

**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 622.24.05–048.35

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Денисюк Владислав Дмитриевич		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк В.Б.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин А.И.	д.т.н		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

## 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
2БМ92	Денисюку Владиславу Дмитриевичу

Тема работы:

Современные тенденции модернизации буровых установок

Утверждена приказом директора (дата, номер)

17.03.2021, № 76–64/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>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Изучение общих сведений о буровых установках;</li> <li>2. Анализ состава и комплектности буровых установок отечественных и зарубежных производителей;</li> <li>3. Изучение и поиск инноваций в производстве буровых установок, а также бурового оборудования;</li> <li>4. Финансовый менеджмент;</li> <li>5. Социальная ответственность;</li> <li>6. Перевод одной из основных частей литературного обзора на английский язык;</li> </ol>

<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	Доцент ОНД, к.э.н., Романюк Вера Борисовна
Социальная ответственность	Профессор Сечин Александр Иванович
Часть на иностранном языке	Гутарева Надежда Юрьевна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:</b>	
Innovation in the production 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 ОНД	Ковалев А.В.	к.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Денисюк Владислав Дмитриевич		

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

Студенту:

<b>Группа</b>		<b>ФИО</b>		
2БМ92		Денисюку Владиславу Дмитриевичу		
<b>Инженерная школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>	
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»	
<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>				
1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих		Стоимость материально-технических, энергетических, финансовых и человеческих ресурсов научного исследования при разработке шароштруйно-эжекторного бурового снаряда		
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов				
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования				
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>				
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения		SWOT-анализ проекта		
2. Планирование и формирование бюджета научно-исследовательских работ		Бюджет научно – технического исследования (НТИ) 1. Расчет материальных затрат научнотехнического исследования 2. Основная заработная плата исполнителей темы 3. Отчисления во внебюджетные фонды 4. Формирование бюджета затрат научноисследовательского проекта		
<b>Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):</b>				
1. Матрица SWOT 2. Календарный график проведения НТИ				
<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>				

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2БМ92	Денисюк Владислав Дмитриевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2БМ92	Денисюку Владиславу Дмитриевичу

<b>Инженерная школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>Нефтегазовое дело</b>
<b>Уровень образования</b>	Магистратура	<b>Направление/специальность</b>	21.04.01 «Нефтегазовое дело»

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, захламливание 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>  3.1. Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования  3.2. Анализ вероятных ЧС, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований  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>  • <i>Пожары</i>  • <i>Открытые фонтаны</i>  <i>Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС</i>  <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>  4.1. Специальные (характерные для рабочей зоны исследователя) правовые нормы трудового законодательства  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
Профессор	Сечин А.И.	Д.Т.Н		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Денисюк Владислав Дмитриевич		

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:	26.06.2021 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
11 февраля 2021	Проведение литературного обзора	20
1 марта 2021	Утверждение методики проведения исследования и обработки данных	5
10 марта 2021	Анализ состава и комплектности буровых установок отечественных и зарубежных производителей, изучение инноваций в сфере производства буровых установок	20
15 апреля 2021	Анализ полученных экспериментальных данных, промежуточная аттестация	40
5 июня 2021	Предварительная защита диссертации	5

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Ковалев А.В.	К.Т.Н.		

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Минаев К.М.	К.Х.Н.		



## Реферат

Магистерская выпускная квалификационная работа содержит 135 страниц, 29 рисунков, 16 таблиц, 3 формулы, 40 литературных источников, 2 приложения.

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 – систематизация направлений модернизаций буровых установок на нефть и газ.

Задачи:

1. Провести литературный обзор по данной тематике;
2. Провести анализ способов модернизаций буровых установок на нефть и газ;
3. Составить реестр направлений модернизаций буровых установок 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.

Основной значимостью является изучение автоматизированной буровой установки НН–300, произведенной компанией Drillmec, на основании которой были разработаны рекомендации в дальнейшем усовершенствовании буровых установок отечественных и зарубежных производителей.

## **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;

**ППБУ** – 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 .....	15
1.1 Классификация буровых установок .....	16
1.1.1 Стационарные установки .....	22
1.1.2 Мобильные установки .....	26
1.1.3 Установки КРС .....	30
1.1.4 Морские установки .....	34
2. Состав и комплектность буровых установок .....	42
2.1 По комплексам буровой установки.....	42
2.1.1 Насосно–циркуляционный комплекс.....	42
2.1.2 Спускоподъемный комплекс .....	43
2.1.3 Буровые вышки .....	44
2.1.4 Силовой привод.....	46
2.1.5 Противовыбросовое оборудование .....	47
2.2 По блокам буровой установки.....	48
2.2.1 Вышко–лебедочный комплекс .....	48
2.2.2 Емкостной блок.....	49
2.2.3 Блок очистки.....	52
2.2.4 Насосный блок .....	55
3. Инновации в производстве буровых установок .....	57
3.1 Современные методы монтажа и перевозки буровых установок .....	57
3.2 Цифровое бурение .....	61
3.2.1 Современные датчики потоков данных.....	62
3.2.2 Искусственный интеллект исправит траекторию.....	63
3.2.3 Пульт оператора–бурильщика точность и бесперебойность .....	65
3.2.4 Цифровая перспектива .....	67
3.3 Новинки оборудования.....	68
3.3.1 Автоматизированные приемные мостки .....	68
3.3.2 Система спуска обсадных колонн .....	70

3.3.3 Автоматизированный гидравлический буровой ключ с программным управлением ГКШ–8000.....	72
3.3.4 Механизм захвата бурильных свечей .....	75
3.3.5 Модернизированные многофункциональные наклонные буровые установки .....	79
3.3.6 Современные системы обогрева буровых установок .....	82
3.4 Автоматизированная буровая установка.....	83
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	90
4.1 SWOT анализ.....	90
4.2 Составление графика проведения научного исследования.....	95
4.3 Капитальные затраты.....	98
4.3.1 Затраты на закупку оборудования.....	98
4.3 Формирование бюджетного фонда .....	99
4.3.1 Расчет амортизации .....	99
4.4 Оценка экономического эффекта .....	99
5. Социальная ответственность. ....	101
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. ....	101
5.2 Производственная безопасность. ....	102
5.3 Анализ выявленных вредных факторов .....	103
5.4 Анализ выявленных опасных факторов .....	105
5.5 Экологическая безопасность .....	107
5.5.1 Влияние на атмосферу.....	107
5.5.2 Влияние на литосферу.....	108
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	108
Заключение .....	111
Список использованных источников.....	113
Приложение А.....	117
Приложение Б.....	135

## **Введение**

В связи с быстрыми темпами роста экономики нашей страны перед работниками нефтяной и газовой промышленности поставлена задача – повышать эффективность бурения и улучшить качество бурения. Данная задача является разносторонней и включает в себя такие аспекты как: увеличение скоростей проходки бурения, сокращение сроков строительства скважины, повышение качества самих буровых работ, инновационные открытия в области бурового оборудования. Один из важнейших факторов повышения качества – внедрение и применение самых новейших и передовых разработок в области бурового оборудования.

Бурение скважин является самой капиталоемкой отраслью нефтегазодобывающей промышленности. В последние годы возникла тенденция к техническому развитию данной отрасли, то есть это развитие и совершенствование техники, разработка и внедрение новой прогрессивной технологии, рациональная организация производства. Стремительный рост ТЭП достигается внедрением новых инновационных технологий, совершенствующих весь процесс бурения начиная от буровых установок, долот, забойных двигателей, ЗТС, применение новых цементных растворов способных удовлетворять условиям бурения и способствующих сокращению сроков бурения и т.п.

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

Цель работы – систематизация направлений модернизаций буровых установок на нефть и газ.

Задачи:

1. Провести литературный обзор по данной тематике;
2. Провести анализ способов модернизаций буровых установок на нефть и газ;
3. Составить реестр направлений модернизаций буровых установок на нефть и газ.

## 1. Общие сведения о буровых установках

Буровая установка или буровая (рис. 1) – комплекс бурового оборудования и сооружений, предназначенных для бурения скважин. Состав узлов буровой установки, их конструкция определяется назначением скважины, условиями и способом бурения.



Рисунок 1 – Буровая установка Ventec HR–5000

Буровые установки применяются:

1. Для бурения неглубоких скважин (до 25 м) и скважин небольшого диаметра (76–219 мм) при сейсморазведке.
2. Для бурения скважин средней глубины (до 600 м) – структурных и поисковых скважин на твердые полезные ископаемые
3. Для бурения глубоких скважин (до 6000 м). Добыча нефти и газа, а также для разведки новых нефтяных и газовых месторождений.

4. Для сверхглубокого бурения скважин (до 15000 м) для добычи нефти и газа, и разработки новых месторождений.
5. Для бурения скважин на воду.
6. При капитальном ремонте нефтегазовых скважин.
7. При испытании скважин на нефть и газ [1].

### 1.1 Классификация буровых установок

Различают несколько типов классификаций нефтяных комплексов, в основе которых определены важные критерии установки (рис. 2; 3).

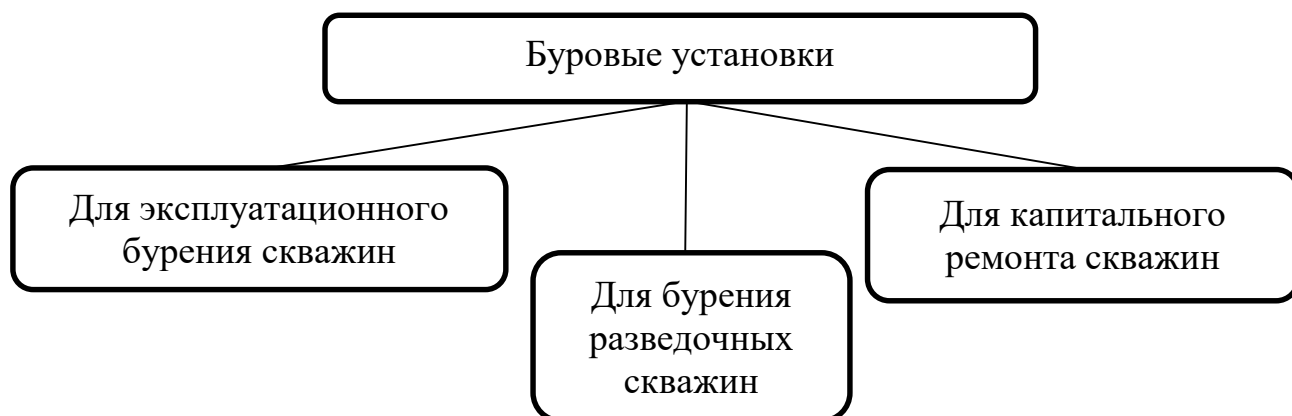


Рисунок 2 – Классификация буровых установок по назначению

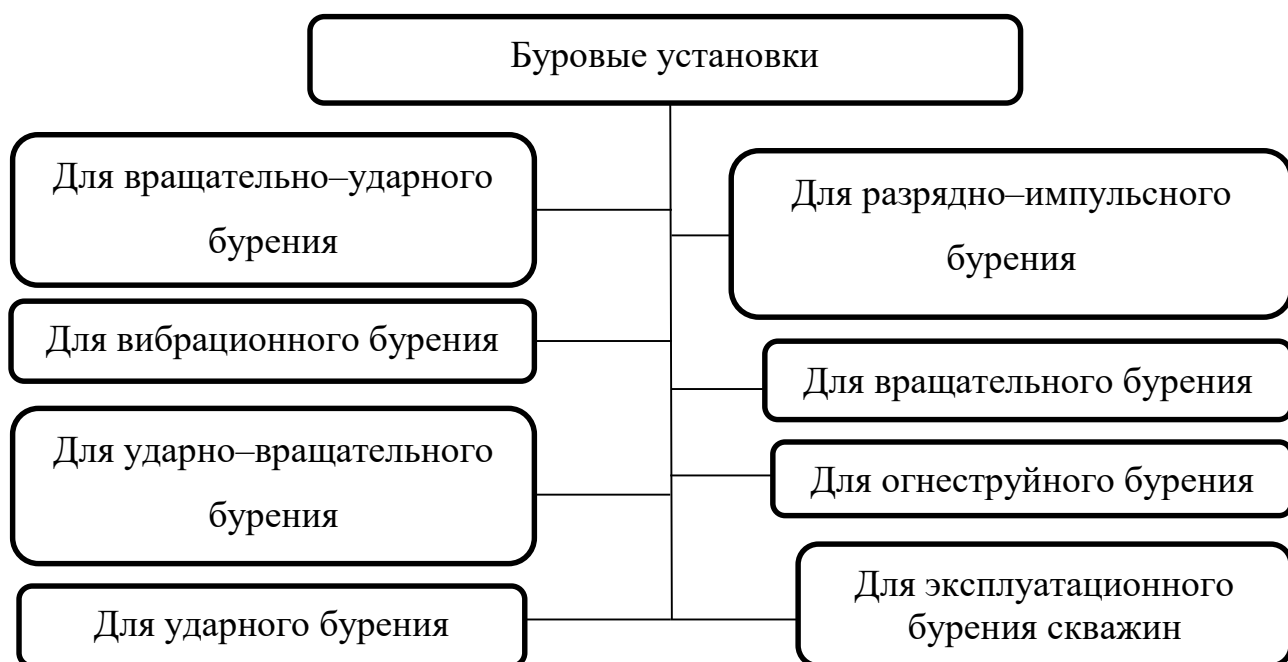


Рисунок 3 – Классификация буровых установок по способу бурения



По конструкционным особенностям буровые установки различаются между собой. Это объясняется тем, что определенный тип установки применяется только для узкого вида работ (рис. 4).

