и наибольшую эффективность технического обслуживания и эксплуатации буровой установки – это залог большей производительности и меньшей стоимости работ [29].



Рисунок 23 – Диаграммы сравнения средних эксплуатационных показателей бурения традиционной буровой установки и NN 200

Уникальная конструкция буровой установки серии NN предназначена для обеспечения безопасности ее эксплуатации. В основном это достигается за счет автоматизации большого количества компонентов. Он может быть дополнительно усовершенствован для обеспечения полной автоматизации буровой установки и снижения травматизма и несчастных случаев при бурении.

На сегодняшний день более ста автоматизированных буровых установок серии NN успешно эксплуатируются на различных нефтяных и газовых месторождениях по всему миру. (Аргентина, Австралия, Венесуэла, Бразилия, Колумбия, Перу, Конго, Египет, Ливия, Саудовская Аравия, Индия, Китай, Исландия, Италия, Германия, Нидерланды, Румыния, Великобритания, США, Украина и др.), подтверждая безупречность данной технологии выдающимися результатами, такими как: безаварийные условия труда, снижение стоимости бурения и затрат на логистику, повышение скоростей бурения, более точное управление параметрами бурения, уменьшение воздействия на окружающую

среду. Автоматическая гидравлическая буровая установка, разработанная и произведенная компанией Drillmec, представляет собой революционное и совершенно новое оборудование - на сегодняшний день это самый инновационный продукт в нефтегазовой отрасли [29]

### **3.5 Новейшие разработки в области бурового оборудования**

#### **3.5.1 Новые типы мачты – прямоногие**

В последние годы наметился переход к новым типам мачт буровых установок. Сегодня в буровых установках глубокого бурения, в основном, применяется несколько типов вышек и мачт:

- Башенные вышки устаревших буровых установок типа 3Д и 4Э.
- А-образные мачты традиционных буровых установок.
- А-образные мачты с открытой передней гранью современных буровых установок.
- Наклонные телескопические или секционные мачты мобильных буровых установок.

Современный этап развития этого вида бурового оборудования заключается в распространении нового типа мачт – «прямоногих» мачт с открытой передней гранью и интегрированной системой силового верхнего привода. В этом случае конструкция мачты делится на две части – верхнюю прямолинейную коробчатую секцию небольшого поперечного сечения на боковых стержнях («ногах»), в которой смонтированы направляющие интегрированного верхнего привода, а в некоторых случаях размещены элементы реечного механизма. Нижняя секция мачты имеет разнообразную конструкцию и служит в качестве опоры для верхней секции и обеспечения необходимого рабочего пространства для манипуляций с оборудованием при бурении и проведении спуско-подъемных операций. Такая конструкция мачты позволяет уменьшить общий вес оборудования, упростить и ускорить проведение монтажно-демонтажных работ [30].

### **3.5.2 Безлебедочные буровые установки**

Появлением нового типа буровых мачт связано внедрение нового типа механизмов для обеспечения возвратно-поступательных движений бурового снаряда. Речь идет об устройствах, позволяющих полностью заменить на современных буровых установках такой важный элемент, как буровая лебедка.

Одним из основных типов безлебедочных устройств являются реечные механизмы. В отличие от лебедок реечные механизмы позволяют создавать нагрузку не только при подъеме, но и при спуске инструмента или труб в скважину («силовой спуск»). Наличие такой возможности упрощает проведение работ при забурировании скважины и при спуске в скважину инструмента или обсадных труб. Появляется возможность оперативного регулирования нагрузки на инструмент не путем управления натяжением талевого каната, а за счет прямой передачи нагрузки на бурильную колонну [30].

### **3.5.3 Системы верхнего привода SLC – JH**

Системы верхнего привода SLC-JH – высокотехнологичное оборудование. Их применение позволяет увеличить скорость проходки, бурить конструктивно сложные скважины с высокой точностью, сократить непроизводительные затраты времени и повысить безопасность в процессе буровых работ.

Ассортимент СВП SLC-JH (рис. 24) для буровых установок включает 21 модель как электрических, так и гидравлических систем верхнего привода, предназначенных для ведения буровых работ на суше и на морском шельфе. Все СВП SLC-JH адаптированы для работы в составе наиболее популярных в России стационарных и мобильных буровых установках российского и иностранного производства. Все новейшие модели СВП SLC-JH соответствуют требованиям перспективных технологий бурения с применением буровых растворов на углеводородной основе (РУО) и роторных управляемых систем (РУС), где необходимо обеспечение высоких оборотов

буровой колонны, высокого крутящего момента на этих оборотах и высокого давления бурового раствора. Они применяются при бурении многозабойных скважин со сложным профилем типа «фишбон», строительстве скважин на шельфе, где длина горизонтального участка превышает 7000 метров и разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ) углеводородов (в частности, Ачимовские залежи и Баженовская свита) [30].

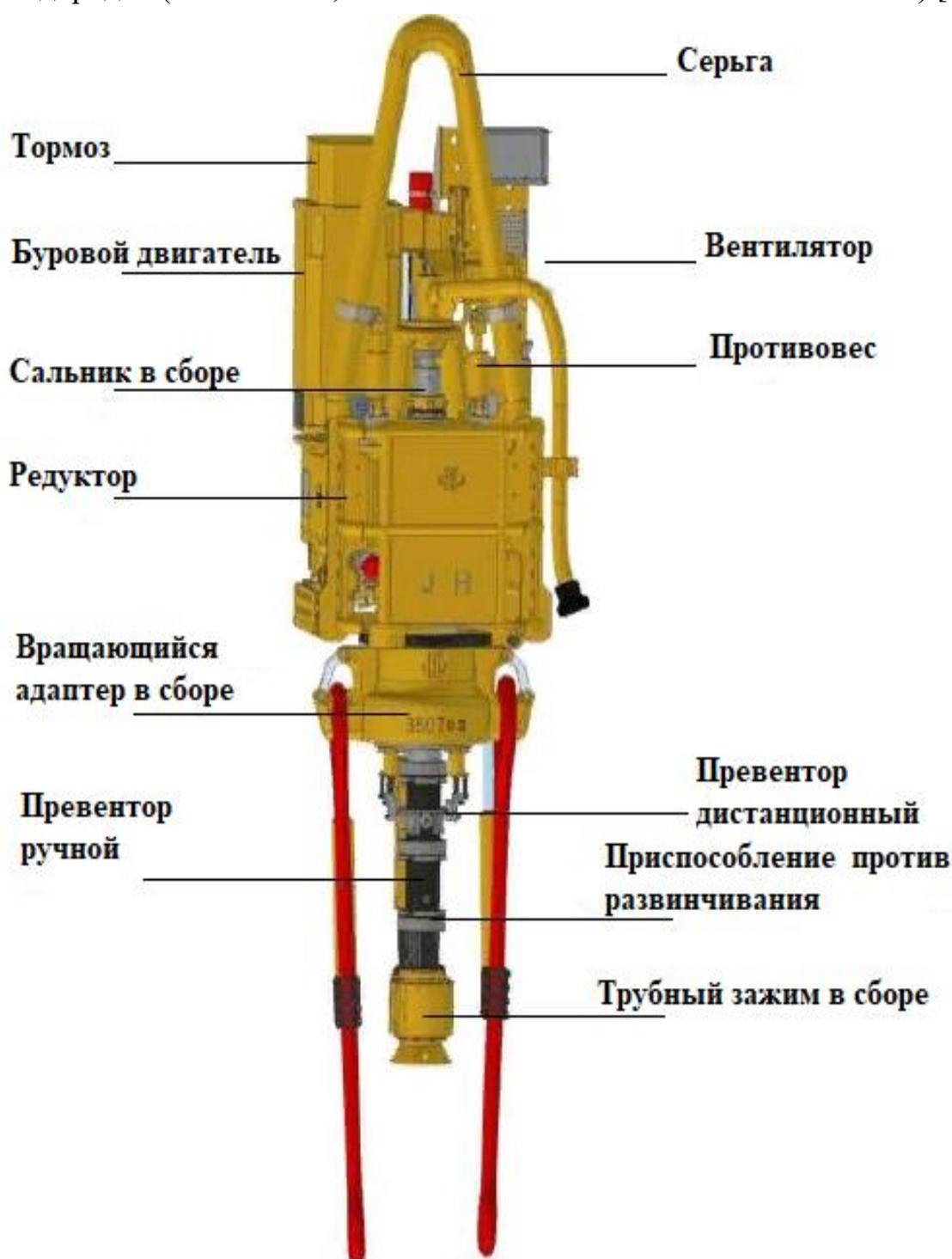


Рисунок 24 – Силовой верхний привод SLC-JH

Таблица 16 – Модельный ряд силовых верхних приводов

<b>Электрический силовой верхний привод</b>			
Модель	Глубина бурения	Максимальная нагрузка	Рабочий крутящий момент
<b>Грузоподъемность 908 тонн</b>			
DQ120BS-JH	12000м	8900 кН	85 кНм
<b>Грузоподъемность 688 тонн</b>			
DQ90BSQII-JH	9000м	6670 кН	85 кНм
DQ90BS-JH	9000м	6670 кН	78 кНм
<b>Грузоподъемность 590 тонн</b>			
DQ80BS-JH	8000м	5780 кН	65 кНм
<b>Грузоподъемность 459 тонн</b>			
DQ70BSQIII-JH	7000м	4450 кН	104 кНм
DQ70BSQII-JH	7000м	4450 кН	76 кНм
DQ70BSQ-JH	7000м	4450 кН	65 кНм
DQ70BS-JH	7000м	4450 кН	53 кНм
<b>Грузоподъемность 321 тонн</b>			
DQ50BSQ-JH	5000м	3110 кН	65 кНм
DQ50BQIII-JH	5000м	3150 кН	68 кНм
DQ50BQII-JH	5000м	3110 кН	58 кНм
DQ50BQ-JH	5000м	3110 кН	48 кНм
DQ50B-JH	5000м	3110 кН	40 кНм
<b>Грузоподъемность 229 тонн</b>			
DQ40BQII-JH	4000м	2220 кН	48 кНм
DQ40BQ-JH	4000м	2220 кН	40 кНм
DQ40B-JH	4000м	2220 кН	35 кНм
<b>Грузоподъемность 172 тонн</b>			
DQ30B-JH	3000м	1690 кН	26 кНм
<b>Грузоподъемность 138 тонн</b>			
DQ20B-JH	2000м	1330 кН	26 кНм
<b>Гидравлический силовой верхний привод</b>			
Модель	Глубина бурения	Максимальная нагрузка	Рабочий крутящий момент
<b>Грузоподъемность 231 тонн</b>			
DQ40YA-JH	4000м	2220 кН	35 кНм
<b>Грузоподъемность 172 тонн</b>			
DQ30YA-JH	3000м	1690 кН	25 кНм
<b>Грузоподъемность 138 тонн</b>			
DQ20YA-JH	2000м	1330 кН	25 кНм

Базовая комплектация Системы Верхнего Привода:

- силовой верхний привод;
- направляющая балка со средствами подвеса и крепления на мачте;
- станция управления VFD.