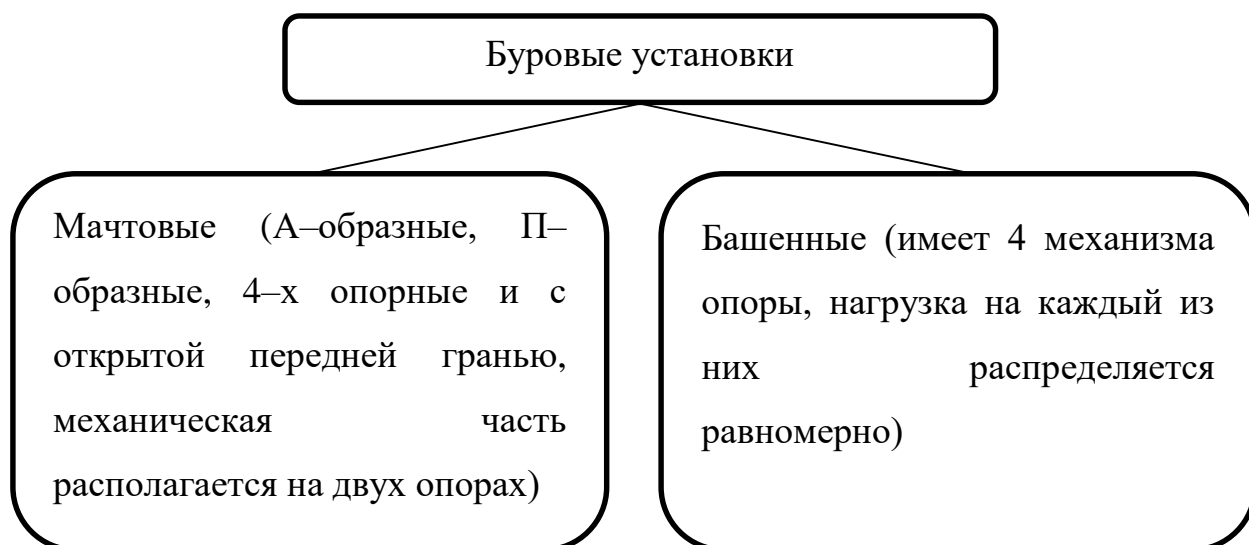


Рисунок 4 – Классификация буровых установок по конструкции оборудования

Как правило, башенные агрегаты отличаются большими размерами, а также высокой производительностью работ [1].

Буровое оборудование имеет различия и по способу перемещения. Эти особенности очень важны для работ на разных типах местности (рис. 5).

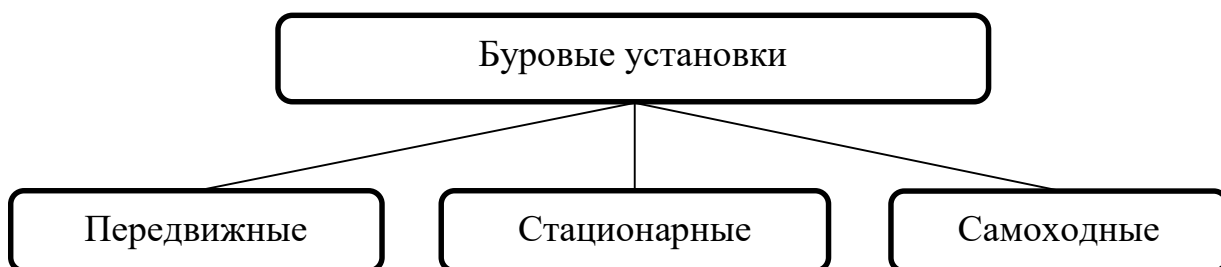


Рисунок 5 – Классификация буровых установок по критерию перемещения

Передвижные нефтяные буровые установки незаменимы при разведывательных мероприятиях, а также изучения состава местности. С помощью них специалисты берут пробы на проведение различных исследований. Стационарные же модели необходимы для добычи материала.

Добыча полезных ископаемых может проводиться на любой местности, независимо от того, твердая это поверхность или водоем (рис. 6).

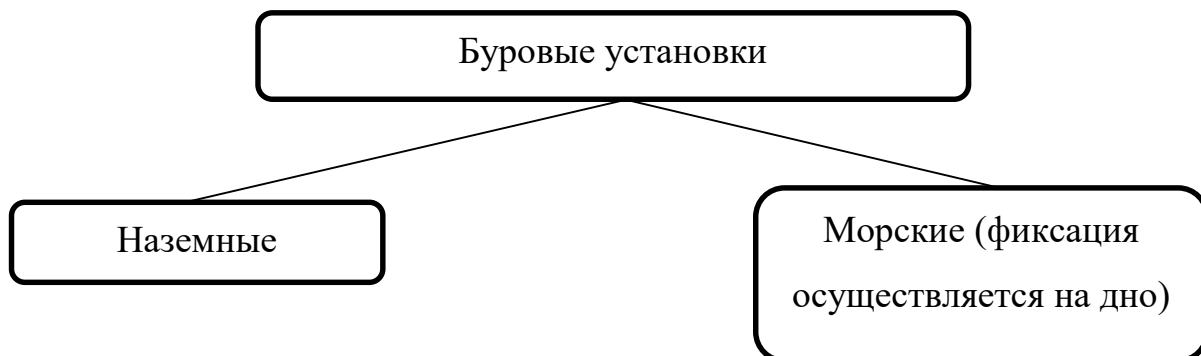


Рисунок 6 – Классификация буровых установок по конструкции оборудования

Нефтяные месторождения могут располагаться в любом месте, к тому же ее количество не зависит от того, находится она на твердой поверхности или в воде. Поэтому машины могут выкачивать нефть при любых условиях.

В таблице 1 представлены классы буровых установок по ГОСТ 16293–89.

Таблица 1 – Классы буровых установок по ГОСТ 16293–89

Наименование параметра	Значение параметра для буровых установок классов											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Допускаемая нагрузка на крюке, кН	800	1000	1250*	1600	2000	2500	3200	4000*	5000*	6300	8000*	10000
Условная глубина бурения, м	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6500	8000	10000	12500	16000
Скорость подъема крюка при расхаживании колонны, м/с	От 0,1 до 0,25											
Скорость подъема крюка без нагрузки, м/с, не менее	1,5									1,3		
Расчетная мощность, развиваемая приводом на входном валу подъемного агрегата, кВт**	От 200 до 240	От 240 до 360	От 300 до 440	От 440 до 550	От 550 до 670	От 670 до 900	От 900 до 1100	От 1100 до 1500	От 1500 до 2200	От 2200 до 3000	От 3000 до 4000	От 4000 до 5000

Продолжение таблицы 1

Диаметр отверстия в столе ротора, мм, не менее	440	520		7000		950		1250	
Расчетная мощность привода, кВт, не более	180		300	370		440	550		750
Мощность бурового насоса, кВт, не менее**	375	<u>475</u> 375***	<u>600</u> 175***	<u>750</u> 600* <sup>5</sup>	950		1180		
Высота основания (отметка пола буровой), м, не менее**	3	5	5,5	6* <sup>4</sup>		8	9	10	11

\* В классах 3, 8, 9 и 11 допускается изготовление буровых установок с допускаемыми нагрузками на крюке соответственно 1400, 4500, 5800 и 9000 кН.

\*\* Не распространяется на морские буровые комплексы.

\*\*\* Для буровых установок на постоянной транспортной базе.

\*<sup>4</sup> В буровых установках 7-го класса, предназначенных для работы в условиях агрессивных сред, – не менее 8 м.

\*<sup>5</sup> Не допускается применять в установках кустового бурения.

Примечания:

1. Условная глубина бурения принята при массе погонного метра бурильной колонны 30 кг, при этом нагрузка на крюке от наибольшей массы бурильной колонны составляет 0,5 допускаемой нагрузки на крюке.

2. Допускается увеличивать нагрузку на крюке от массы бурильной колонны до 0,6 допускаемой нагрузки на крюке; при этом расчетная глубина бурения может отличаться от условной и указываться в технических условиях на конкретную установку.

3. Площадь подсвечников (вместимость магазинов) для буровых свечей должна обеспечивать размещение бурильной колонны длиной не менее  $1,25 L$ , где  $L$  – условная глубина бурения.

### 1.1.1 Стационарные установки

Стационарные буровые установки (рис. 7) 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 [2].



Рисунок 7 – Стационарная буровая установка

Стационарные буровые установки имеют блочно–модульную конструкцию, которая оборудована механическим, гидравлическим и электротехническим оборудованием. 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, а

именно буровая лебедка, ротор и насосы, представляют собой индивидуальные электрические двигатели. Преобразование энергии происходит через тиристорные преобразователи.

Конструктивные особенности:

- модульная компоновка;
- встроенные в модули средства механизации и монтажа;
- электрический частотно–регулируемый привод переменного тока с цифровой системой управления;
- односкоростная 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 2 – Технические характеристики различных стационарных установок

Модель	БУ2000/125	БУ2900/175	БУ2900/200	БУ3900/225	БУ4200/250	БУ4500/270
Предельная нагрузка на крюк, кН	1250	1750	2000	2250	2500	2700
Максимальная глубина, м	2000	2900	2900	3900	4200	4500
Вышка	А–образная секционная.	А–образная секционная. Имеются маршевые лестницы и эвакуатор.	А–образная секционная.	А–образная секционная.	Мачтовая, с открытой передней гранью.	Мачтовая, с открытой передней гранью.
Длина бурильной свечи, м	25	25 или 27	23,8–25	23,8–25	24–27	24–27
Высота вышки	43	41	43	43	43	46
Мощность лебедки, кВт	536	560	560	750	1120	1120
Мощность привода ротора, кВт	160	180	170	630	630	1120
Мощность насоса, кВт	560	600	600	950	1180	1180
Объём циркуляционной системы, м <sup>3</sup>	135	140	140	162	303	303
Уровни очистки	3	3	3	3–4	4	4(5 по требованию )

### 1.1.2 Мобильные установки

Для бурения скважин промышленных масштабов применяются крупногабаритные буровые установки, однако, бывают случаи, когда использование подобных установок не является удобным. Поэтому, существуют также и мобильные буровые установки.

Мобильные буровые установки обладают высокой монтажеспособностью, применяются для бурения наклонных и горизонтальных боковых стволов, а также могут использоваться для бурения разведочных и эксплуатационных скважин.

Что касается зарезки боковых стволов (ЗБС) – это наиболее эффективная технология, которая позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти из пласта (увеличить дебит действующих скважин), и вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими методами.

Мобильные установки классифицируются на два основных типа:

1. Мобильные самоходные буровые установки (рис. 8);
2. Мобильные малогабаритные буровые установки (рис. 9).

В свою очередь, каждый из указанных типов таких установок также имеет свою классификацию согласно определенным техническим характеристикам [3].

Особой популярностью пользуются, конечно же, самоходные установки, поскольку они способны передвигаться одновременно с автомобилем, что обеспечивает легкость управления их местоположением. Сверху на шасси монтируется надстройка, играющая роль бурового аппарата. Конструктивно она из себя представляет следующие узлы:

- силовой агрегат, служащий для создания крутящего момента;
- передающее звено, посредством которого передается энергия от двигателя к сверлу;
- сам буровой механизм, который и осуществляет формирование скважины.

Выработка энергии двигателем представляет собой стандартную схему: вырабатывается кинетическая энергия, которая, передаваясь на определенные механизмы, попадает к буровой коронке, в результате чего коронка приходит в движение. Движение коронки имеет свою определенную частоту. Данная схема имеет два основных преимущества: она простая и надежная одновременно. Благодаря этому уже на протяжении многих лет она остается неизменной. Однако, несмотря на это, присутствует определенное направление, в котором осуществляются работы – это снижение потерь энергии во время ее передачи для того, чтобы увеличить КПД.



Рисунок 8 – Мобильная самоходная буровая установка ZJ30

Мобильные самоходные буровые установки бывают:

- на автомобильном шасси;
- тракторные;
- на гусеничном снегоболотоходе.

Бурение скважин мобильными малогабаритными буровыми установками (рис. 9) осуществляется в труднодоступных местах. Как правило, в основном такие установки применяются для бурения водных скважин, а не для добычи полезных ископаемых. Однако, среди них есть и такие, которые могут применяться для разработки нефтяных месторождений. При чем, существуют моменты, когда гораздо рентабельнее осуществить выкачку нефти именно малогабаритными установками. К таким моментам относятся нефтяные залежи на малых и средних глубинах.

Несомненно, эффективность добычи именно полезных ископаемых существенно выше при использовании стационарных вышек. Но для того, чтобы добыть нефть, например, с небольших глубин, больше затрат времени и финансов уходит на монтаж и демонтаж капитального оборудования, поэтому, более уместно и выгодно будет использовать именно мобильную установку. Тем более, что, не смотря на свою мобильность и небольшие габариты, установка легко справляется с задачей формирования скважин на необходимую глубину, которая зачастую является достаточно большой.

Установка для бурения водных скважин применяется не только в частных хозяйствах, она также пользуется большой популярностью на предприятиях, которые осуществляют добычу минеральной воды [3].



Рисунок 9 – Мобильная малогабаритная буровая установка

Мобильные малогабаритные буровые установки классифицируются следующим образом:

- переносные;
- самоходные;
- автомобильные;
- на прицепе.

Название оборудования говорит само за себя. Если установка мобильная, значит, возможно поменять ее местонахождение за очень короткие сроки без использования дополнительного крупногабаритного оборудования. В связи с этим, мобильные буровые установки самостоятельно не передвигаются, а устанавливаются на колесное шасси, позволяющее перемещать оборудование в любое необходимое место. Сами же габариты малогабаритных установок определяют способ монтажа оборудования – на трактор, автомобиль или специальную тележку. Однако, в случае с тележкой, на которую можно

смонтировать совсем мизерную буровую установку, то ее придется везде таскать за собой вручную или искать какой-то для этого транспорт. В данном случае появляется еще одно неудобство, заключающееся в невозможности поместить оборудование в нужное место работы с первого раза. Необходимо немного потрудиться [4].

### **1.1.3 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.

Для освоения и ремонта скважин используют самоходный агрегат А–50У, смонтированный на шасси автомобиля КрАЗ–257, грузоподъемной силой 500 кН (рис. 10).

Данный агрегат предназначен для:

- разбуривания цементной пробки в трубах диаметром 146 и 168 мм и связанных с этим процессом операций (спуска и подъема бурильных труб, промывки скважин и т.д.);
- спуска и подъема насосно–компрессорных труб;
- установки эксплуатационного оборудования на устье скважин;
- проведения ремонтных работ и работ по ликвидации аварии;
- проведения буровых работ.

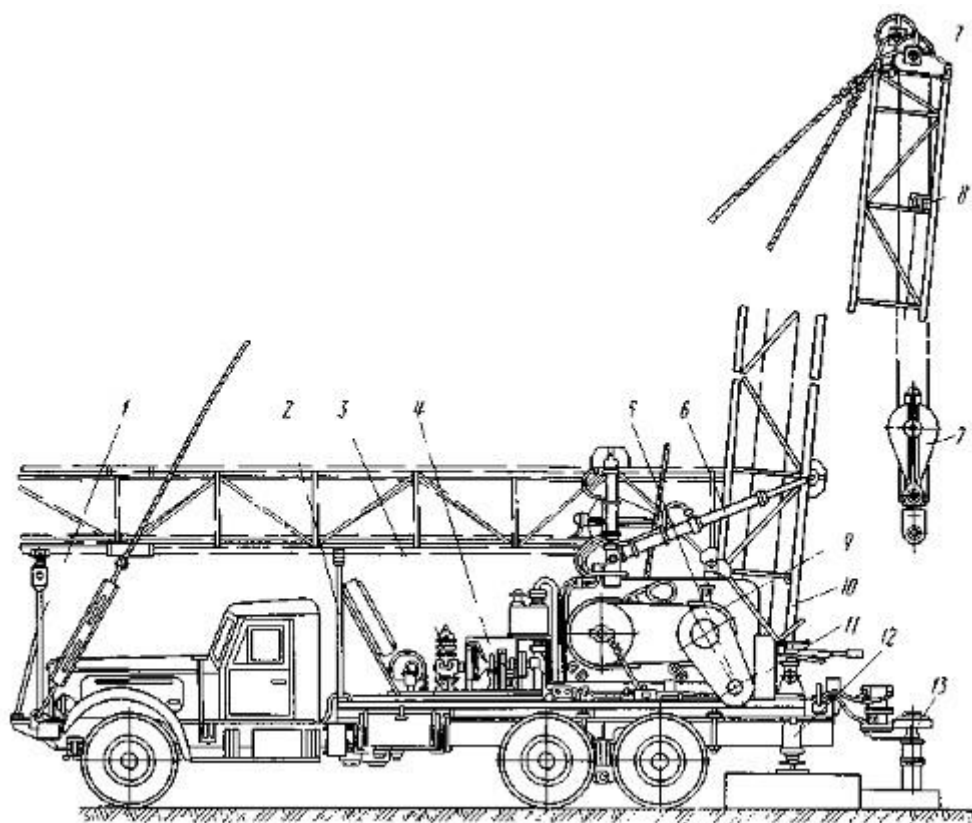


Рисунок 10 – Агрегат А-50У для капитального ремонта скважины:

1 – передняя опора; 2 – промежуточная опора; 3 – компрессор; 4 – трансмиссия;  
 5 – промежуточный вал; 6 – гидродомкрат для подъема вышки; 7 – талевая система; 8 – ограничитель подъема талевого блока; 9 – лебедка; 10 – вышка; 11 – пульт управления; 12 – опорные домкраты; 13 – ротор

Масса всего агрегата 31 т. На агрегате имеется ограничитель подъема крюка, автоматически отключающий лебедку при затаскивании талевого блока. Вышка агрегата – двухсекционная телескопическая, поднимаемая в рабочее положение гидродомкратами и опирающаяся на опорные винтовые домкраты. Верхняя секция вышки выдвигается при помощи талевой системы и фиксируется на механически управляемых упорах. Вышка для работы расчаливается четырьмя оттяжками к якорям, зарытым в землю, и двумя – к передней части автомобиля. Агрегат устанавливается у скважины на специальную бетонированную площадку, как и все передвижные агрегаты, предназначенные для ремонта скважин.

Для спускоподъемных операций с укладкой труб и штанг на мостки при капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, не оборудованных вышечными сооружениями, используют подъемные установки типа АЗИНмаш–37 (рис. 11).

Подъемные установки этого типа подразделяются – на АЗИНмаш–37А, АЗИНмаш–37А1, АЗИНмаш–37Б, смонтированные на базе автомобилей повышенной проходимости КрАЗ–255Б и КрАЗ–260. Подъемные установки АЗИНмаш–37А и АЗИНмаш–37А1 комплектуются автоматами АПР для свинчивания и развинчивания насосно–компрессорных труб и автоматическим ключом типа КШЭ с электроприводом для свинчивания насосных штанг.

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].



Рисунок 11 – Подъемная установка АЗИНмаш–37

Для тартальных работ, для чистки песчаных пробок желонкой, для возбуждения скважин поршневанием (свабированием), производства спуско–подъемных операций при ремонте скважин, необорудованных вышечными сооружениями, и предназначены агрегаты подъёмные АПРС–32 и АПРС–40.



Агрегат является самоходной нефтепромысловой машиной, смонтированной на шасси трехосного автомобиля высокой проходимости УРАЛ4320 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.

Для спуско–подъемных операций в процессе капитального ремонта нефтяных и газовых скважин предназначены подъемные установки типа УПТ (рис. 12). К ним относятся: УПТ–32, УПТ1–50, УПТ1–50Б. Установки самоходные, смонтированные 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. Установки укомплектованы механизмами для свинчивания – развинчивания труб; оснащены устройством противозатаскивания крюкоблока и взрывобезопасной системой освещения рабочей площадки на устье скважины и пути движения крюкоблока.

В отличие от УПТ–32, установки УПТ1–50 и УПТ–50В снабжены узлом привода ротора, а также укомплектованы гидрораскрепителем [4].

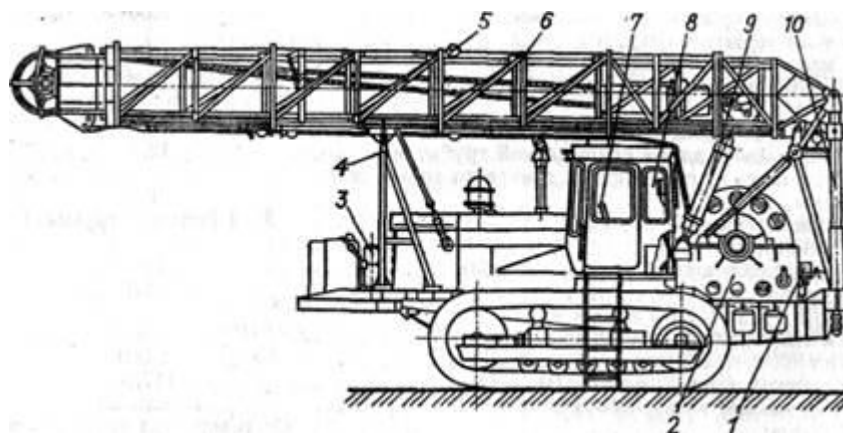


Рисунок 12 – Подъемная установка УПТ1–50:

- 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 вышки

Привод всех механизмов установки осуществляется гидромоторами, для про–ведения вспомогательных работ имеется гидроманипулятор грузоподъемностью 300 кг.

Для разрушения гидратных и парафиновых пробок, закачки в скважину технологических жидкостей, цементирования скважин в призабойной зоне, геофизических исследований используют мобильную установку УПД–5М. Установка представляет собой самоходную нефтепромысловую машину совместно с монтажной базой, включающей в себя барабан с укладчиком для намотки длинномерных труб, механизм подачи трубы в скважину, закрепленную на шасси автомобиля КаАЗ–65101/100, или каком–либо другом типе шасси, по желанию заказчика [4].

#### **1.1.4 Морские установки**

Морское бурение – разновидность буровых работ, выполняемых на акваториях Мирового океана и внутренних морей с целью поиска, разведки и разработки нефти, газа и других полезных ископаемых, а также инженерно–геологических изысканий и научных исследований. Запасы углеводородов на суше представляют лишь малую часть всех запасов, скрытых в недрах земли. Большую часть разведанных запасов составляют запасы, скрытые в акваториях морей и океанов. Поэтому, предположительно еще огромное количество ресурсов предстоит найти. И учитывая актуальность разведки и эксплуатации месторождений углеводородов в наше время, они будут разведаны. Но в данный момент сделать это не позволяет недостаточный уровень развития технологий. Поэтому данная сфера также толкает вперед и все остальные науки в процессе своего развития.

В отличие от бурения на суше функциональная схема бурения морской скважины осложняется наличием толщи воды между устьем скважины и буровой установкой.

Выделяют следующие буровые установки для бурения скважин на акваториях:

- морская стационарная платформа (рис. 13);
- гравитационная морская стационарная платформа (рис. 14);
- самоподъемная буровая установка (рис. 15);
- полупогружная буровая установка (рис. 16);
- буровое судно (рис. 17).

Морская стационарная платформа – это буровое основание, опирающееся на дно акватории и возвышающееся над уровнем моря. Так как по окончании эксплуатации скважины МСП остается на месте сооружения, то схемой бурения морской скважины в отличие от схемы строительства наземной скважины предусмотрено наличие водоотделяющей колонны, изолирующей скважину от толщи воды и соединяющей подводное устье с буровой площадкой морской стационарной платформы. Устьевое оборудование (превенторы, головки обсадных колонн, устройство для отвода промывочной жидкости из скважины в системы очистки) монтируется также на МСП.

Особенности: кустовое бурение; длительная эксплуатация; длительное строительство; невозможность передвижения [5].

Глубины моря: от 10 до 350 м.

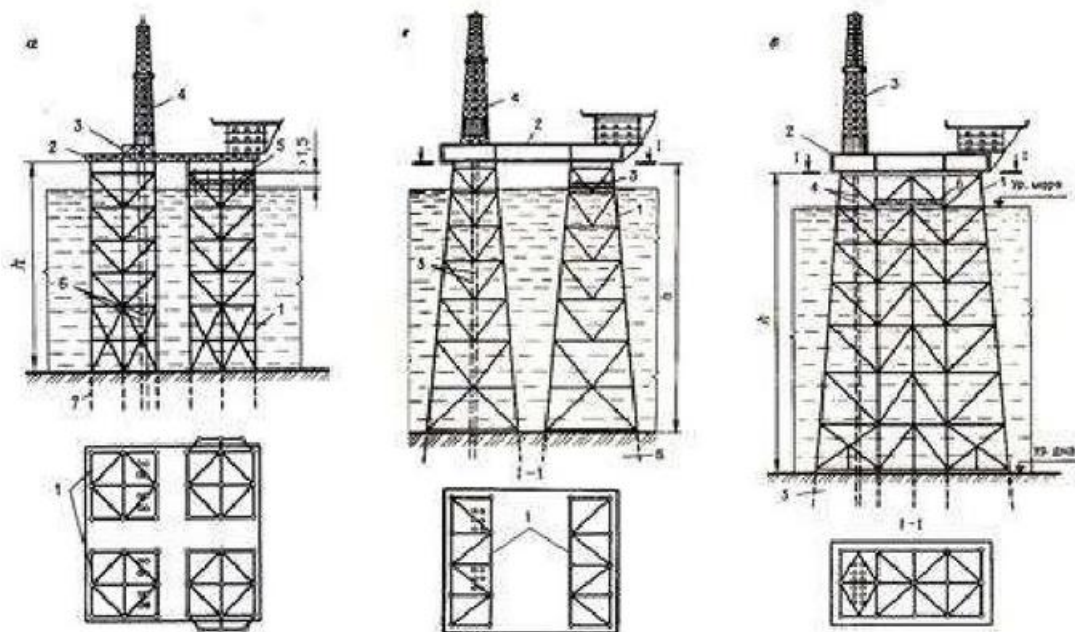


Рисунок 13 – Морские стационарные платформы:

- а – четырехблочная МСП; 1 – опорный блок; 2 – верхнее строение; 3 – подвышенные конструкции; 4 – буровая вышка; 5 – причально – посадочное устройство; 6 – водоотделяющая колонна (обсадная); 7 – свайный фундамент; б – двухблочная МСП; 1 – опорный блок; 2 – верхнее строение; 3 – причально – посадочное устройство; 4 – буровая вышка; 5 – водоотделяющая колонна; 6 – свайный фундамент; в – моноблочная МСП; 1 – опорный блок; 2 – верхнее строение, модули; 3 – буровая вышка; 4 – водоотделяющая колонна; 5 – свайный фундамент; 6 – причально – посадочное устройство

Гравитационная морская стационарная платформа – буровое основание, изготовленное из железобетона и стали. Она строится в глубоководных заливах и затем с помощью буксиров доставляется на точку бурения эксплуатационных и разведочных скважин. ГМСП предназначена не только для бурения скважин, но и для добычи и хранения нефти до отправки ее танкерами к месту переработки. Платформа обладает большим весом, поэтому для удержания ее на точке бурения не требуется дополнительных устройств [5].