*Дополнительное оборудование:*

- Система плавной регулировки крутящего момента;
- Дизель-генераторная установка (ДГУ);
- Трансформатор (повышающий или понижающий);
- Адаптер крюкоблок
- Переводники.

Цена системы верхнего привода зависит от модели, комплектации и индивидуальных условий поставки. Техническое обслуживание СВП обеспечивает команда сервисных инженеров группы компаний SLC, ремонт систем верхнего привода осуществляется на собственном заводе в Кургане. Использование систем верхнего привода (СВП) становится все более распространенным способом бурения скважин на нефть и газ. СВП буровых установок получили широкое распространение в мировой практике, этой системой оборудуются как импортное, так и отечественные буровые установки.

Верхний привод представляет собой подвижный вращатель, совмещающий в себе функции вертлюга и ротора, оснащенный комплексом средств механизации для работы с бурильными трубами при выполнении спуско-подъемных операций. Его назначение - быстрая и безаварийная проводка вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Особенно эффективны наши СВП при наклонно - направленном и горизонтальном бурении.

При производстве буровых работ система верхнего привода обеспечивает выполнение следующих технологических операций:

- Вращение бурильной колонны с регулированием частоты при бурении, проработке и расширении ствола скважины, при подъеме/спуске бурильной колонны;
- Торможение бурильной колонны и её удержание в заданном положении;

Обеспечение проведения спускоподъемных операций в том числе:

- Промывку скважины и одновременное проворачивание бурильной колонны;

- Задание и обеспечение величин крутящего момента и частоты вращения, их измерение и вывод показаний на дисплей шкафа управления, выносной дисплей, пульт управления и на станцию геолого-технических исследований;

- Дистанционное управление;
- Герметизацию внутритрубного пространства шаровыми кранами.

По сравнению с традиционными способами бурения, применение СВП обладает следующими преимуществами:

- экономит время в процессе наращивания труб при бурении;
- уменьшает вероятность прихватов бурового инструмента;
- расширяет (прорабатывает) ствол скважины при спуске и подъеме инструмента;
- повышает точность проводки скважин при направленном бурении;
- повышает безопасность буровой бригады;
- снижает вероятность выброса флюида из скважины через бурильную колонну;
- облегчает спуск обсадных труб в зонах осложнений за счет вращения и промывки;
- повышает качество керна [30].

### **3.6 Метод снижения рисков для современных систем управления буровой установкой**

Усовершенствованная система управления буровой установкой, предоставленная крупному международному «land drilling» подрядчику по наземному бурению, упрощает эргономические задачи, которые обычно выполняет бурильщик. Система использует джойстик управления со специально разработанной консоли с сенсорными дисплеями, которые исключают обычные панели управления SCR и drawworks. Сигналы направляются через промышленные компьютеры и надежные программируемые логические контроллеры (ПЛК) для интеграции данных и

управления для упрощения правильной работы буровой установки. Электронный автоматический бурильщик используется для оптимизации выхвата бурильной линии с четырьмя выбираемыми ограничениями, выбранными бурильщиком и / или буровым инженером.

Обслуживание программного обеспечения может осуществляться с удаленного командного пункта по телефону или спутниковой связи. Программный код ПЛК и пользовательского интерфейса можно контролировать и при необходимости изменять. Используя регистратор данных, который записывает и передает параметры ПЛК, разработчики системы могут убедиться, что бурильщик использует систему по назначению.

Хотя такое удаленное подключение обеспечивает высокую надежность системы, оно может увеличить операционный риск, если не будут соблюдены надлежащие процедуры. Приводятся конкретные примеры, когда программное обеспечение на рабочей установке было модифицировано с удаленного сайта [32].

Последние достижения в области систем управления буровыми установками теперь доступны для наземных буровых установок и модернизированных установок. Используя сложные информационные и управляющие методы, были разработаны системы, упрощающие представление данных бурильщику.

Эти системы предлагают множество желательных атрибутов, таких как управление сенсорным экраном и «Управление на основе активности». Использование сенсорных экранов позволяет бурильщику или помощнику бурильщика легко нажимать на экранную кнопку, удобно расположенную рядом с его полем зрения, чтобы управлять новыми роботизированными машинами на буровом этаже. «Управление на основе деятельности» использует а технику отображения только информации, необходимой для конкретной задачи, и изменения дисплея автоматически отображаются при изменении задачи (рис. 25).

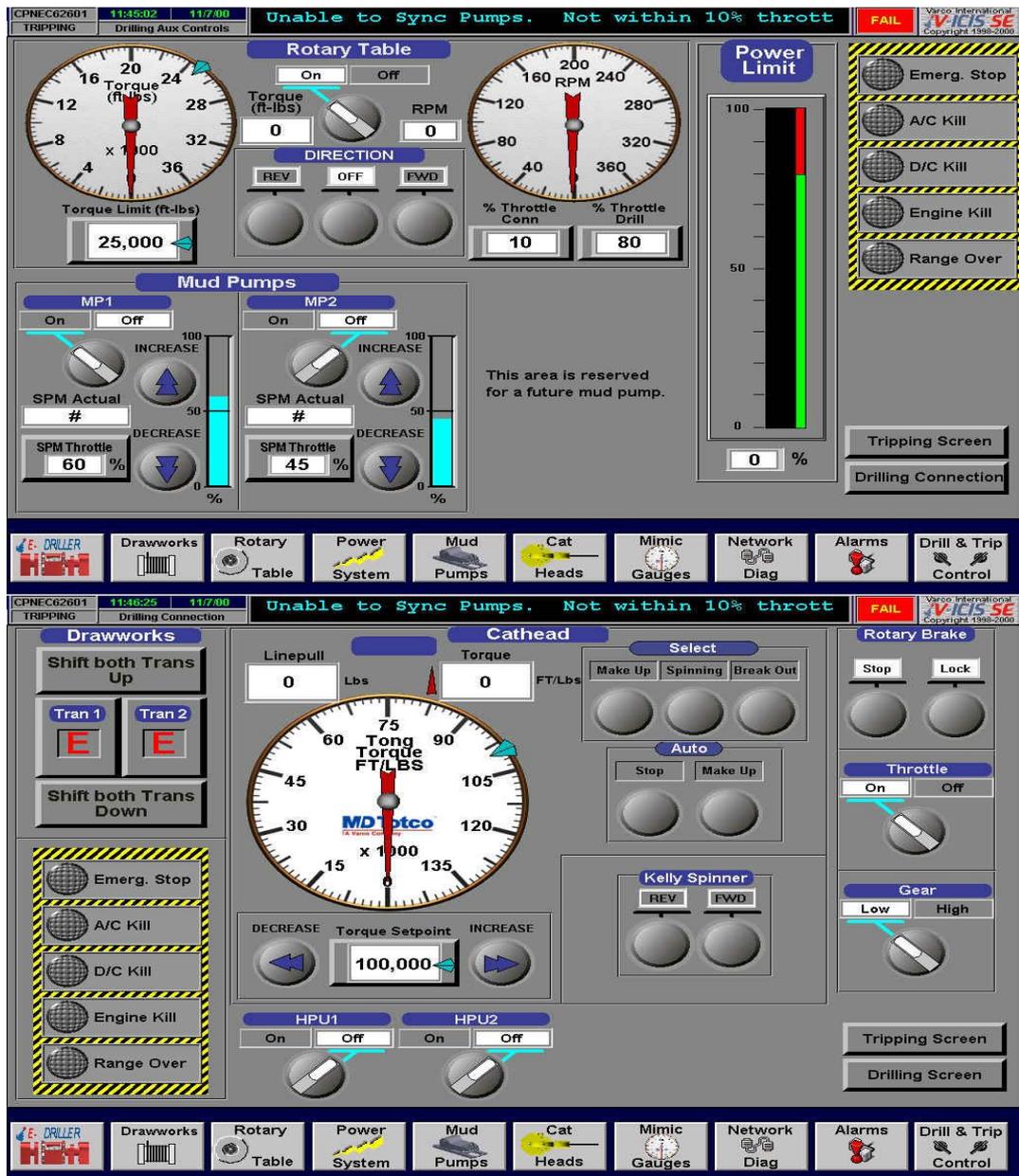


Рисунок 25 – Экраны управления на основе активности  
(бурение и отключение)

Рабочее место спроектировано с учетом комфорта и функциональности. Расположение сенсорных дисплеев было проанализировано таким образом, чтобы обеспечить максимальную видимость бурового пола и двери, оставаясь в пределах периферийного зрения оператора. Чтобы уменьшить усталость оператора, для достижения панелей и дискретных элементов управления требуется минимальное удлинение руки. Обычная тормозная рукоятка заменена одним джойстиком, который управляет подъемными механизмами так же просто, как воздушный буксир: тяните назад, чтобы поднять, и толкайте

вперед, чтобы опустить. Для аварийного отключения предусмотрено несколько дискретных кнопок, а также а регулировка дальности действия электронного автоматического бурильщика. Сенсорные экраны заменяют мириады контрольных устройств и датчиков, используемых на современных обычных буровых установках, но гидравлический индикатор веса обеспечивает привычное считывание нагрузки на крючок и веса долота (рис. 26 и 27). [33].

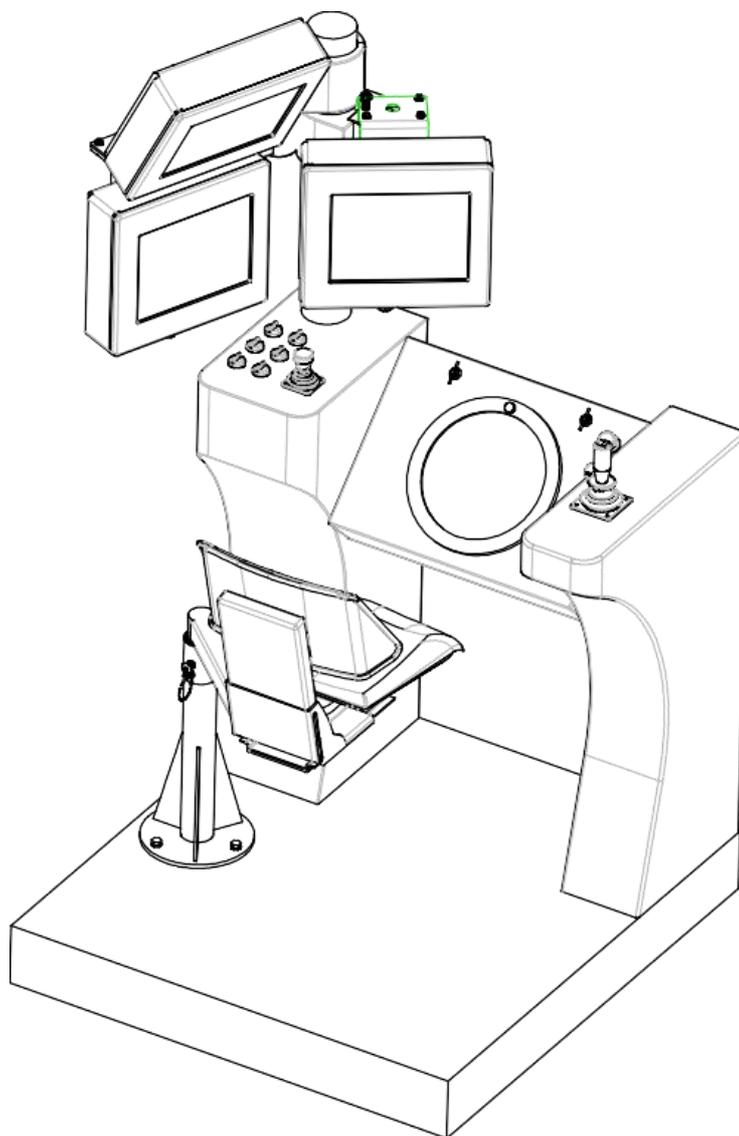


Рисунок 26 – Контурный чертеж рабочего места бурильщика

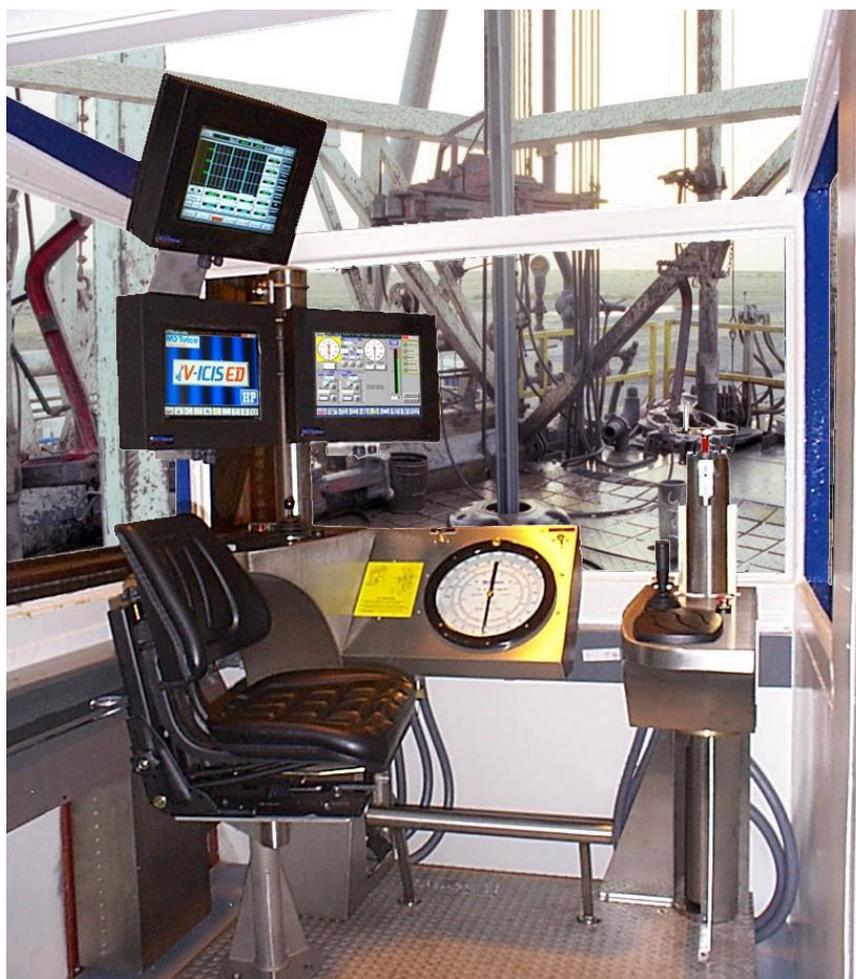


Рисунок 27 –Фотография рабочего места  
бурильщика

Мониторы с сенсорным экраном управляются промышленными стоечными компьютерами, расположенными в безопасной зоне, а дополнительные клиентские серверы могут быть предусмотрены в а прицепе или помещении для удаленного мониторинга дисплеев и аварийных сигналов по желанию заказчика. Органы управления объединены в сеть, чтобы обеспечить последовательное соединение между различными устройствами и датчиками , чтобы свести к минимуму требования к кабелю (рис. 28). Сбор данных осуществляется в цифровом блоке сбора данных (DAQ). Расчеты волоочильных работ производятся в ПЛК, которые включают команды дроссельной заслонки и полуавтоматические команды торможения для позиционирования блока 2 и автоматического бурения 3. Электронный бурильщик ТМ 4, 5 позволяет бурильщику устанавливать граничные условия

для управления линейная выплата: скорость проникновения, вес долота, дифференциальный крутящий момент и/или перепад давления. Полный пакет, известный как интегрированная система управления и информации Varco (V-ICIS SE TM 4), обеспечивает диспетчерское управление конкретным буровым оборудованием с помощью их ПЛК и промышленного протокола связи. [33].

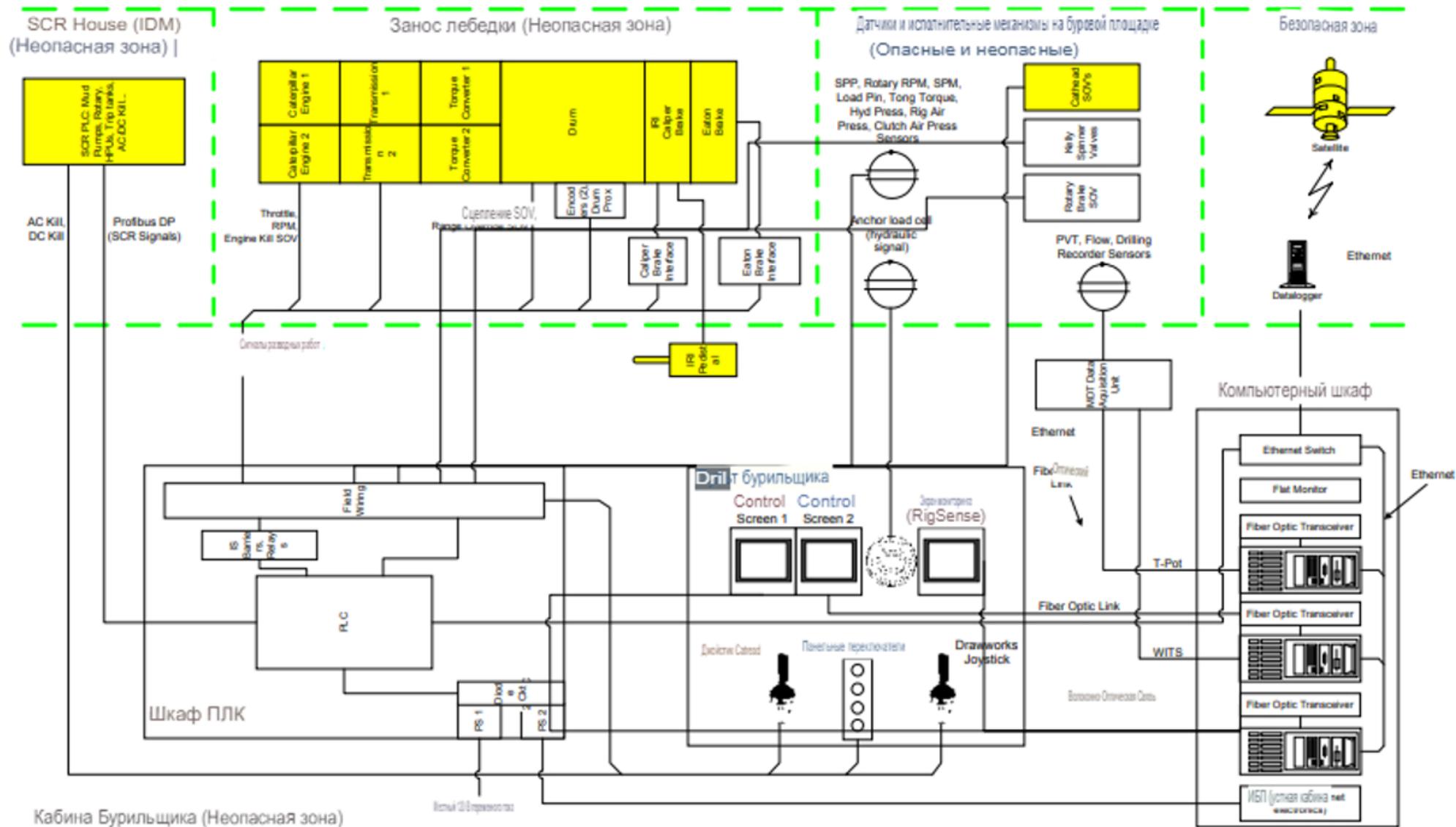


Рисунок 28 – Управляющая сеть V-ICIS SE

### *Возможность удаленного доступа*

Система оборудована для будущей модернизации и удаленного мониторинга /технического обслуживания. Как и в случае со всем программным обеспечением, крайне важно, чтобы любые изменения строго контролировались для обеспечения надежности системы. Обновления, при необходимости, обычно устанавливаются на месте опытным специалистом. Удаленные обновления также возможны, если они сделаны безопасно и правильно [33].

Система включает в себя регистратор данных, который отслеживает и записывает все важные параметры ПЛК. Данные хранятся на буровой площадке за брандмауэром с использованием стандартной высокоскоростной программы базы данных. Спутниковая связь, предоставляемая буровым подрядчиком, соединяет каждую буровую установку с сервером в их домашнем офисе. Это доступно через модем из удаленного информационного центра, расположенного в Сидар-Парке, штат Техас. В удаленном информационном центре расположены два настольных компьютера, которые постоянно контролируют производительность системы.