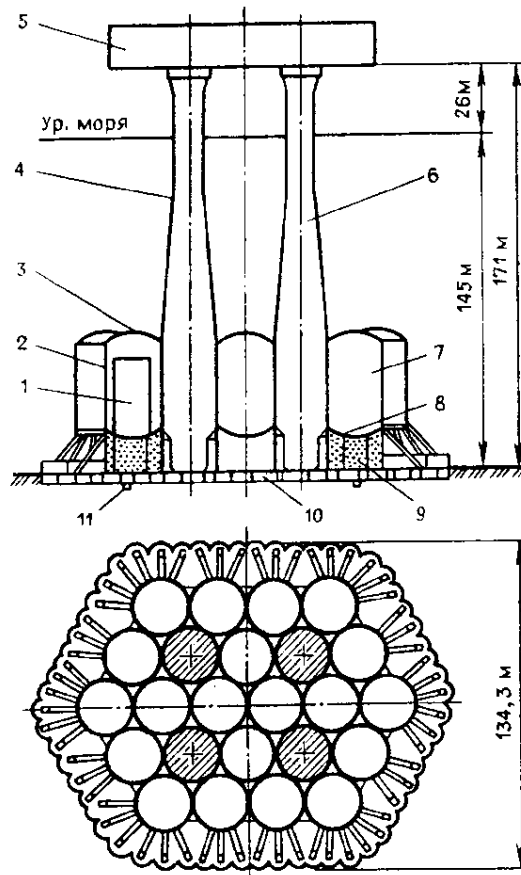


Рисунок 14 – Схема гравитационной морской стационарной платформы:

- 1 – емкость с топливом; 2 – стенки ячейки; 3 – верхняя крышка;  
 4 – опора хозяйственного оборудования; 5 – верхнее строение;  
 6 – буровая опорная колонна; 7 – хранилище нефти; 8 – нижняя крышка;  
 9 – балласт; 10 – стальная юбка; 11 – штифт

После разработки месторождения производится консервация всех скважин, отсоединение установки от устьев скважин, отрыв ее от морского дна и транспортировка на новую точку в пределах данной площади или в другой регион бурения и добычи нефти и газа. В этом заключается преимущество ГМСП перед МСП, которая после разработки месторождения остается в море навсегда.

Самоподъемная плавучая буровая установка обладает достаточным запасом плавучести, что имеет большое значение для ее транспортировки на точку бурения вместе с буровым оборудованием, инструментом и

необходимым запасом расходных материалов. На месте бурения с помощью специальных подъемных механизмов и опор устанавливают СПБУ на морское дно. Корпус установки поднимают над уровнем моря на недостижимую для морских волн высоту. По способу монтажа превенторных устройств и способу соединения буровой площадки с подводным устьем скважины СПБУ аналогична МСП.

Для обеспечения надежности эксплуатации скважины обсадные колонны подвешивают под столом ротора. По завершении бурения и после освоения разведочной скважины устанавливают ликвидационные мосты и все обсадные колонны обрезают ниже уровня дна моря.



Рисунок 15 – Самоподъемная плавучая буровая установка:

1 – понтон; 2 – опорная колонна; 3 – устройство подъема опор; 4 – кран;  
5 – буровая вышка; 6 – консоль подвышечного портала; 7 – стеллажи для хранения труб; 8 – жилой модуль; 9 – вертолетная площадка

Полупогружная плавучая буровая установка – наиболее распространенный тип морских буровых установок, сочетает в себе

преимущества погружных конструкций и способность проводить буровые работы на глубине более 1500 метров.

ППБУ состоит из корпуса, который включает в себя собственно буровую площадку с оборудованием и понтоны, соединенные с площадкой стабилизирующими колоннами. В рабочем положении на точке бурения понтоны заполняются расчетным количеством морской воды и погружаются на расчетную глубину под воду; при этом действие волн на платформу уменьшается. Так как ППБУ подвержена качке, то жесткое соединение ее с подводным устьем скважины с помощью водоотделяющей колонны (райзера) невозможно. Поэтому для предотвращения разрушения связки устье — ППБУ в составе водоотделяющей колонны предусмотрены телескопическое соединение с герметизирующим узлом и герметичные шарнирные соединения ВОК. с плавсредством и подводным устьевым противовыбросовым оборудованием. Герметичность подвижных элементов водоотделяющей колонны должна обеспечивать изоляцию скважины от морской воды и безопасность работ при допустимых условиях эксплуатации.

На точку бурения ППБУ доставляют с помощью буксирных судов и удерживают на ней якорной системой в течение всего периода бурения и испытания скважины. По окончании ее строительства ППБУ снимают с точки бурения и перегоняют на новое место [5].

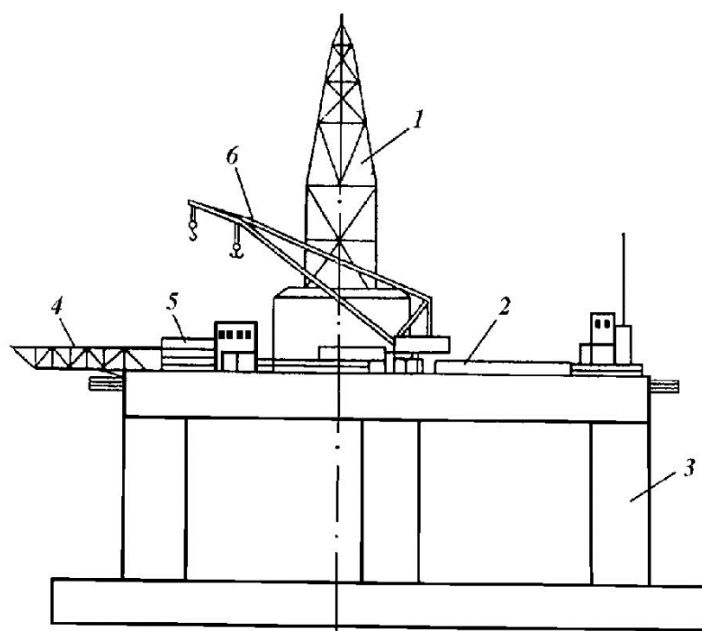


Рисунок 16 – Полупогружная плавучая буровая установка:

- 1 – вышка; 2 – стеллажи для хранения труб; 3 – опорная колонна;  
4 – вертолетная площадка; 5 – жилой модуль; 6 – поворотный кран

Буровые суда – самоходные и поэтому не требуют буксировки на место проведения работ. Они проектируются специально для осуществления бурения скважин на большой глубине, хоть и обладают не такой устойчивостью как полупогружные морские буровые установки.

Состав оборудования включает в себя полный набор, необходимый для крупного океанского судна. С помощью GPS устройств реализуется активное управление буровым судном. Это позволяет проводить буровые операции непосредственно с корабля, но только в тех пределах, где его перемещения не мешают процессу бурения. На нижнем корпусе судна располагаются электрические двигатели, которые обеспечивают движение корабля в любом направлении.

Над точкой бурения судно удерживается с помощью динамической системы позиционирования, которая включает в себя пять подруливающих винтов и два ходовых винта, постоянно находящихся в работе. Благодаря якорной системе, судно, оборудованное производственной, отгрузочной и



хранилищной площадками, может вращаться вокруг вертикальной оси, в результате при воздействии ветра, его влиянию будет подвержена минимальная площадь. Буровая шахта проходит через весь корпус судна, расширяясь к низу; буровые линии уходят от нее в глубину. На палубе располагается силовые установки и техническое оборудование. Нефть, добытая, а затем очищенная, хранится в резервуарах корпуса, впоследствии же ее загружают в челночные грузовые танкеры.

Противовыбросовое подводное оборудование устанавливается на морское дно после постановки БС на точку бурения, оно связано с устьем скважины с помощью водоотделяющей колонны с дивертором, двух шарнирных соединений и телескопического соединения для компенсации вертикальных и горизонтальных перемещений бурового судна в процессе строительства скважины [5].

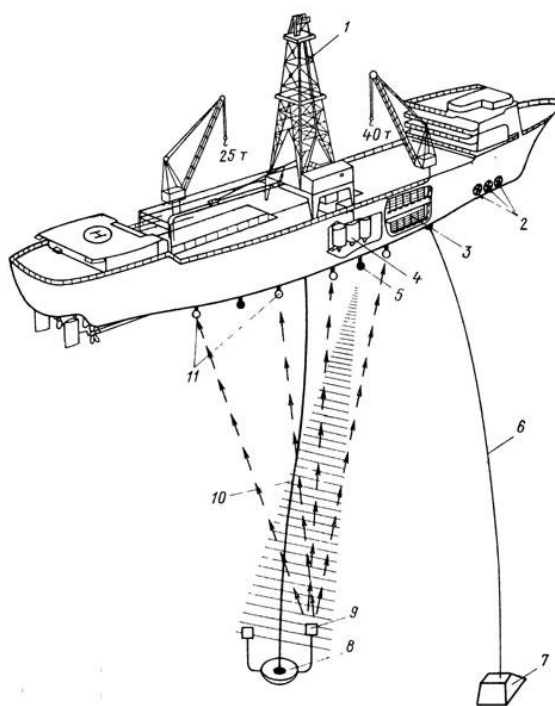


Рисунок 17 – Буровое судно с системой динамического позиционирования:  
 1 – буровая вышка; 2 – носовые подруливающие устройства; 3 – стеллажи для хранения обсадных и бурильных труб; 4 – установка для приготовления бурового раствора; 5 – акустический излучатель; 6 – трос инклиномера; 7 – груз инклиномера; 8 – устьевая воронка; 9 – донный маяк; 10 – бурильная колонна;  
 11 – гидрофоны

## **2. Состав и комплектность буровых установок**

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

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

На рисунке 18 представлена схема циркуляции бурового раствора и примерное распределение потерь напора в отдельных элементах циркуляционной системы скважины. Из резервуаров 13 очищенный и подготовленный раствор поступает в подпорные насосы 14, которые подают его в буровые насосы 1. Последние перекачивают раствор под высоким давлением по нагнетательной линии, через стояк 2, гибкий рукав 3, вертлюг 4, ведущую трубу 5 к устью скважины 6. Часть давления насосов при этом расходуется на преодоление сопротивлений в наземной системе. Далее буровой раствор проходит по бурильной колонне 7 (бурильным трубам, УБТ и забойному двигателю 9) к долоту 10. На этом пути давление раствора снижается вследствие затрат энергии на преодоление гидравлических сопротивлений.

Затем буровой раствор вследствие разности давлений внутри бурильных труб и на забое скважины с большой скоростью выходит из насадок долота, очищая забой и долото от выбуренной породы. Оставшаяся часть энергии раствора затрачивается на подъём выбуренной породы и преодоление сопротивлений в заколонном кольцевом пространстве 8.

Поднятый на поверхность к устью 6 отработанный раствор проходит по растворопроводу 11 в блок очистки 12, где из него удаляются в амбар 15 частицы выбуренной породы и поступает в резервуары 13 с устройствами 16 для восстановления его параметров; и снова направляется в подпорные насосы.

Нагнетательная линия (манифольд) состоит из трубопровода высокого давления, по которому раствор подаётся от насоса 1 к стояку 2 и гибкому рукаву 3, соединяющему стояк 2 с вертлюгом 4 [6].

Манифольд оборудуется задвижками и контрольно–измерительной аппаратурой. Для работы в районах с холодным климатом предусматривается система обогрева трубопроводов [6].

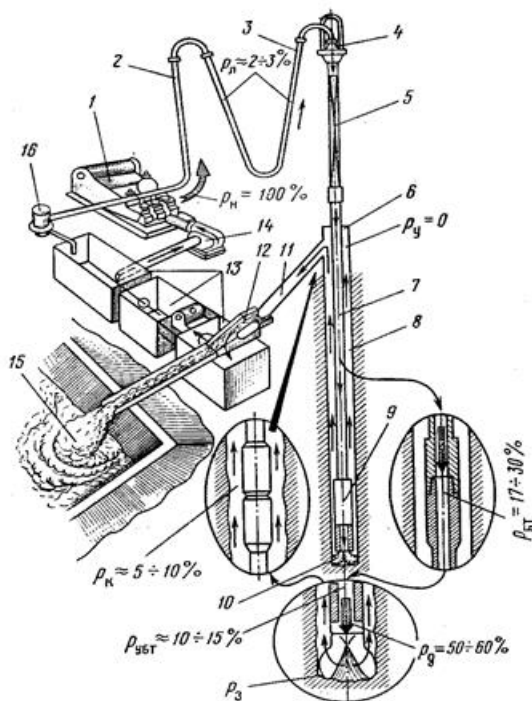


Рисунок 18 – Схема циркуляции бурового раствора:

- 1 – буровой насос; 2 – стояк; 3 – гибкий рукав; 4 – вертлюг; 5 – ведущая труба;  
 6 – устье; 7 – буровая колонна; 8 – закоронное кольцевое пространство;  
 9 – забойный двигатель; 10 – долото; 11 – растворопровод; 12 – блок очистки;  
 13 – резервуары; 14 – подпорные насосы; 15 – амбар; 16 – устройства  
 восстановления параметров

### 2.1.2 Спускоподъемный комплекс

На рисунке 19 изображен спускоподъёмный комплекс буровой установки, который представляет собой полиспастный механизм, состоящий из кронблока 4, талевого (подвижного) блока 2, стального каната 3, являющегося гибкой связью между буровой лебёдкой 6 и механизмом 7 крепления неподвижного конца каната. Кронблок 4 устанавливается на верхней площадке

буровой вышки 5. Подвижный конец А каната 3 крепится к барабану лебедки 6, а неподвижный конец Б – через приспособление 7 к основанию вышки.