Мониторинг включает в себя двухдневные проверки для проверки сетевых коммуникаций и проверки правильности команд, поступающих от конкретных устройств управления. Эти процессы частично автоматизированы для мониторинга:

- Информационные материалы: Проверьте, принимаются ли сигналы от каждого основного компонента
- Управление джойстиком: Сигнал сравнивается с обратной связью энкодера за последние 24 часа.
- Включение клавишного выключателя: Бурильщик имеет возможность переопределения для специальных операций
- Производительность автоматического бурения: Измеряет отклонение от заданных значений

- Изменение параметров настройки: Измеряет отклонение от начальной конфигурации / настройки
- Использование автоматического бурения: Процент времени бурения с использованием автоматического бурильщика
- Функция блочной системы управления: Измеряет отклонение от огибающей положения / скорости.

Если персонал буровой установки подозревает, что система работает неправильно, он может обратиться за помощью в течение 24 часов / 7 дней. Используя регистратор данных, специалисты будут анализировать параметры системы в свете текущих операций буровой установки. Консультация может быть предоставлена по телефону. Например, могут быть даны инструкции по проверке выходного сигнала датчика на волоочильных станках [34].

#### *Риски, сущие модификациям системы управления*

В редких случаях может потребоваться изменить программный код в ПЛК или компьютере. Использование проверенного программного обеспечения, внесение необходимых изменений и тестирование изменений в автономной системе должны предшествовать любому изменению кода. Связь с системой управления через удаленный доступ сопряжена с большими рисками. По мере совершенствования беспроводных технологий эти риски уменьшаются и могут быть еще больше уменьшены, если изменения будут вноситься в соответствии со строгими руководящими принципами и гарантиями.

Изменения могут варьироваться от изменения параметров системы (таких как калибровочные значения датчиков или коэффициенты усиления настройки замкнутого контура) до обновления системы управления, выполняемого удаленно даже во время работы системы. При внедрении изменений на буровой установке персонал должен учитывать риски, которые могут повлиять на изменения на удаленной площадке. Следующие действия удаленного доступа регулярно выполняются в системах V-ICIS SE и перечислены с возрастающим уровнем риска:

1. Удаленный мониторинг данных
2. Передача обновления программного обеспечения для установки квалифицированным специалистом
3. Дистанционная регулировка параметров
4. Дистанционное управление через ТМ 4
5. Изменение живого кода с помощью удаленного доступа

1) Удаленный мониторинг данных;

Наименее рискованным видом деятельности является удаленный мониторинг данных, собранных на буровой площадке. Параметры производительности и настройки системы записываются в локальный регистратор данных, который постоянно записывает эти данные. Исследование этой базы данных не изменяет хранящиеся данные. В этом случае нет никакого воздействия на систему управления, если потеряна связь между буровой установкой и удаленным информационным центром.

2) Передача обновления программного обеспечения для установки квалифицированным специалистом;

При добавлении в систему новых функций или замене бурового оборудования программное обеспечение должно быть изменено в соответствии с новой конфигурацией буровой установки. Это также относится к тем случаям, когда возникают проблемы с ПЛК, предоставленным другими лицами или внутри сети управления. Это может быть достигнуто с помощью нового программного обеспечения на компакт-диске или путем передачи файлов из удаленного информационного центра. Потерянных блоков данных во время передачи можно избежать, используя стандартные отраслевые протоколы восстановления данных об ошибках и проверяя полученное программное обеспечение перед активацией кода. Были внедрены политики установки нового программного обеспечения при одновременной защите предыдущей версии. Как только новая версия будет установлена и протестирована, операции могут безопасно возобновиться.

### 3) Дистанционная регулировка параметров;

Система V-ICIS SE оснащена коммуникацией возможностью удаленного подключения к ПЛК. Параметры в блоках PLC с данных ПЛК (например, значения настройки) могут контролироваться или изменяться из удаленного информационного центра. Это может значительно улучшить качество обслуживания, поскольку эксперты, базирующиеся в удаленном информационном центре, могут быстро “проецировать” свой опыт на многие буровые площадки, не садясь в самолет.

Параметры ПЛК обычно изменяются, пока система управления находится “в режиме реального времени”. Очевидно, что риск высок, если изменяется параметр, влияющий на безопасность работы буровой установки во время работы системы управления. Дистанционное изменение параметров должно производиться с полным знанием дела и в сотрудничестве с буровой установкой, а система управления должна быть переведена в безопасный режим работы. Работая с персоналом буровой установки, система затем тестируется, чтобы убедиться, что изменение было безопасным и успешным.

### 4) Дистанционное управление через «Сетевую встречу»;

Используя программное обеспечение удаленного подключения, такое как Microsoft Net Meeting, удаленный информационный центр может фактически взять на себя управление системой, действуя как удаленный НМІ (Human Machine Interface). Таким образом, персонал информационного центра может диагностировать проблемы, получая доступ к тем же НМІ экранам НМІ, которые видит бурильщик. Конечно, персонал удаленного информационного центра не может так быстро реагировать на быстро меняющиеся условия на буровой установке, как бурильщик. Хотя дискретные элементы управления с прямым проводом, такие как Аварийная остановка, могут быть продублированы “на стекле” (на НМІ), потеря сетевой связи приведет к отказу от активации таких элементов управления если возникнет чрезвычайная ситуация. Для обеспечения безопасной эксплуатации буровая установка должна быть приостановлена, а голосовая связь с бурильщиком обязательна.

Кроме того, необходимы меры предосторожности для того, чтобы бурильщик мог немедленно взять управление на себя в чрезвычайной ситуации [34].

5) Изменение живого кода с помощью удаленного доступа;

Самый высокий риск связан с изменением живого кода. Потеря связи во время передачи кода в реальном времени может привести к остановке буровой установки, если некоторые блоки кода обновления программного обеспечения отсутствуют. Учитывая сегодняшний уровень коммуникационных технологий, изменять живой код не рекомендуется. Этот метод должен быть ограничен ситуациями, когда буровая установка не работает и нет возможности отправить кого-то на буровую установку в разумные сроки. Операции должны оставаться приостановленными до тех пор, пока код не будет изменен и протестирован. Как и выше, голосовая связь и строгие гарантии являются обязательными [35].

Кроме того, существуют потенциальные режимы отказа системы мониторинга, которые не влияют на командование и управление системами буровой установки. Потеря спутниковой связи – самая распространенная проблема, сервер домашнего офиса может быть отключен для обслуживания или регистратор данных может выйти из строя. Любые такие проблемы легко очевидны, и риски, связанные с этими инцидентами, минимальны и не влияют на операцию бурения.

*Примеры:*

Во время ежедневной проверки один из выходов датчика drawworks обнулится (рис. 29). Система оставалась функциональной благодаря избыточной конструкции датчика. На панели бурильщика появился сигнал тревоги. Персонал удаленного информационного центра позвонил на буровую установку, чтобы подтвердить, что сигнал тревоги датчика получен и правильный датчик идентифицирован для замены.

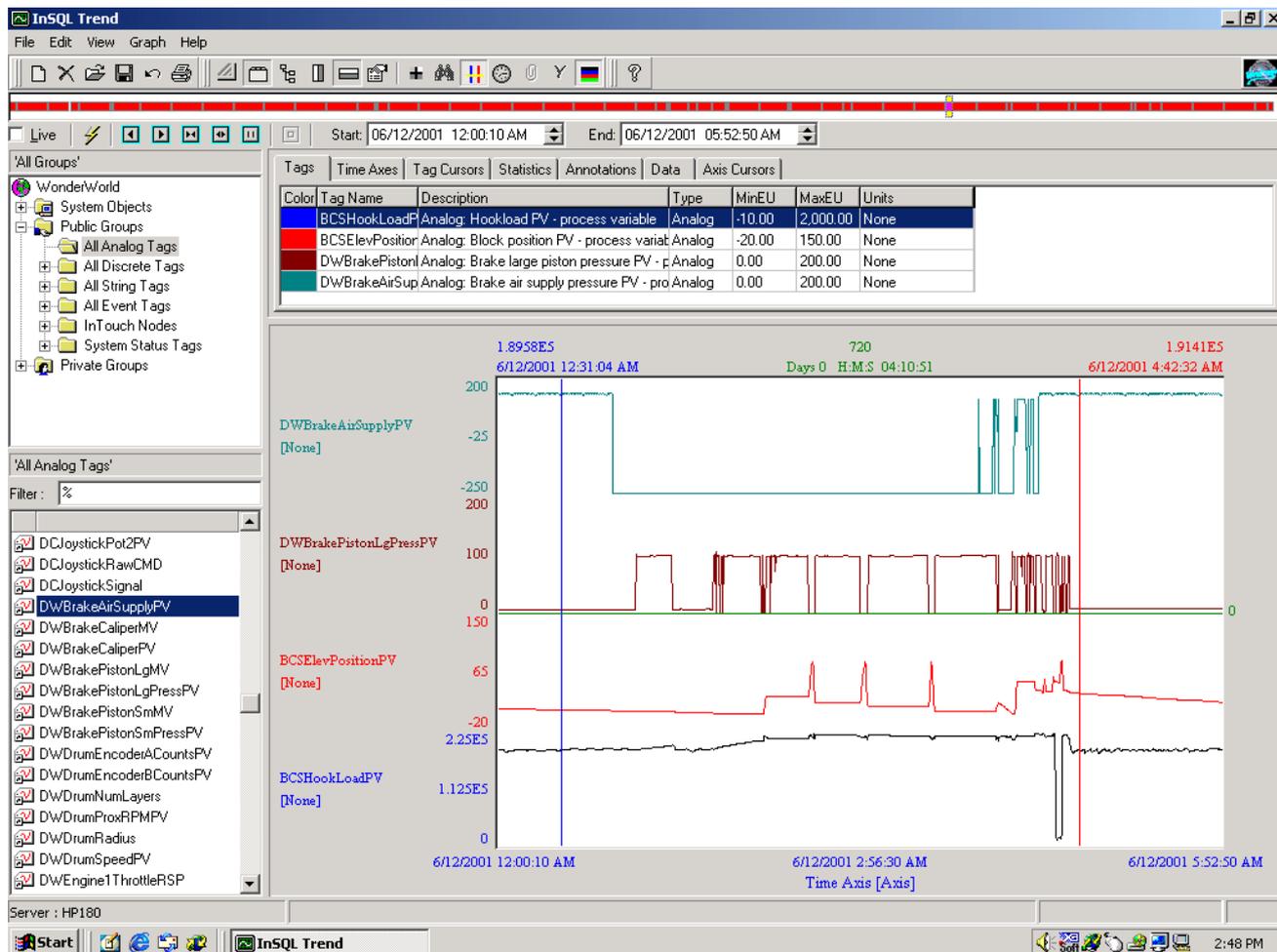


Рисунок 29 – Считывание показаний удаленного информационного центра

Планировалось обновить программное обеспечение, но буровой подрядчик не хотел ждать, пока программист отправится на буровую установку, чтобы установить новый код. Были внедрены протоколы безопасности, затем новая программа была отправлена через спутник на буровую установку и установлена в ПЛК техниками, находящимися в удаленном информационном центре. После завершения серии проверок эксплуатационных характеристик буровая установка вернулась к нормальной работе. Весь процесс занял менее получаса.