К талевому блоку присоединяется крюк 1, на котором подвешивается на штропах элеватор для труб или вертлюг. В настоящее время талевый блок и подъемный крюк объединены в один механизм – крюкоблок [7].

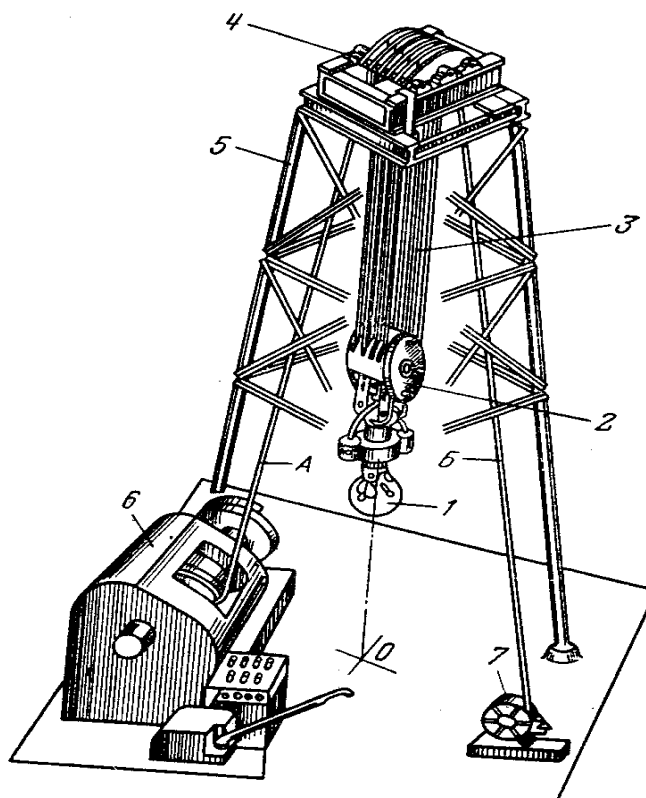


Рисунок 19 – Спускоподъемный комплекс буровой установки:

1 – крюк; 2 – талевый блок; 3 – стальной канат; 4 – кронблок; 5 – буровая вышка; 6 – буровая лебедка; 7 – механизм крепления неподвижного конца каната; А – подвижный конец каната; Б – неподвижный конец каната

### 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 [7].

#### **2.1.4 Силовой привод**

Силовой привод буровой установки – это комплекс передач и механизмов, осуществляющих преобразование электрической энергии или энергии топлива в механическую и обеспечивающих управление механической энергией.

Силовой привод буровой установки благодаря своей расширенной сфере применения способен выполнять целый ряд первоочередных функций и технологических операций.

В первую очередь устройство способствует непрерывному вращению буровой колонны в ходе процесса бурения скважин. Кроме того, система может применяться при проведении проработок и расширении диаметра ствола скважины.

Основными элементами силового привода являются двигатели, передаточные механизмы от двигателя к исполнительному механизму и устройства системы управления.

В современных буровых установках наиболее широко применяются следующие виды приводов:

- электрический,
- дизельный,
- дизель–гидравлический.

Например, электрический или дизельный приводы могут существенно упростить операции, направленные на проведение спуска колон обсадного типа.

Силовые приводы также подразделяются на:

- индивидуальный – приводит в действие 1 исполнительный механизм (ротатор, лебедку или насос);

- групповой – приводит в действие 2 и более исполнительных механизма (лебедку и ротор, лебедку, ротор и 1 или 2 насоса) [8].

### 2.1.5 Противовыбросовое оборудование

Противовыбросовое оборудование предназначено для герметизации устья нефтяных и газовых скважин. На рисунке 20 представлена схема обвязки превенторов.

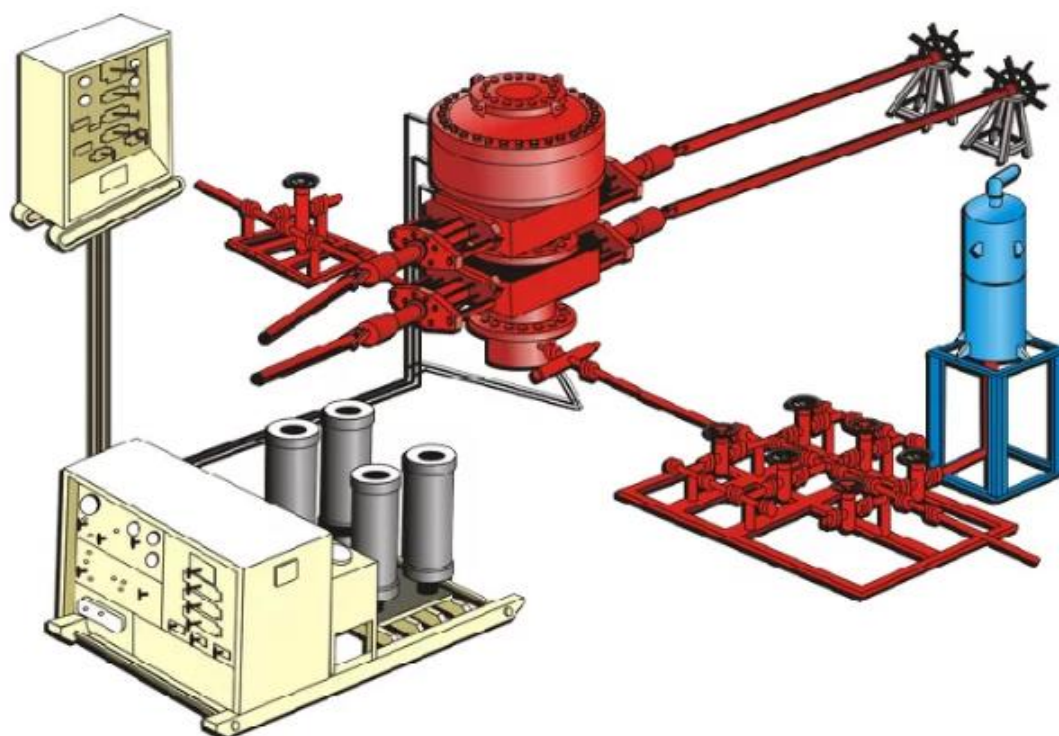


Рисунок 20 – Схема обвязки превенторов

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 противодействия 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 [8].

## **2.2 По блокам буровой установки**

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

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

В режиме спускоподъемных операций привод лебедки обеспечивает:

- 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 режим, 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 [9].

### **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 4УПГ с 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 [9].

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 [8].

### **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 [10].

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 [10].

#### **2.2.4 Насосный блок**

Буровой насос – насос, применяемый на бурильных установках с целью обеспечения циркуляции бурового раствора в скважине. Для промывки используется высокое давление, которое создаёт этот насос. Буровой насос бывает двух–и трёхцилиндровый. Основное предназначение бурового насоса – это обеспечить циркуляцию бурового шлама и предотвратить его оседание в процессе бурения, а также подъём разбуриваемой породы на поверхность. Буровой насос очищает забой и скважину от породы.

Буровые насосы предназначены для обеспечения процесса промывки при пробуривании скважины, нагнетания в скважину бурового раствора с целью очистки забоя и ствола от выбуренной породы и выноса её на

поверхность, охлаждения долота и приведения в действие забойных двигателей гидравлического типа. Различают насосы следующих типов – двухпоршневые насосы двойного действия и трёхпоршневые насосы одностороннего действия.

Наиболее полно требованиям технологии бурения соответствуют трёхпоршневые насосы одностороннего действия, которые обеспечивают наименьшую степень неравномерности давления на выходе и наименьший износ клапанов и штоков поршня в сравнении с двухпоршневыми насосами двухстороннего действия [10].



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

#### **3.1 Современные методы монтажа и перевозки буровых установок**

Существует три метода монтажа буровых установок: обычный (индивидуальный), мелкоблочный и крупноблочный.

Обычный метод монтажа буровых установок заключается в индивидуальном монтаже оборудования и строительстве сооружений установки с применением фундаментов однократного использования. В этом случае строят бетонные или деревянные фундаменты отдельно под каждый агрегат установки.

При повторном монтаже буровую установку разбирают на агрегаты и узлы и перевозят на универсальном транспорте на новую точку бурения, где вновь строят фундаменты, сооружения и монтируют оборудование.

Обычный метод монтажа буровых установок связан с большим комплексом трудоемких работ (строительных, плотничных, слесарных, подсобно-вспомогательных и др.), выполняемых на месте монтажа, что вызывает удлинение срока монтажа буровых установок. Поэтому этот метод в настоящее время применяется очень редко, только при монтаже буровых установок большой грузоподъемности.

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 со смонтированным на нем каким-либо узлом установки составляет мелкий блок.

Количество мелких блоков буровой установки определяется конструкцией установки, условиями разработки месторождения и географическими условиями, обычно буровая установка расчленяется на 15–20 мелких блоков. Габаритные размеры и вес мелких блоков позволяют перевозить их на универсальном транспорте или волоком, а в труднодоступных районах – на вертолетах [11].

Этот метод монтажа буровых установок широко применяют в разведочном бурении, а в некоторых районах и в эксплуатационном бурении, когда местные условия не позволяют перевозить установки крупными блоками.

Крупноблочный метод монтажа буровых установок заключается в перевозке агрегатов и узлов установки крупными блоками на специальном транспорте (тяжеловозах), установке блоков на фундаменты и соединении коммуникаций между ними. При этом буровую установку расчленяют на два–три блока весом по 60–120 т. Крупный блок состоит из металлического основания, перевозимого на специальных транспортных средствах, и смонтированных на нем агрегатов и узлов буровой установки, кинематически связанных между собой

При перевозке таких блоков почти не нарушаются кинематические связи узлов установки и коммуникаций и не демонтируются укрытия, что позволяет исключить трудоемкие работы, выполняемые при обычном методе монтажа, такие как строительные, плотничные, слесарные и ряд подсобно – вспомогательных. Применение крупных блоков позволяет сократить сроки монтажа буровых установок до минимума. Крупноблочный метод монтажа буровых установок широко применяется в эксплуатационном бурении.

Каждому типу буровой установки соответствуют своя кинематическая и монтажная схемы, в которые 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 техническими характеристиками, конструктивным исполнением, габаритными размерами и массами. Но все они должны быть кинематически связаны определенной монтажной схемой, определяющей местоположение каждого агрегата относительно друг друга.

Поэтому при монтаже каждой установки 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 монтажа буровой установки необходимо осуществить 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, механического и силового 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.

Транспорт относительно небольшого по массе и габаритам 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 транспортировкой 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 60–70 т. Длина железнодорожной платформы 13 м, ширина 2.77–2.87 м высота головки рельсов 1.3 м. Для такелажа блоков с платформы на автотранспорт имеются мощные железнодорожные краны.

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

Для транспорта массивных грузов по бездорожью в разных погодных условиях применяют гусеничные тяжеловозы, тележки, прицепы и лыжи. Неровности местности могут вызвать значительные перкосы грузовой платформы и нарушение точности монтажа транспортируемого объекта, что, очевидно, весьма нежелательно, так как вызывает необходимость проверки качества сборки на месте установки объекта (проверка соосности агрегатов, надежности крепления, регулировки). Здесь целесообразно использовать опору платформы на три точки так же, как при транспорте крупных блоков буровых установок.

Следует учитывать, что наименьший по расстоянию путь не всегда кратчайший по времени (очевидно, что препятствие проще обойти чем преодолеть). На ровных участках местности ширина трассы для транспорта блоков буровых установок должна составлять 16 метров. При боковых уклонах трассу расширяют до 40 м. для прохода страхующих с боков тракторов.

На предприятиях нефтяной и газовой промышленности все шире используется самолеты и вертолеты для транспорта и монтажа массивного оборудования. Воздушные тяжеловозы– самолеты АН–24, вертолеты МИ–6 полностью вошли в практику транспортных и монтажных работ. Создан вертолет грузоподъемностью 40 т [11].

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 35–40 %. Однако есть и в воздушном способе транспортировки свои особенности (крепление грузов, подготовка взлетно-посадочных полос и площадок, сортировка и размещение грузов) [11].

### **3.2 Цифровое бурение**

Бурение скважин – дорогостоящий процесс, существенно влияющий 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.

Отечественные 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. Причины повышенного внимания к этой сфере в недостаточной развитости

российского нефтесервисного рынка. Отсутствие серьезной конкуренции приводит к тому, что участники рынка не спешат вкладывать значительные ресурсы в развитие и брать на себя связанные с этим дополнительные риски. Поэтому нередко внедрение новых технологий – инициатива самих нефтедобывающих компаний [12].

### **3.2.1 Современные датчики потоков данных**

В одной из российских компаний процесс проектирования и строительства скважин сегодня уже во многом оцифрован. Расположение скважин, их траектория и конструкция, отдельные операции (спуск обсадных колонн, цементирование ствола и др.) рассчитываются в специальных компьютерных симуляторах. Программное обеспечение позволяет оценить ожидаемую отдачу от пласта и найти оптимальные способы ее достижения.

В процессе бурения со скважины поступает обильный поток данных. Это показания датчиков геолого–технологических исследований (ГТИ), данные каротажа в процессе бурения, показания телеметрии наклонно направленного бурения, реология бурового раствора и т. д. Большое количество разноплановой информации по каждой скважине поступает в Центр управления бурением (ЦУБ) «Геонавигатор», и основная задача центра – обеспечить максимально эффективное использование данных при сопровождении и контроле процесса строительства скважин.

Дооборудование буровых установок такими датчиками – важная задача, которую компания уже реализует в сотрудничестве с буровыми подрядчиками, эксплуатирующими их. Частая причина простоев – выход из строя оборудования. Датчики дают нам возможность оценивать его износ, предотвращать выход из строя и сокращать непроизводительное время за счет своевременного обслуживания.

Отечественная компания стимулирует такое развитие в отрасли бурения, несмотря на то что ставки буровых компаний, использующих высокотехнологичное оборудование, неизбежно будут расти. Но если

изменения позволят в итоге повысить скорость бурения, исключить или существенно сократить простои, итоговая стоимость скважины может оказаться ниже, а нефть и доход от ее реализации можно будет получить быстрее.

В перспективе – полная автоматизация буровых и применение решений на основе искусственного интеллекта, благодаря которым станет возможным удаленное управление буровой установкой, создание так называемых безлюдных буровых [12].

### **3.2.2 Искусственный интеллект исправит траекторию**

При бурении скважин искусственный интеллект (рис. 21) позволяет выявлять выход долота за пределы целевого (продуктивного) слоя еще до того, как об этом сообщат датчики телеметрии. 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 выход из коллектора или целевого интервала фиксируются, когда долото ушло от места выхода уже на 15–35 м.

В некоторых случаях опытный бурильщик способен по косвенным признакам (нагрузка на долото, скорость проходки и т. д.) определить, что долото вышло в другую породу. У специалистов возникла идея, что такой навык можно развить у искусственного интеллекта, выявив в данных ГТИ указывающие на это скрытые закономерности.

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 изменяются в зависимости от характеристик пласта, и это позволяет оперативно определить состав породы, не дожидаясь поступления данных с датчиков на самом буровом инструменте [12].

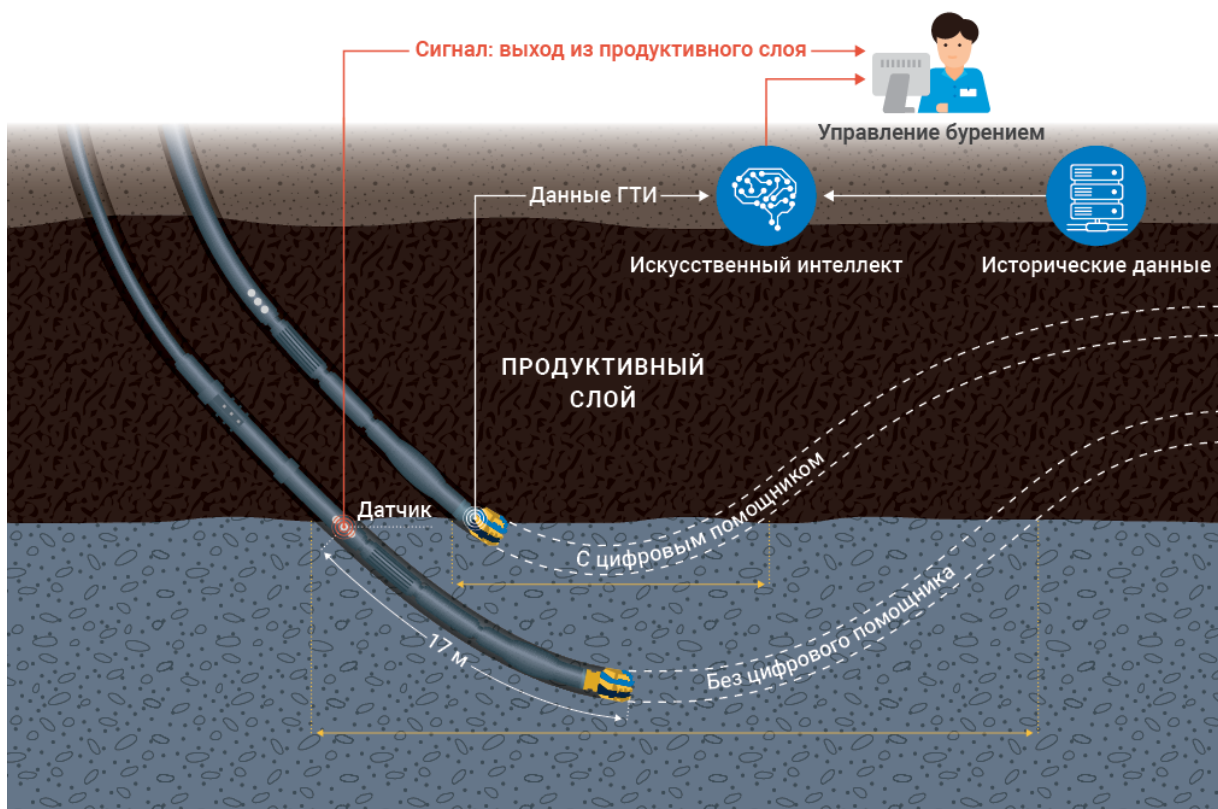


Рисунок 21 – Работа искусственного интеллекта

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 выявления смены литотипа с использованием созданного цифрового решения составляет не менее 70%. Обучение модели продолжается на новых скважинах: с каждой пробуренной скважиной точность становится выше.

Применение методики позволит в будущем повысить скорость бурения горизонтальной части скважин, снизить затраты на устранение ошибок и повысить качество проходки, а значит, и эффективность будущей эксплуатации [12].



### 3.2.3 Пульт оператора–бурильщика точность и бесперебойность

Компании – системному интегратору в нефтегазовой сфере требовалась разработка современного пульта бурильщика, который включал бы панели наблюдения и пульта управления процессами бурения. Разработанное решение призвано обеспечить бурильщикам более комфортные условия и сделать их работу более эффективной.

Ранее использовалось решение с применением четырех дисплеев, отображавших различные параметры процесса бурения. Промышленные компьютеры располагались в центре управления системой, находящейся на расстоянии около 100 метров от пульта бурильщика. Компьютеры были подключены к дисплеям пульта бурильщика с помощью кабелей VGA, из-за чего часто возникали проблемы в виде помех. Таким образом, надежность системы и защищенность данных не удовлетворяли компанию заказчика. Более того, производительность дисплеев и компьютеров, использовавшихся для прежнего решения, была недостаточной, чтобы реализовать цифровую систему мониторинга и управления бурением, что компания выдвигала в качестве своей цели.

Для построения современной системы было принято решение о необходимости использования компактного, экономически эффективного решения, которое было бы способно обеспечить построение полностью интегрированной высокопроизводительной цифровой системы [13].

Требования к системе:

- Панельные компьютеры взамен использовавшихся существующих ПК и дисплеев.
- Использование устройств с высокопроизводительным процессором и более чувствительным сенсорным экраном.
- Использование шлюзов PROFIBUS в Ethernet для подключения PLC и компьютеров, что обеспечит беспрепятственную передачу данных.
- Соответствие оборудованию стандартам Class 1 Division 2 ATEX и IECEx, поддержка расширенного диапазона рабочих температур.

В течение многих лет компания «МОХА» сотрудничает с нефтегазовыми компаниями по всему миру и поставляет свои инновационные решения. Компания имеет широчайший модельный ряд защищенных промышленных устройств, предназначенных для использования в неблагоприятных условиях, и заказчики всегда могут выбрать то оборудование, которое в наибольшей степени будет соответствовать требованиям их систем.

Для повышения эффективности работы системы и снижения совокупной стоимости владения компания заказчик заменила на пульте бурильщика использовавшиеся до того компьютеры на два панельных компьютера МОХА с сенсорным экраном современного поколения. Старые дисплеи были заменены на промышленные мониторы. Вместо подключения компьютеров и мониторов при помощи кабелей VGA компания установила панельные компьютеры на пульте бурильщика, что существенно упрощает работу оператора.

Одним из неудобств предыдущего решения было также то, что металлическая рама на дисплеях снижала чувствительность сенсорного экрана. Панельные компьютеры современного поколения используют процессоры новейшего поколения, а также чувствительный сенсорный экран, что существенно повышает эффективность и комфортность работы операторов.

Другой задачей при переходе на новую систему было обеспечение преобразования протоколов. Усовершенствованные устройства (рис. 22) обеспечили реализацию задачи преобразования, используемого PLC-устройствами PROFINET протокола, таким образом, проблема невозможности подключения PLC непосредственно к компьютерам была с легкостью решена. Кроме того, в системе применяются промышленные коммутаторы, обеспечивающие передачу данных на пульт управления [13].



Рисунок 22 – Пульт оператора–бурильщика нового поколения

В целом, развертывание системы позволило компании существенно повысить операционную эффективность пульта бурильщика, который был солидно усовершенствован, и притом, модернизация не потребовала чрезмерных вложений.

#### Преимущества инновационных решений

- Специализированные решения для нефтегазовой отрасли.
- Снижение совокупной стоимости владения буровыми установками.
- Полный модельный ряд устройств, включая устройства, сертифицированные согласно C1D2 / ATEX Zone 2 [13].

### 3.2.4 Цифровая перспектива

Эффективность использования цифровой буровой кратно вырастает при строительстве высокотехнологичных сложных скважин с протяженным горизонтальным стволом. Отдельно надо отметить, что снизить стоимость внедрения цифровой буровой также позволило использование отечественных разработок и оборудования.

Умной» буровой еще предстоит пройти вторую фазу опытно–промышленных испытаний. Специалисты планируют подтвердить полученные ранее результаты. Буровые бригады будут использовать технологии на мобильных буровых установках и буровых эшелонного типа.

На основании реального полученного эффекта от проекта „Цифровая буровая“ в компании сформирован подход по тиражированию апробированных решений в активах. На текущий момент разрабатывается концепция цифровизации буровых установок разного типа с дифференцированным набором опций и элементами роботизации, которая позволит оптимизировать сроки строительства скважин, минимизировать ошибки, выйти на более сложные цели и повысить уровень производственной безопасности.

Еще одним направлением работы станет интеграция автоматизированной системы анализа и сбора данных «умной» буровой в действующую систему ЦУБ «ГеоНавигатор», который управляет строительством высокотехнологичных скважин компании [14].

### **3.3 Новинки оборудования**

#### **3.3.1 Автоматизированные приемные мостки**

Использование системы механизированных приемных мостков (МПМ) упрощает и ускоряет подачу труб со стеллажей на буровую площадку. Подъем труб на буровую площадку может осуществляться с помощью элеватора, исключая трудоемкую промежуточную процедуру наращивания через шурф.

Персонал буровой площадки 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. Электронные органы

управления могут быть установлены в одном контейнере или встроены в общую систему управления буровой установки.

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 23, буровых установок с горизонтальным расположением труб имеет два стеллажа, справа и слева.

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 [15].

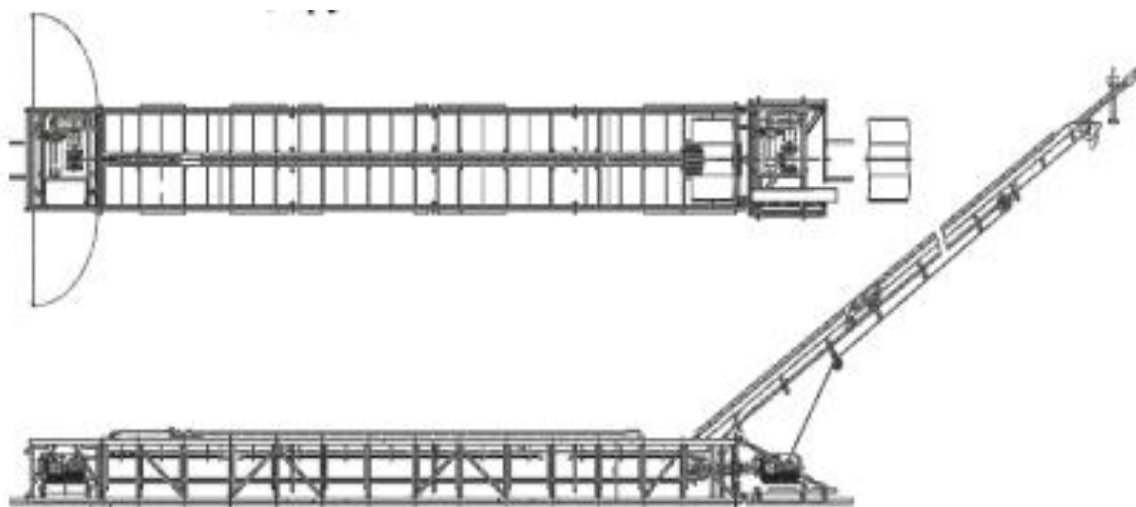


Рисунок 23 – Механизированный приемный мост

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 трубы на колонну осуществляется буровым ключом, или автоматически при использовании верхнего привода. Автоматизированные приемные мосты значительно повышают безопасность персонала и снижают объем ручных работ как при подъеме труб, так и при их укладке после окончания бурения. Кроме того, такие мосты не нуждаются ни в каких модификациях при подаче буровых труб, обсадных труб, дополнительного бурового оборудования или геофизического инструмента.

Максимальный диаметр подаваемой трубы может достигать 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 труб на ось скважины позволяет повысить эффективность спускоподъемных операций при бурении и при ремонте нефтяных скважин [15].