Бурильщик устанавливал ВОБ слишком низко, а ROP КАНАТ - слишком высоко, а это означало, что оптимальная скорость бурения была недостижима. Путем анализа данных тренда в удаленном информационном центре была выявлена ошибка, и бурильщику было рекомендовано внести соответствующие коррективы в свои настройки. Позвонил бурильщик и сказал,

что не может заставить Электронный бурильщик приложить достаточный вес к долоту. После того как данные были просмотрены удаленно, бурильщику было сообщено, что ROP ограничение ROP установлено слишком низко. Параметр был сброшен, и бурение продолжилось с максимальной скоростью проникновения.

#### *Будущие усилия*

Ведутся дополнительные работы по автоматизации ежедневных проверок, предлагаемых удаленным информационным центром, разрабатываются новые алгоритмы поиска ранних признаков новых проблем для повышения надежности и производительности системы [36].

#### **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

В связи с наличием научной новизны результаты исследований данный раздел ВКР не выкладывается.

## **5. Социальная ответственность**

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения**

#### **безопасности**

К самостоятельному выполнению работ на буровой установке допускаются лица не моложе 18 лет, имеющие среднее профессиональное, высшее образование при наличии удостоверения, дающего право допуска к данному виду работ, а также прошедшие:

- аттестацию и получившие удостоверения о присвоении соответствующей квалификации в специализированных учебных центрах;
- медицинский осмотр, не имеющие противопоказаний по здоровью;
- соответствующее обучение и проверку знаний в области промышленной безопасности, охраны труда и пожарной безопасности;
- вводный инструктаж;
- первичный инструктаж;
- первичный инструктаж на рабочем месте;
- стажировку на рабочем месте у опытного квалифицированного работника по программе стажировки;
- обучение безопасным методам и приемам работы;
- проверку теоретических знаний и практических навыков работы в данном объеме данной инструкции, инструкций по видам работ и производственных инструкций.

Находясь на территории кустовой площадки, в производственных и бытовых помещениях, рабочем месте, работник должен соблюдать требования правил внутреннего трудового распорядка, действующего в организации [38].

Работник имеет право:

1. На рабочее место, соответствующее государственным нормативным требованиям охраны труда и условиям, предусмотренным действующим в обществе коллективным договором.

2. На своевременную и в полном объеме выплату заработной платы в соответствии со своей квалификацией, сложность труда, количеством и качеством выполненной работы, в соответствии с условиями оплаты труда, предусмотренными действующими в Обществе коллективным договором и локальным нормативными актами.

3. На ежегодный оплачиваемый отпуск, предоставляемый в соответствии с графиками отпусков.

4. На социальные льготы в соответствии с законодательством Российской Федерации, действующим в Обществе коллективным договором.

5. На гарантии и компенсации, предусмотренные трудовым законодательством Российской Федерации [40].

## 5.2 Производственная безопасность

В данном пункте рассмотрим вредные и опасные факторы, которые возникают при строительстве скважины на буровой установке.

Таблица 17 – Вредные и опасные факторы, присутствующие на буровой установке в процессе строительства скважины

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1.Повышенный уровень шума на рабочем месте	+	+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 Шум. Общие требования безопасности. [20]
2. Повышенный уровень вибрации		+	+	ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [21]

3. Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов. [22]
4. Экстремально низкие температуры	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [23]
5. Пожаровзрывоопасность		+	+	ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования [23]

### 5.3 Анализ выявленных вредных факторов

Повышенный уровень шума на рабочем месте.

Одним из самых основных вредных производственных факторов, которому подвержен работник буровой установки является повышенный уровень шума. Шумовое воздействие может привести к профессиональным заболеваниям таким как тугоухость и частичная потеря слуха, а также неверным действиям персонала, которые могут возникнуть при технологических операциях во время строительства скважины. Предельно допустимый уровень (ПДУ) шума на рабочем месте согласно ГОСТ 12.1.003–2014 не должен превышать 80 ДБ.

На буровой установке основными источниками возникновения шума являются: ротор, ключ АКБ, ключ ГКШ, верхний силовой привод, буровая лебедка, вспомогательная лебедка и буровые насосы [40].

В качестве защиты работников от повышенного шума на рабочем месте используются средства индивидуальной защиты (СИЗ). К ним относятся наушники.

Следующим вредным производственным фактором, который распространяется на работников буровой является повышенный уровень вибрации. Действие ее на организм опосредуется такими явлениями, как физическое воздействие контакта на поверхность, распространение по тканям колебаний, непосредственная реакция в тканях и органах на воздействие, раздражение механорецепторов, которые вызывают субъективные и нейрорецепторные реакции. Вибрация может мешать прямым путем выполнения рабочих операций, а также оказывать негативное влияние косвенно на работоспособность человека, снижая ее. Основным профессиональным заболеванием, к которому приводит вибрация является: вибрационная болезнь.

Основными источниками вибрации на буровой установке являются: ротор, ключ АКБ, ключ ГКШ, верхний силовой привод, буровая лебедка, вспомогательная лебедка, буровые насосы.

В качестве защиты работников буровой от вредного производственного фактора вибрации используются следующие меры защиты:

- средства индивидуальной защиты;
- вибропоглощающие материалы.

Следующим вредным фактором являются экстремально–низкие температурные условия. Они обусловлены для работников, работающих в условиях крайнего севера, а также местностях, приравненных к ним. В связи с этим им положено изредств индивидуальной защиты: костюм для защиты от нефти и нефтепродуктов из смешанных тканей на утепляющей прокладке, валенки, калоши, сапоги кожаные утепленные с жестким подноском, шапка–ушанка, жилет меховой, перчатки с полимерным покрытие – нефтеморозостойкие, подшлемник под каску – ватный, полупальто меховое крытое тканью, рукавицы меховые.

По мимо средств индивидуальной защиты работнику полагается для обогрева в зимнее время 15 минут через каждый час работы [41].

#### **5.4 Анализ выявленных опасных факторов**

Проводя анализ работ при различных технологических процессах в

процессе строительства скважины можно сделать следующие выводы. Очень часто работники получают травмы при монтаже или демонтаже различного оборудования, обслуживанию–ремонту оборудованию, в том числе которое находится непосредственно в циркуляционной системе буровой установки, при работе с наличием повышенного или пониженного давления жидкости в сосудах и трубопроводах, при отлете острых кромок оборудования, изделий и инструмента, и подвижных вращающихся элементов производственного оборудования.

В связи с тем, что кустовая площадка, на которой находится буровая установка является опасным производственным объектом и приравненным к III классу опасности от работников всегда требуют повышенной внимательности и использования средств индивидуальной защиты при проведении того или иного технологического процесса строительства скважины. В каждой компании имеются внутренние инструкции по эксплуатации и обслуживанию каждого имеющегося оборудования, которые должны соблюдаться всеми работниками. В случае опасности работники должны как можно быстрее на нее среагировать и принять все необходимые меры для ее устранения.

Электробезопасность является очень важным процессом. Так, например, существует очень большая вероятность поражения электрическим током в циркуляционной системе буровой, а конкретно в зоне ЦСГО при работе с вибрационные ситами или шламовыми насосами. В связи с этим есть нормативный документ ГОСТ 12.1.038–82 в котором прописаны все регламентированные требования касаяемо электробезопасности [38].

На нефтегазодобывающих предприятиях запрещается аварийный режим работы электрических установок. Все электрическое оборудование и электрические инструменты должны иметь заземление и подлежат занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочей жилы.

В качестве предупреждения защиты работников от поражения электрическим током в каждой компании проводят следующие мероприятия:

- инструктаж персонала, а также присвоения категории

по электробезопасности;

- проведение аттестации оборудования на предмет электрических неисправностей;
- соблюдение требований и правил безопасности при работе оборудованием;
- вывешивание стендов и плакатов по электробезопасности рядом с электрическим оборудованием.

Пожарная безопасность является наиболее важным фактором т.к. при несвоевременном его предупреждении и устранении пожар может перерасти в чрезвычайное происшествие. Причиной пожара на буровой площадке могут быть: открытый огонь, короткое замыкание, молния, статическое электричество.

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 ССБТ "Оборудование производственное. Общие требования безопасности" [39].

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

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 должен содержать: огнетушитель пенный – 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. Для курения и разведения огня отводятся специальные места. Для проведения сварочных работ оборудуется сварочный пост. Сварочные работы проводятся согласно требованиям представленных в ГОСТ 12.3.003–75 ССБТ "Работы электросварочные. Общие требования безопасности" [43].

- Чтобы предупредить возгорание от удара молнии все буровые установки оснащаются молниезащитой, которая должна соответствовать РД 34.21.122– 87 "Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений" [38].

## **5.5 Экологическая безопасность**

Охрана окружающей среды является неотъемлемо важным процессом особенно в процессе строительства скважины. В данном разделе рассмотрим, как технологические процессы, происходящие в циркуляционной системе буровой установки, могут отрицательно влиять на экологическую обстановку окружающей среды и представлен ряд мероприятий по их недопущению.

### **5.5.1 Влияние на атмосферу**

К вредным источникам воздействия на атмосферу относятся: выхлопные газы автотранспортной, строительной и дорожной техник необходимые для транспортировки разрабатываемого объекта на место использования.

Для предотвращения загрязнения атмосферы необходимо использовать только исправную технику с минимальными выхлопами углекислого газа в воздух. Регламентирование охраны атмосферы от загрязнений расписано в ГОСТ 17.2.1. 03–84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения [45].

### **5.5.2 Влияние на атмосферу**

Источниками загрязнения почвы могут быть: отработанный буровой раствор, выбрасываемый в амбар, тампонажные и буферные жидкости; различные масла, дизельное топливо, нефть. Также следует отметить, что при строительстве скважины может происходить разрушение плодородного слоя почвы. Для сохранения качества почвы необходимо:

- Сократить до минимума попадание различных масел, дизельного топлива и нефти на землю. Для этого необходимо производить их транспортировку только в герметичных металлических емкостях.
- После сооружения всех скважин на кустовой площадке необходимо разровнять кустовое основание, закопать шламовые амбары, произвести рекультивацию поверхностного слоя почвы.
- Необходимо исключить открытое фонтанирование для этого на устье должно устанавливаться противовыбросовое оборудование.

Регламентирование охраны почвы расписано в ГОСТ 17.4.3.04–85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения [44].

### **5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определённой территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, распространения заболевания, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

В процессе строительства скважины могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

- газонефтеводопроявления;
- пожары;
- взрывы;

- открытые фонтаны;
- отрыв инструмента в скважине;
- обрыв талевого каната.

Рассмотрим на примере один из выше перечисленных видов чрезвычайной ситуации на буровой установке, а также мероприятия по его недопущению.

Талевая система буровых установок предназначена для преобразования вращательного движения барабана лебедки в поступательное (вертикальное) перемещение крюка и уменьшения нагрузки на ветви каната. Через канатные шкивы кронблока и талевого блока в определенном порядке пропускается стальной талевый канат, один конец которого крепится неподвижно, другой конец, называемый ходовым (ведущим), крепится к барабану лебедки. Талевая система выполняет спуск и подъем бурильных труб, колонны бурильных труб, обсадных труб в скважину, при этом удерживая ее на весу во время наращивания колонны или бурения, могут происходить разрывы талевых канатов. Что приводит к нарушению технологического процесса, к большим материальным ущербам, а также к травмированию рабочего персонала [46]. Основные причины обрыва талевых канатов являются:

- износ;
- неправильная намотка каната;

превышению допустимой нагрузки на канат

За намоткой каната на лебедку, следит и отвечает главный бурильщик, в случае неправильной намотки необходимо остановить спускоподъемные работы, освободить верхний привод от бурильной колонны и произвести обратную размотку, а затем намотку каната.

Превышение допустимых нагрузок на канат, происходит путем использования дополнительного оборудования, в нашем случае таковым будут, утяжеленные бурильные трубы и система верхнего привода, для того то бы избежать превышений допустимых нагрузок необходимо производить перерасчет с учетом параметров, с учетом дополнительного оборудования и

произвести замену талевого каната с необходимой допустимой нагрузкой, а также своевременно производить перетяжку талевого каната [47].

## **Заключение**

В ходе данной выпускной квалификационной работе рассматривались основные классификации буровых установок их состав и комплектность. Были проведены исследование в инновации буровых установок, показаны современные методы монтажа и перевозки буровых установок. Рассмотрено цифровое бурение, с применением современных датчиков потоков данных, которые необходимы для внесения поправок в траекторию скважины с помощью искусственного интеллекта. Разобрана цифровая перспектива, которая включает в себя новинки цифрового оборудования, такие как: автоматизированные приемные мостки, системы спуска обсадных колонн, автоматизированный буровой ключ, механизм захвата бурильных свеч. Проведен анализ системы SWOT, составлен график научного исследование. Рассчитаны капитальные затраты на закупку оборудования, рассчитана амортизация, дана оценка экономического эффекта. Проанализирована производственная безопасность в результате выявлены вредные и опасные факторы влияющие на окружающую среду.

## Список использованных источников

1. И.Я. Раков. Учебное Пособие «Техника бурения нефтяных и газовых скважин» г. Новочеркасск, 2006
2. В.И. Зварыгин. Учебное издание «Буровые станки и бурение скважин» Красноярск СФУ 2019
3. Буровое оборудование: учебное пособие / В.Г. Крец, Л.А. Саруев, В.Г. Лукьянов, А.В. Шадрина, В.А. Шмурыгин, А.Л. Саруев; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2011. – 121 с.
4. Сулейманов А.Б., Карапетов К.А., Яшин А.С. Техника и технология капитального ремонта скважин. – М: Недра, 1989. – 480с
5. Бухаленко Е.И., Бухаленко В.Е. Оборудование и инструмент для ремонта скважин. – М: Недра, 1991. – 336 с.
6. Кагарманов И.И., Дмитриев А.Ю. Ремонт нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие. –Томск: STT, 2007. – 324 с.
7. Tom Snackelford. Manager. Drilling Services. Global – San – taFe Corporation, Houston, Texas.
8. Н. О. Birmingham 111, Operations Manager, Deep water. GlobalSantaFe Corporation, Houston.
9. Aimee M. Dobbs. Multimedia Manager. Challenger Minerals Inc., Houston.
10. Allan R. Beckering, Consultant. GlobalSantaFe Corporation, Houston.
11. Minerals Management Service, U.S. Department of the Interior ([www.mms.gov](http://www.mms.gov)).
12. American Petroleum Institute, Energy Professional ([www.api.org](http://www.api.org)).
13. International Association of Drilling Contractors ([www.iadc.org](http://www.iadc.org)).
14. World Petroleum Congress ([www.world-petroleum.org](http://www.world-petroleum.org)).
15. The Technology of Offshore Drilling, Completion, and Production, ETA Offshore Seminars Inc. PennWell. P.10, 190, 191, 206. Tulsa, 1976.

16. Well Control Manual, Louisiana State University. P. 12 – 3 Baton Rouge, 19XX (sic).
17. Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Operations. 3rd Edition, American Petroleum Institute Recommended Practice 53.
18. Самохвалов М.А. Монтаж и эксплуатация бурового оборудования: учебное пособие / М.А. Самохвалов; Томский политехнический университет. – Томск: Изд – во Томского политехнического университета, 2011. – 312 с.
19. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: учебник. – М.: Недра, 1988. – 501 с.
20. Денисов П.Г. Сооружение буровых: учебник. – М.: Недра, 1989.
21. Ильский А.Л., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы: учебник. – М.: Недра, 1989. – 396 с.
22. Макаев Р.Р. Модернизация буровых установок для бурения на нефть и газ. – ТИУ 2016. – 34 с
23. Булычев С.Ф. Модернизация бурового оборудования. – РГУ 2020. 368 – 372 сс.
24. Эпштейн В.Е., Спектор С.Я., Порожский К.П. Новые технологии и основные пути совершенствования действующих буровых установок. – УГГУ 2011. – 30 с.
25. Сотникова Е.А., Иванова О.А., Родькина А.В. Перспективные буровые установки для освоения шельфа морей России. – СГУ 2020. 2017 – 137 с.
26. Буровое оборудование: Справочник, Т.1. / В.Ф. Абубакивов, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых и др. – М: Недра, 2003. – 494 с.
27. Мищенко В., Добик А. Мобильные циркуляционные системы для капитального ремонта скважин // Бурение и нефть. – 2005. - №5. – с. 26- 27.
28. Игаев А.А. Автоматизация спускоподъемных операций в бурении скважин на нефть и газ. // Статья в сборнике трудов конференции. 2017. – 78 с.

29. Михеев Н. Технология очистки буровых растворов с использованием центробежного полнопоточного фильтра // Бурение и нефть. – 2005. - №3. – с.34.
30. Системы верхнего привода SLC-JH <https://slc-jh.ru/ru/production/svp.html>
31. «Специализированный журнал» <https://burneft.ru/archive/issues/2016-04/4>
32. Graves, Stephen E., Ph.D., “Industrial Use of Touch Screens vs. Other Pointing Devices,” Research Note MDT98.76 by Martin Decker Totco.
33. Zinkgraf, H.L., Porche, M.N. and O’Brien, D.M., “Smooth Block Control: Automation of Traveling Block Positioning Using Existing Drilling Equipment,” IADC/SPE 27514, 1994.
34. Gaddy, Dean E., “Autodriller, Cylindrical Mud Tanks, Generate Breakthrough Developments in Drilling Technologies,” Oil and Gas Journal, December 14, 1998.
35. The terms Electronic Driller™, V-ICISTM, V-ICIS SETM and RigSense™ are registered trademarks by Varco, Inc. Net Meeting™ is a registered trademark of Microsoft Corp.
36. Vargas, C., Rueda, F., Koederitz, W.L., Hottle, G., Storey, G., “Land Rig Automation - Field results from Tartagal, Argentina and South Texas of an Electronic, Automated Drilling System,” IADC/SPE 69518, 2001
37. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197–ФЗ (ред. от 24.04.2020). Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
38. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
39. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
40. ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений

прикосновения и токов

41. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

42. ГОСТ 12.3.003–75 ССБТ Работы электросварочные. Общие требования безопасности

43. РД 34.21.122– 87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений

44. ГОСТ 17.2.1. 03–84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения

45. ГОСТ 17.4.3.04–85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения

46. ГОСТ 12.0.004-2015. Система стандартов безопасности. Организация обучения безопасности труда. Общие Положения.

47. Федеральные Нормы и Правила в области промышленной безопасности «Правила Безопасности в Нефтяной и Газовой Промышленности».

48. СН 462-74 Нормы отвода земель для сооружения геологоразведочных скважин.

49. ФЕР 01-02-099-01 Валка деревьев мягких пород с корня, диаметр стволов: до 16 см.

50. ФЕР 01-02-100-01 Трелевка древесины на расстояние до 300 м тракторами мощностью: 59 кВт (80 л.с.), диаметр стволов до 20 см.

51. СНиП IV-5-82 Сборник 49. Скважины на нефть и газ. Часть I и II.

52. ГЭСН 04-01-005-04. URL: [https://www.defsmeta.com/rgsn/gsn\\_04/giesn-04-01-005-04.php](https://www.defsmeta.com/rgsn/gsn_04/giesn-04-01-005-04.php) (дата обращения: 03.05.2022).

53. ГЭСН 04-02-001-12. URL: [https://www.defsmeta.com/rgsn14/gsn\\_04/giesn-04-02-001-12.php](https://www.defsmeta.com/rgsn14/gsn_04/giesn-04-02-001-12.php) (дата обращения: 03.05.2022).

54. Индексы изменения сметной стоимости строительно-монтажных работ, индексы изменения сметной стоимости проектных и изыскательных работ для строительства [Электронный ресурс]. URL: [http://www.consultant.ru/document/cons\\_doc\\_LAW\\_39473/](http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_39473/) (дата обращения: 02.05.2022).

**Приложение В**  
(справочное)

**Modern trends in the modernization of drilling rigs**

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ02	Ханахмедов Натик Бахтияр-оглы		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент отделения нефтегазового дела	Ковалев Артем Владимирович	к.т.н.		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор отделения иностранных языков	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

## **Introduction**

The main part of the activity of an oil and gas producing enterprise is the correct understanding of what the design of a drilling rig is and how their composition and completeness are involved in the business process. The main drilling rigs involved in the production process are not fully consumed, but transfer their cost to the final product produced by the enterprises. Sooner or later, there will come a time when updates of the main and its components will be required in place of the former drilling rig due to physical wear and tear.