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

Для успешного спуска эксплуатационных обсадных колонн на плановые глубины, а также для качественного цементирования скважин требуется привлечение самых современных разработок в этой области.

Система CDS™ (рис. 24) позволяет расширить возможности верхнего привода буровой установки и использовать его для свинчивания резьбовых соединений обсадной колонны. 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 нет 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™ существенно сокращает количество оборудования и персонала, требуемого для спуска обсадной колонны, обеспечивает высокий уровень механизации работ и устраняет необходимость работы персонала в особо опасных условиях [15].



Рисунок 24 – Система спуска обсадных колонн (ССОК) Casing Drive System™ (CDS™)

### **3.3.3 Автоматизированный гидравлический буровой ключ с программным управлением ГКШ–8000**

Автоматизированный гидравлический буровой ключ с программным управлением ГКШ–8000 «Тимеркул» (рис. 25) 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 контроллеров и возможность использования



выносного пульта позволяют добиться безопасной и эффективной работы, а также продления срока службы бурового инструмента [16].

#### 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 25 – ГШК–8000

Таблица 3 – 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)

Частота вращения роликов спиннера, об/мин	120
Количество роликов спиннера, шт	4
Вращение вокруг своей оси, градусов	360
Масса, кг	3000
Габаритные размеры, мм	1600x1200x2400

### 3.3.4 Механизм захвата бурильных свечей

Комплекс механизмов типа АСП предназначен для механизации и частичной автоматизации спускоподъемных операций (СПО).

Комплекс обеспечивает:

- совмещение во времени подъема и спуска колонны бурильных труб и незагруженного элеватора с операциями установки свечей на подсвечник, выноса ее с подсвечника, а также с развинчиванием или свинчиванием свечи с колонных бурильных труб;
- механизацию установки свечей на подсвечник и вынос их к центру, а также захват или освобождение колонны бурильных труб автоматическим элеватором.

Ниже (табл. 4) приведен перечень работ, выполняемых механизмами АСП [16].

Таблица 4 – Перечень работ, выполняемых механизмами АСП

Механизм	Выполняемая работа
Специальная талевая система	Подъем и спуск колонны труб
Механизм подъема	Приподъем и опускание отдельной отвернутой свечи

Механизм захвата	Захват и удержание отвернутой свечи во время подъема, спуска и переноса ее от центра скважины на подсвечник и обратно
Механизм расстановки свечей	Перемещение свечи от центра скважины на подсвечник и обратно
Направляющие каната и центратора	Удержание верхней части свечи в центре вышки при свинчивании и развинчивании
Автоматический элеватор	Автоматический захват и освобождение колонны бурильных труб при спуске и подъеме
Магазин и подсвечник	Удержание в вертикальном положении свечей, отвинченных, установленных в определенном порядке

На рисунке 26 представлена схема расположения механизмов АСП–3 на буровой.

На кронблочной площадке установлены амортизатор 1 и верхний блок 2 механизма подъема, канат 3 подвески центратора, магазин 4, нижний блок 5 механизма подъема, центратор 8, механизмы переноса свечей 9 и захвата свечей 10, канат механизма подъема 11.

Задний и боковой балконы 25 и 26 размещены внутри вышки на определенной высоте, обеспечивающей нормальную работу комплекса АСП–3. Внизу буровой расположены подсвечник 6, блок цилиндров механизма подъема 7, механизм смазки свечей 12, автоматический буровой ключ 13, вертлюг 14, ротор с пневмоклиньями 15, буровая лебедка 16.

К ногам буровой вышки 17 хомутами 18 крепится магазин 4, который дополнительно закреплен подкосами 27 и "страхуется" канатом 19.

Консольноповоротный кран 20, пульта механизма расстановки свечей 21, механизма подъема свечей 22 и механизма смазки свечей 23 смонтированы на полу буровой. Бурильные свечи 24 устанавливаются на подсвечник 6.

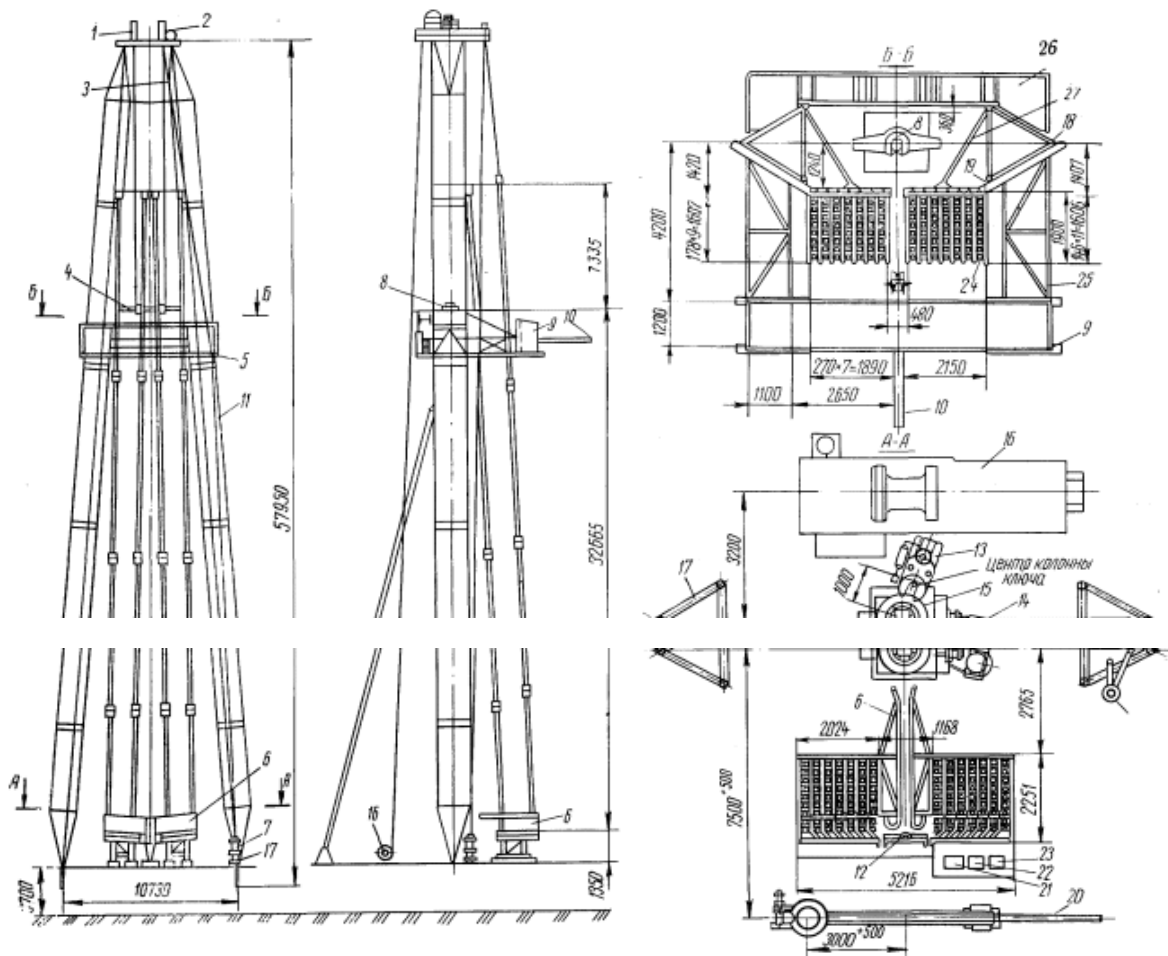


Рисунок 26 – Схема расположения механизмов АСП-3 на буровой:

- 1 – амортизатор; 2 – верхний блок механизма подъема; 3 – канат подвески центратора; 4 – магазин; 5 – нижний блок механизма подъема; 6 – подсвечник;  
 7 – блок цилиндров механизма подъема; 8 – центратора;  
 9 – механизмы переноса свечей; 10 – механизм захвата свечей; 11 – канат механизма подъема; 12 – механизм смазки свечей; 13 – автоматический буровой ключ; 14 – вертлюг; 15 – ротор с пневмоклиньями; 16 – буровая лебедка; 17 – нога буровой вышки; 18 – хомут; 19 – канат; 20 – консольноповоротный кран; 21 – пульта механизма расстановки свечей; 22 – механизм подъема свечей; 23 – механизм смазки свечей; 24 – бурильные свечи; 25 – задний балкон; 26 – боковой балкон; 27 – подкосы

В таблицах 5, 6 приведены перечень и массовая характеристика узлов, участвующих в работе комплекса механизмов АСП.

Таблица 5 – Перечень узлов, участвующих в работе комплекса АСП

Механизм	Узлы не входящие в комплекс АСП					
	АСП–3М1	АСП–3М2	АСП–3М4	АСП–3М5	АСП–5	АСП–6
Пневматический клиновой захват типа ПКР	ПКР–560	ПКР–560	ПКР–560	ПКР–560	ПКР–300	ПКР–300М
Ключ типа АКБ	АКБ–3М2	АКБ–3М2	АКБ–3М2	АКБ–3М2	АКБ–3М–300	АКБ–3М–300

Таблица 6 – Массовая характеристика узлов, участвующих в работе комплекса АСП

Механизм	Узлы не входящие в комплекс АСП					
	АСП–3М1	АСП–3М2	АСП–3М4	АСП–3М5	АСП–5	АСП–6
	УКБА–6–200	УКБА–6–250	УКБА–7–320	УКБА–7–400–1	У4–300	УКБА–7–500
УТБА–5–170	УТБА–5–200	УТБА–6–250	УТБА–6–320	У4–300	УТБА–6–400	
Входящие в комплекс механизмов АСП						
Амортизатор с направляющими канатами	0,6	0,6	0,6	0,6	0,65	0,65
Центратор подвижной	0,47	0,47	0,47	0,55	0,51	1,33
Механизм захвата свечи	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	4x0,65=2,6
Автоматический элеватор	2,03	2,03	2,03	2,03	4,3	3,96
Механизм расстановки свечей	4,07	4,07	4,2	4,3	4,2	2x4,4=8,8

Продолжение таблицы 6

Механизм подъема свечи	0,6	0,6	0,6	0,6	1,01	4x0,59=2,36
Подсвечник	5,06	4,43	6,11	8,18	6,0	2x20,3=40,6
Магазин для свечей	1,73	1,93	2,65	3,12	Входит в конструкцию вышки	
Хомут-элеватор	2x0,04=0,08	2x0,04=0,08	2x0,04=0,08	2x0,04=0,08	2x0,04=0,08	2x0,04=0,08
Кронштейн поворотный	–	–	1,75	1,75	–	4x2,5=10
Пульт управления	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18	2x0,7=1,4

### 3.3.5 Модернизированные многофункциональные наклонные буровые установки

Многофункциональная наклонная буровая установка (рис. 27) – новый тип буровой глубины под углом от 8° до вертикали. Наклонная мачта МНБУ с зубчато-реечным механизмом передвижения силового вертлюга дает новые возможности при строительстве наклонно-горизонтальных скважины с большими отходами на экстремально малых глубинах.

Бурение под углом 45° 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 выставлять с высокой точностью все создаваемые усилия, моменты и скорости при помощи системы управления. Гусеничный привод установки придает ей свободу передвижения на стройплощадке, а также упрощает ее перевозку на трейлере на большие расстояния [17].

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 штреков для экстренной эвакуации персонала шахт, ликвидация (глушение) открытых фонтанов;
  - устройства выходов в море для нефтеналивных терминалов;
  - устройства нагнетающих трубопроводов на гидроэлектростанциях
- [17].

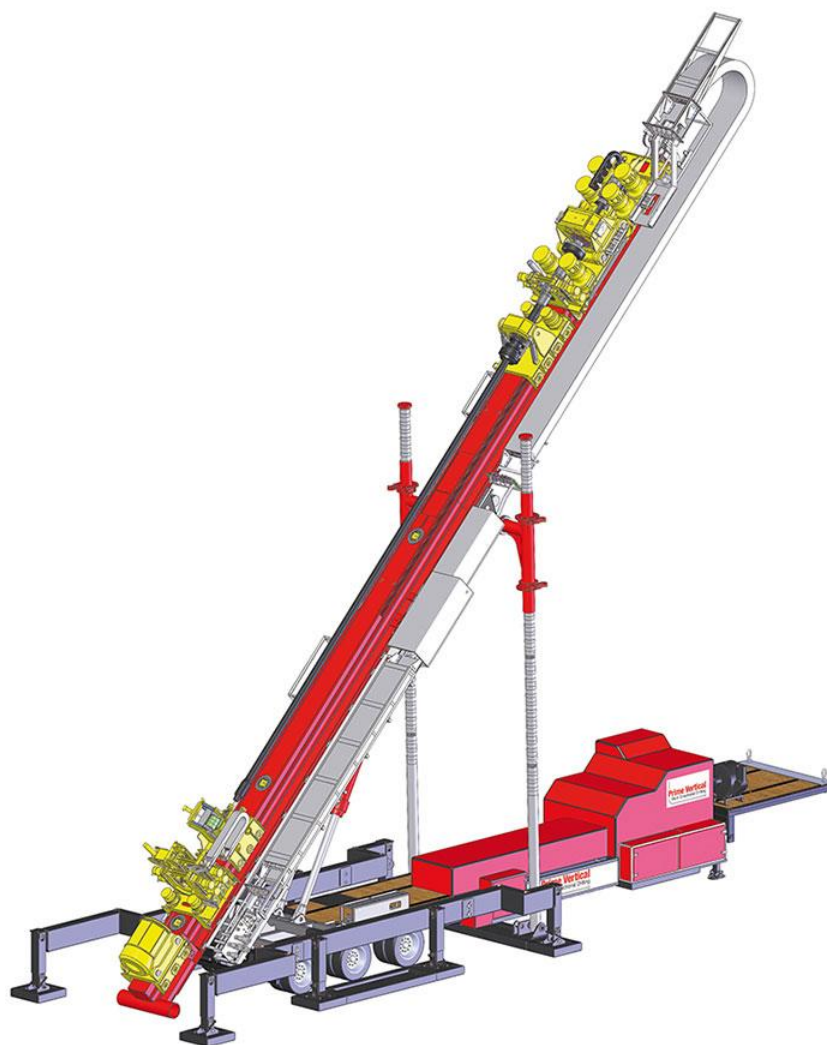


Рисунок 27 – Наклонная буровая установка

### 3.3.6 Современные системы обогрева буровых установок

Система обогрева буровой установки в самом общем виде представляет из себя трехступенчатый отопительный комплекс, состоящий из:

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

Теплогенераторы подают горячий воздух на буровую установку.