Over time, the equipment ages and becomes unusable, thereby creating great economic difficulties that affect the investment attractiveness and competitiveness of the company. Completely worn-out fixed assets cannot be restored, therefore such equipment wear is called non-removable. In other cases, the physical deterioration of the equipment can be completely or partially corrected by upgrading it.

In the oil and gas industry, the key role is played by the most capital-intensive process - well drilling. Currently, there is a need for the development and improvement of equipment and technology for the construction of drilling rigs. The profit growth of oil and gas companies directly depends on the introduction of new innovative technologies that optimize the entire drilling process, from drilling rigs to downhole telemetry systems. The use of new technologies makes it possible to shorten the drilling time and increase the profit of the enterprise [34].

## **1. General information about drilling rigs**

Drilling rigs are designed for drilling production and deep exploration wells in a rotating way. Rotary drilling technology includes the following basic operations::

1. rotation and longitudinal feeding of the rock-breaking tool as the well deepens;
2. well flushing and removal of the destroyed rock to the surface;
3. augmentation of the drill string as the well deepens;
4. lifting and lowering of the drill string into the well to change the rock-breaking tool and downhole motor;
5. preparation, processing and cleaning of the washing solution;
6. lowering of casing strings for securing the well.

To perform these operations and emergency operations, machines, mechanisms and equipment of various functional purposes are required. A set of machines, mechanisms, and equipment required for drilling that are not connected to each other at the enterprise that produced them, but have interrelated working functions and technical parameters, is called a drilling complex.

A drilling rig is a complex of drilling machines, mechanisms and equipment mounted on the drilling point and providing independent execution of technological operations with the help of drilling tools. Modern drilling rigs are divided into the following components:

1. drilling equipment (hoisting mechanism, pumps, winch, swivel, rotor, drive, fuel and oil pump, diesel-electric stations, pneumatic system);
2. drilling structures (derrick, foundations, collapsible frame and panel shelters);
7. equipment for mechanizing labor-intensive operations (bit feed control, mechanisms for automating downhill operations, pneumatic wedge gripper for pipes, automatic drilling wrench, auxiliary winch, pneumatic release device, cranes for repair work, drilling process control panel, control posts);

8. equipment for preparation, cleaning and regeneration of washing solution (preparation unit, vibrating screens, sand and clay separators, retaining pumps, containers for chemical reagents, water and washing solution);
9. manifold (block-type injection line, throttle-off devices, drilling sleeve);
10. devices for heating drilling rig blocks (heat generators, heating radiators and communications for heat carrier wiring).

### **Stationary installations**

Stationary drilling rigs (Fig. 1) are equipped with a mast tower with an open front face, as well as various types of shelters – solid (three-layer panels) or soft ones on metal frames. The units can be used in the construction of various types of wells of any complexity. Depending on the customer's requirements, drilling rigs are equipped with a circulation system with a volume of 180 to 500 m<sup>3</sup> and various sets of auxiliary and cleaning equipment [1].



Figure 1–Stationary drilling rig

### **1.1.3 Cattle installations**

Well overhaul (KRS)—a set of works related to the restoration of the operability of casing strings, cement ring, bottom-hole zone, installation and extraction of underground equipment, elimination of accidents, complications and conservation, and liquidation of wells, as well as works requiring preliminary silencing of productive formations (for gas wells), installation of blowout protection

equipment.

The following lifting units are most widely used in the industrial areas of Russia: AR-32, APRS-40, A-50, A60\80, as well as 100-ton imported units "Kremko" i "Cardwell". Lifting installations are equipped with a hook block lifting limiter, a sound and light signaling system for tower installation, control and measuring devices for engine and pneumatic system operation, as well as other locking systems that ensure the safety of work when installing the installation near the well and launching and lifting operations [2].

#### **1.1.4 Offshore installations**

One of the most outstanding technological achievements of our time is the ability to explore and extract commercial quantities of oil and gas at sea, often far from shore and in extremely difficult conditions. Although the development of offshore fields has been going on for more than half a century, only recent advances in seismic exploration, drilling and production technology have allowed the development of deeper areas of the sea to begin. What was a great depth a few years ago-about 650 pounds-is no longer considered anything special, and the very definition of "great depth" has extended to destinations up to 3,000 feet or more. Thanks to technological innovations, the maritime provinces have become responsible for about 25-30-% of all oil and gas produced in the United States, they contain about 30% of all oil and gas produced in the United States, and they contain about 30% of estimated undiscovered reserves.

The basic principles of onshore drilling also apply to offshore drilling. The fundamental difference is that offshore drilling and equipment placement require a solid, self-contained foundation – an offshore platform. Mechanical and technological differences, especially regarding well management and platform positioning, are explained by the fact that communication with the well is carried out through the water column and thousands of feet. In many cases, onshore drilling technology is applicable to offshore operations if bottom-supported platforms are used, but the widespread use of floating bases has required the development of new

technology that is suitable for marine conditions.

When operations are carried out far from the coast, in harsh conditions hundreds of miles from land, well design, supply and production operations are associated with additional risks, costs and responsibilities [3–10].

### *Floating drilling bases*

In marine exploration, mainly used bases, which can be divided into two types – based on the bottom and floating. The main factor in choosing the type of foundation is the depth [11].

Bottom-supported bases include self-lifting bases, submerged bases, and drilling barges. Self-lifting drill bases (Figure 2) are used when drilling at a depth of approximately 400 pounds



Figure 2 – Self-lifting drilling base

They are usually towed to the drilling point, and heavy equipment is needed to secure the base legs in the sea floor. A set of drilling equipment on such a base can be raised or lowered, therefore, it can be used at different depths and under

different conditions of the seabed soil. In the case of production drilling, such bases can be used together with production platforms. Thus, self-lifting bases are mobile platforms supported on the bottom, suitable for drilling at relatively shallow depths. Drilling cost-effective option, but their applications are limited by the depth and environmental conditions.

Submersible bases are also only suitable for shallow depths of 80 feet or less. They have two hulls – the upper one with living quarters and a drilling rig, and the lower one filled with air, which provides buoyancy. The base is towed to the drilling point, where the air in the lower casing is displaced by water and the unit is submerged on the sea floor.

The two main types of floating drilling bases that are suitable for shallow, deep and ultra – deep drilling are drilling vessels and semi-submersible bases.

A drilling vessel (Figure 3) is a large marine vessel with a set of drilling equipment and a tower of considerable size located in the middle of the working deck.



Figure 3 – Drilling vessel

In the hull of a drilling vessel there is a drill shaft-an opening through which

the drill string descends through the water column and the sea floor to the required depth. Some drilling vessels are designed for sea depths of more than 10,000 feet. They are held in place by sophisticated anchorage and/or dynamic positioning systems. The operation of the dynamic positioning system is based on the operation of electric propellers, or rotary propellers located in the lower part of the ship's hull and ensuring its movement in any direction. The thrusters are controlled by the ship's computer system, which is based on satellite technology, and sensors located on the base plate for drilling at the bottom of the sea. This ensures that the vessel is positioned directly above the point of the embedded well.

Semi-submersible installations (Fig. 4) are the most common type of floating drilling bases. They can be used at depths of up to 10,000 feet and generally provide greater stability than drilling vessels. Since most of the base is submerged under water, the impact of waves can be minimized. The mounting system of these rigs is based on dynamic positioning and/or the use of huge anchors weighing more than 15 tons. In stormy weather, stability is ensured by reallocation of ballast.

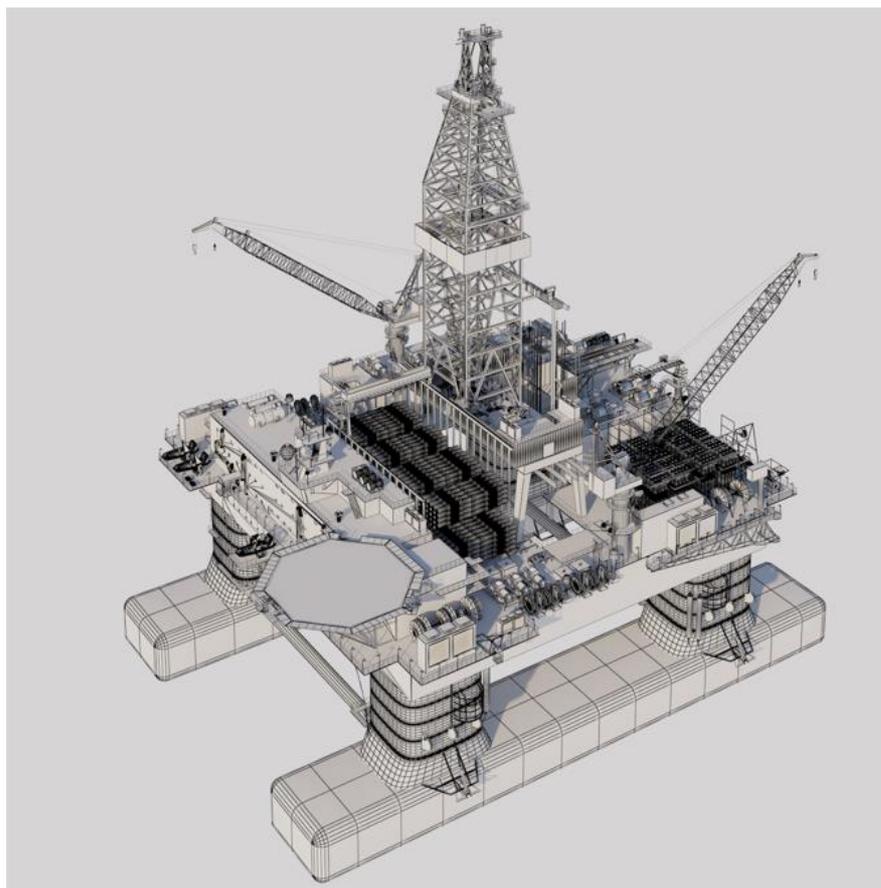


Figure 4 – Semi-submersible drilling rig

When choosing a drilling point in the sea, first of all, they are guided by the probability of the presence of oil and gas layers, depth, the scheme of sea routes, the stability of the base (when using drilling bases resting on the bottom), as well as the presence of near-surface gas. Although stability information is usually provided by seismic surveys and core analysis, seismic exploration can show the presence of deposits of potentially dangerous near-surface gas [10– 11].

### **3.5.2 Ice-free drilling rigs**

The appearance of a new type of drilling masts is associated with the introduction of a new type of mechanisms to ensure the reciprocating movements of the drilling projectile. We are talking about devices that allow you to completely replace such an important element as a drilling winch on modern drilling rigs.

One of the main types of gearless devices are rack-and-pinion mechanisms. Unlike winches, rack-and-pinion mechanisms allow you to create a load not only when lifting, but also when lowering tools or pipes into the well ("power descent"). This feature makes it easier to perform operations when drilling a well and when lowering tools or casing pipes into the well. It becomes possible to quickly control the tool load not by controlling the tension of the hoisting rope, but by direct transmission and load on the drill string [13].

### **3.6 Risk reduction method for modern drilling rig management systems**

An advanced rig management system provided to a major international «land drilling» contractor simplifies the ergonomic tasks that a driller would normally perform. The system uses a joystick control from a specially designed console with touch-sensitive displays that exclude the usual панели управления SCR and draw works control panels. Signals are routed through industrial computers and robust programmable logic controllers (PLCs) to integrate data and control to facilitate proper drilling rig operation. The electronic automatic driller is used to optimize the payouts of the drill line with four selectable limits selected by the driller and/or drilling engineer.

Software maintenance can be performed from a remote command center by

telephone or satellite communication. The programcode of the PLC and the user interface can be controlled and modified if necessary. By using a data logger that records andtransmits parameters to the PLC, system designers can make sure that the driller is using the system as intended.

While this remote connection provides high system reliability, it can increase operational risk, if proper procedures are not followed. Specific examples are given when the software on a working installation was modified from a remote site [14].

The latest advances in rig management systems are now available for onshore drilling rigs and upgraded rigs. Using complex information and control methods, systems have been developed that simplify the presentation of data to the driller.

These systems offermany desirable attributes, such as touch-screen control and "Activity-based management". The use of touch screens allows the driller or driller's assistant to easily tap an on-screen button conveniently located near their field of view to operate new robotic machines on the drilling floor. "Activity-based management" uses a technique of displaying only the information needed for a specific task, and the display changes automatically when the task changes (fig. 5)

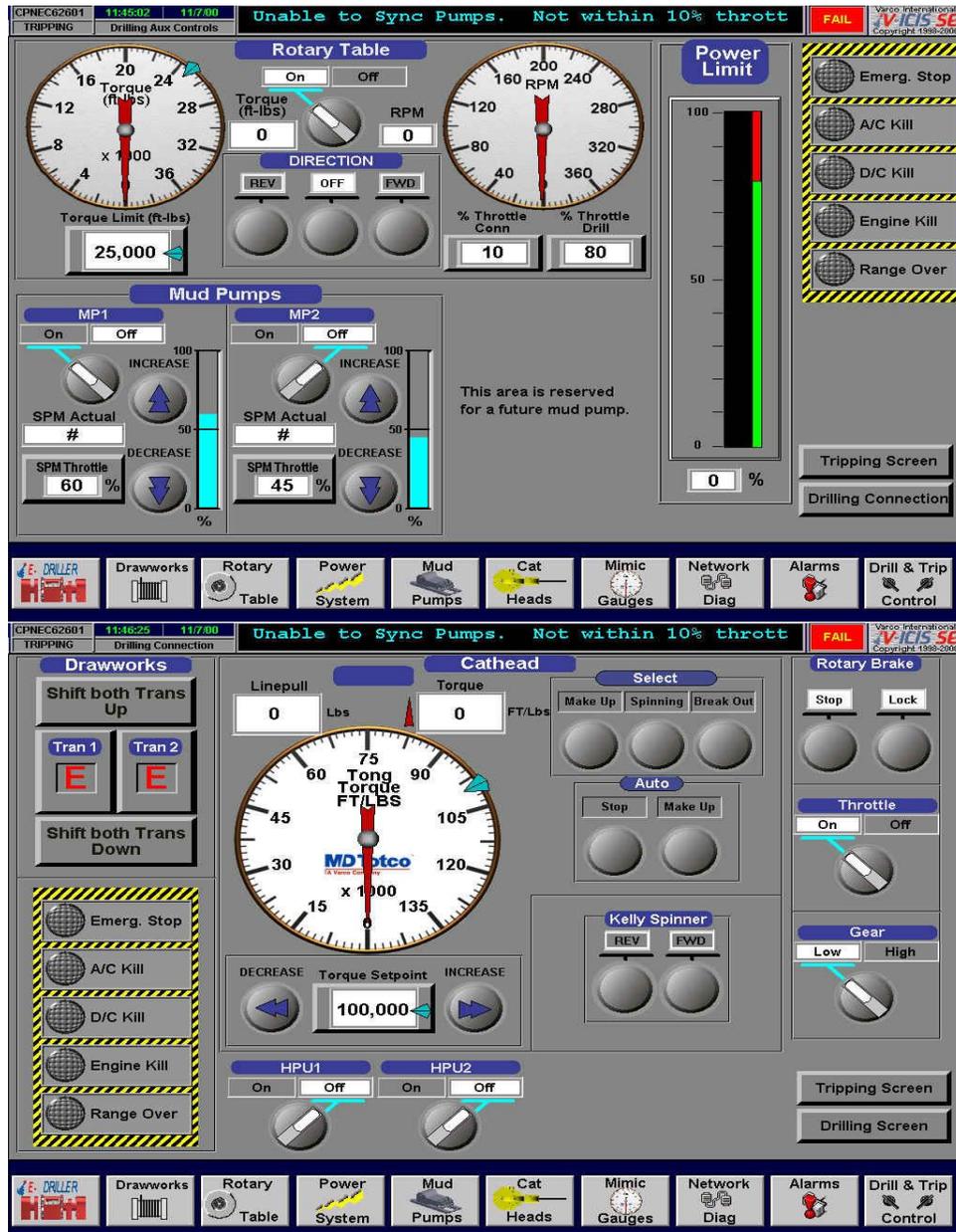


Figure 5 – Activity-based control screens (drilling and shutting down)

The workplace is designed with comfort and functionality in mind. The positioning of the touch displays was analyzed in such a way as to ensure maximum visibility of the drilling floor and door, while remaining within the operator's peripheral vision. To reduce operator fatigue, minimal arm extension is required to reach the panels and discrete controls. The conventional brake handle has been replaced with a single joystick that controls the lifting mechanisms as simply as an air tug: pull back to lift and push forward to lower. For emergency shutdown, there are

several discrete buttons, as well as a range adjustment of the electronic automatic driller. Touch screens replace the myriad monitoring devices and sensors used on today's conventional drilling rigs, but the hydraulic weight indicator provides the usual reading of hook loading and bit weight (fig. 6 and 7) [15].

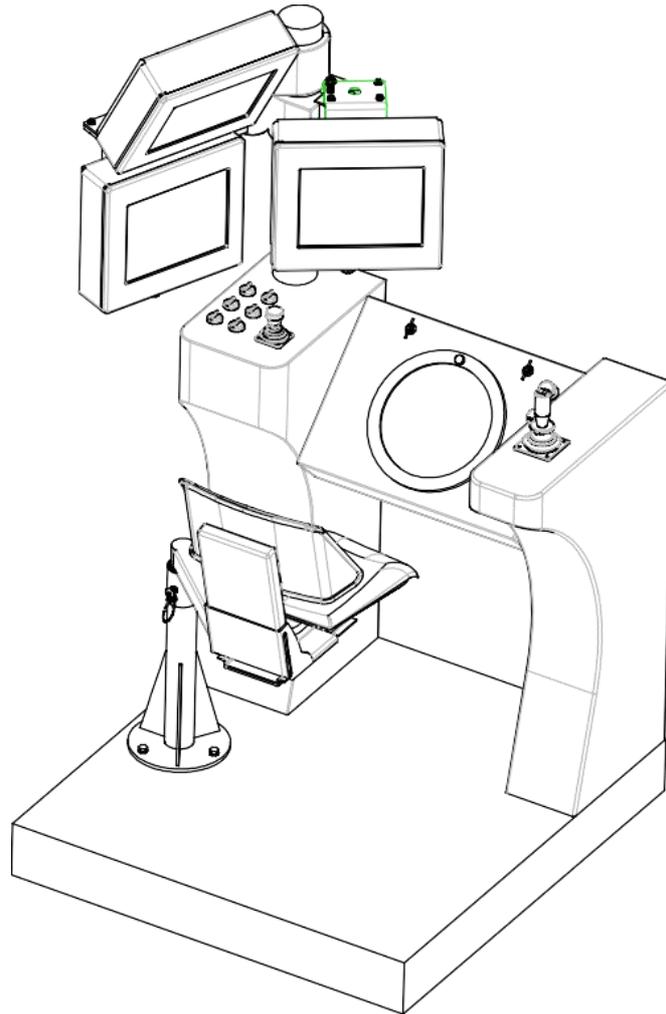


Figure 6 – Contour drawing of the driller's workplace

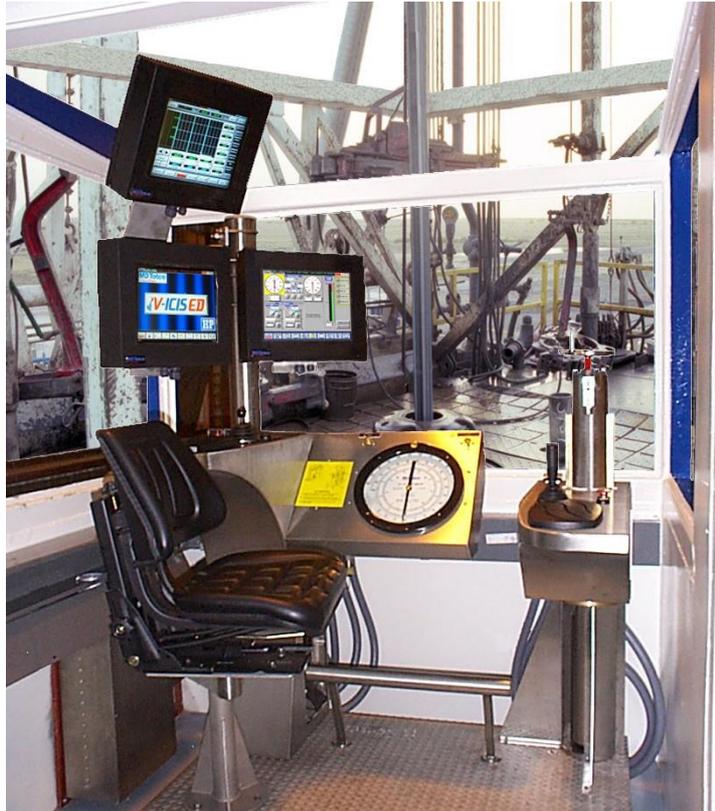


Figure 7 – Photo of the driller's workplace

Touch-screen monitors are controlled by industrial rack computers located in a secure area, and additional client servers can be provided in a trailer or room for remote monitoring of displays and alarms at the customer's request. [33].