Нагретый воздух по системе воздуховодов равномерно распределяется по всему буровому эшелону и подвышечному пространству.

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

Особенно широко 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.

Отопительные радиаторы, используемые на буровых установках, должны характеризоваться высокими показателями удельной тепловой мощности, которые могут в равной степени успешно достигаться как конвекцией, так и излучением [17].

Однако в последнее время на буровых установках чаще всего используется комбинированная система обогрева буровой установки, включающая в себя:

- котельную установку;
- парогенераторы;
- электрокалориферы;
- тепловые пушки;
- электро–ТЭНы.

Важная роль принадлежит электрокалориферам, поскольку они предотвращают конденсацию влаги в буровых коммуникациях, тем самым уменьшая массу бурового блока

Подвижные части бурового элеватора обогреваются особым способом: к штропам элеватора крепится коллектор, а на коллектор подается тепловой пар.

Однако клинья элеватора обогреваются обычным нагревательным блоком, особо эксплуатируемым в зимний период [17].

### **3.4 Автоматизированная буровая установка**

Хотелось бы рассказать про автоматизированную буровую установку гидравлического типа серии НН, которая была разработана компанией Drillmec (рис. 28), для обеспечения высоких стандартов безопасности ведения буровых работ, их высокой эффективности, снижения стоимости бурения и уменьшения воздействия на окружающую среду.

Буровые установки представленного типа требуют в два раза меньшей территории для размещения оборудования, чем традиционные, обеспечивают самые быстрые монтаж–демонтаж и транспортировку на другую точку, сокращают непроизводительные время и расходы, обладают высокими эксплуатационными характеристиками.

Буровые установки уникальной конструкции имеют форму, значительно отличающуюся от традиционных буровых установок [18].



Рисунок 28 – Автоматизированная буровая установка гидравлического типа NN–300

Целью создания такой конструкции были увеличение уровня безопасности работы буровой бригады и улучшение технико–экономических показателей бурения. В конструкции буровой установки NN используется различное гидравлическое оборудование для максимальной автоматизации процесса бурения. Управление всеми функциями буровой установки производится из кабины бурильщика.

Буровые установки серии NN выпускаются с номинальной статической грузоподъемностью на крюке от 70 до 350 тонн, что дает возможность бурить скважины глубиной до 5000 м в зависимости от конструкции и профиля скважины. Поэтому буровые установки этого дизайна потенциально могут быть широко востребованы, поскольку 90% бурящихся сегодня на суше в мире нефтяных, газовых и геотермальных скважин находятся в пределах технических возможностей этой серии.

Разработана и находится в производстве самая большая буровая установка серии NN, предназначенная для работы в условиях Саудовской Аравии, грузоподъемностью на крюке – 600 тонн. Буровые установки серии NN 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 автоматизированный трубный манипулятор, управляемый из кабины бурильщика, позволяет совершать СПО без вмешательства оператора, не требует присутствия персонала на рабочем полу.

Функции рабочих на буровом полу ограничиваются лишь смазкой резьбовых соединений труб и сменой компоновок низа бурильных колонн (КНБК). Таким образом, для эксплуатации буровых установок серии НН требуется буровая бригада меньшей численности, чем для традиционных буровых установок. Это называется работа «без рук» – персонал не имеет непосредственного контакта с вращающимися трубами, трубными ключами и лебедками, никто не подвергается риску попасть под падающие предметы.

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. Самоустанавливаемая 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 [18].

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 функционирует автоматически в последовательности, управляемой программируемым логическим контроллером (ПЛК), при этом у оператора–бурильщика сохранена возможность управления всеми системами буровой со своего пульта управления в кабине. В комплект поставки буровых установок серии НН входит также гидравлический силовой трубный ключ с автоматическими захватами.

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 [17].

Другим важным элементом, позволяющим эксплуатировать буровые установки серии НН в автоматическом режиме, является гидравлический силовой трубный ключ, который размещается позади закрепленной части основания мачты, регулируется по высоте, управляется с пульта бурильщика, вращается вперед и назад относительно центра скважины для свинчивания и развинчивания трубных соединений без применения 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 эквивалентных по мощности и грузоподъемности традиционных буровых установок.

Все главные модули буровой установки НН значительно меньше по массе, чем аналогичные традиционные, и для быстрой транспортировки монтируются на полуприцепах.

Параметры бурения можно регулировать гидравлическим верхним приводом в процессе работы. Верхний привод обеспечивает автоматическое бурение с постоянной нагрузкой на долото или с постоянной скоростью вращения, выбранными оператором-бурильщиком со своего пульта управления. Также можно установить максимальное достигаемое значение нагрузки на крюке (на мачту) [18].

Эти конструктивные особенности буровых установок НН в сочетании с возможностью обратной проработки ствола скважины снизу–вверх во время подъема бурильного инструмента снижают риски прихватов бурильных труб.

Буровые установки НН серии: минимизация аварийности и травматизма  
Большинство несчастных случаев на буровых установках происходят на буровом полу. Часты повреждения рук и пальцев в результате зажатия между подвешенной трубой и трубой, находящейся в клиньях ротора, удары и затаскивания рук вращающимися колоннами, раздробление рук трубным ключом, лебедкой или цепью.

Такие несчастные случаи происходят с людьми, работающими вблизи движущихся механизмов и подвергающихся опасности столкновения с ними. Подобное часто случается при спускоподъемных операциях на традиционных буровых установках, где много людей выполняют тяжелую ручную работу в довольно ограниченной зоне бурового пола.

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 [18].





Рисунок 29 – Диаграммы сравнения средних эксплуатационных показателей бурения традиционной буровой установки и NN 200

Уникальная конструкция буровых установок серии НН, направленная на обеспечение безопасности их эксплуатации, достигаемая в основном за счет автоматизации большого числа компонентов, может быть в дальнейшем усовершенствована с целью достижения полной автоматизации буровых установок и сведения к нулю травматизма и аварийности в бурении.

Сегодня уже больше сотни автоматизированных буровых установок серии НН успешно работают на различных нефтегазовых 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. Разработанные и выпускаемые компанией Drillmec автоматические буровые установки гидравлического типа являются революционным, принципиально новым образцом оборудования – на сегодня это наиболее новаторское предложение для нефтегазовой промышленности [18].

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

Целью магистерской диссертации является разработка рекомендаций к усовершенствованию буровых установок. Таким образом, в данном разделе выпускной квалификационной работы необходимо оценить перспективность и экономическую эффективность использования современного отечественного оборудования буровых установок.

Потенциальными потребителями результатов данной работы будут являться буровые нефтесервисные компании.

С этой целью необходимо:

- составить SWOT–анализ;
- составить график проведения научного исследования
- сравнить затраты на приобретение оборудования отечественного и зарубежного производства;
- оценить экономическую эффективность использования оборудования отечественных производителей.

##### **4.1 SWOT анализ**

Первым этапом SWOT анализа является выявление сильных и слабых сторон научно–исследовательской работы и поиск потенциальных угроз для реализации проекта.

Результаты первого этапа SWOT анализа, представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Результаты первого этапа SWOT анализа

<b>Возможности:</b>	<b>Сильные стороны проекта:</b>	<b>Слабые стороны проекта:</b>
---------------------	-------------------------------------	------------------------------------

<p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ;</p> <p>В2. Сотрудничество с предприятиями – сервисными буровыми организациями;</p> <p>В3. Возникновение дополнительного спроса на исследование;</p>	<p>С1. Финансирование из бюджета;</p> <p>С2. Широкая база данных в общественном доступе;</p>	<p>Сл1. Возможные неточности вследствие неучтенности третьих факторов, неуказанных в доступных рапортах и сводках.</p>
<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Невостребованность результатов исследования;</p> <p>У2. Развитие конкуренции (консультационные компании, предоставляющие услуги в виде рекомендаций по снижению УВН)</p> <p>У3. Снижение бюджета на исследование;</p>		

На втором этапе SWOT анализа необходимо выявить соответствие сильных и слабых сторон научно–исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Данное мероприятие покажет если есть необходимость в проведении коренных изменений. По результатам второго

этапа были составлены интерактивные матрицы, которые представлены в таблицах 8 – 11.

Таблица 8 – Интерактивная матрица «возможности – сильные стороны»

Возможности проекта	Сильные стороны проекта	
		Сил 1
Возм 1	–	+
Возм 2	–	+
Возм 3	+	+

По результатам анализа таблицы «возможности–сильные стороны» выделяются следующие коррелирующие позиции: В1С2, В2С2, В3С1С2.

Таблица 9 – Интерактивная матрица «возможности – слабые стороны»

Возможности проекта	Слабые стороны проекта	
		Слаб 1
Возм 1	–	
Возм 2	+	
Возм 3	+	

По результатам анализа таблицы «возможности – слабые стороны» можно выделить следующие коррелирующие позиции проекта: В2Сл1, В3Сл1.

Таблица 10 – Интерактивная матрица «угрозы–сильные стороны»

Угрозы проекта	Сильные стороны проекта	
		Сил 1
Угр1	–	–
Угр 2	–	–
Угр 3	–	+

По таблице «угрозы–сильные стороны» выделяются следующие коррелирующие угрозы и сильные сторон: У3С2.

Таблица 11 – Интерактивная матрица «угрозы–слабые стороны»

Угрозы проекта	Слабые стороны проекта	
		Слаб 1
	Угр1	+
	Угр 2	+
	Угр 3	–

Анализируя интерактивную матрицу по таблице «угрозы–слабые стороны» можно выделить следующие позиции: У1Сл1, У2Сл.

На третьем этапе SWOT анализа составляется итоговая матрица, включающая в себя описание сильных, слабых сторон и угроз, данная информация представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Итоговая таблица SWOT анализа

	<b>Сильные стороны проекта:</b>	<b>Слабые стороны проекта:</b>
	<p>С1. Финансирование из бюджета;</p> <p>С2. Широкая база данных в общественном доступе;</p>	<p>Сл1. Возможные неточности вследствие неучтенности третьих факторов, неуказанных в доступных рапортах и сводках.</p>

<p><b>Возможности:</b></p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ;</p> <p>В2. Сотрудничество с предприятиями – сервисными буровыми организациями;</p> <p>В3. Возникновение дополнительного спроса на исследование.</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «<b>возможности–сильные стороны</b>»:</p> <p>В2С3 – широкая база данных, имеющаяся в открытом доступе, может быть дополнена данными от предприятий, что может полностью покрыть потребность в исходных данных;</p> <p>В3С1С2 – так как данные Исследования финансируются из бюджета, что дает преимущество перед компаниями конкурентами.</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «<b>возможности–слабые стороны</b>»:</p> <p>В2Сл1 – возможные неточности вследствие неучтенности третьих факторов, неуказанных в доступных рапортах и сводках., в случае сотрудничестве с предприятиями, сервисными буровыми организациями;</p> <p>В3Сл1 – возможные неточности вследствие неучтенности третьих факторов, неуказанных в доступных рапортах и сводках в связи с возникновением дополнительного спроса на исследование.</p>
---	---	---

<p><b>Угрозы:</b></p> <p>У1. Не востребованность результатов исследования;</p> <p>У2. Развитие конкуренции (консультационные компании, предоставляющие услуги в виде рекомендаций по снижению УВН)</p> <p>У3. Снижение бюджета на исследование.</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «угрозы–сильные стороны»:</p> <p>У3С2 – широкая база данных в общественном доступе в связи с этим есть угроза снижение бюджета на исследование.</p>	<p>Выявленные соответствия из интерактивной матрицы «угрозы–слабые стороны»:</p> <p>У1Сл1 – возможно отсутствие спроса неданное исследовании вследствие возможных неточностей вследствие неучтенности третьих факторов, неуказанных в доступных рапортах и сводках.;</p> <p>У2Сл1 – возможно развитие конкурентных исследований в области изучения УВН и повышения качества выдаваемых ими консультаций.</p>
---	---	--

#### 4.2 Составление графика проведения научного исследования

Данная диаграмма представляет собой график, где работы каждого этапа представлены протяженными во времени отрезками, которые характеризуются датами начала и окончания выполнения данных работ. Длительность этапов рассчитывается как:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}},$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в календарных днях;  $T_{pi}$  – продолжительность выполнения  $i$ -й работы в рабочих днях;  $k_{\text{кал}}$  – коэфф.Календарности.

Коэффициент календарности находится согласно формуле:

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

где  $T_{\text{кал}} = 366$  – количество календарных дней в году;  $T_{\text{вых}} + T_{\text{пр}} = 118$  – количество выходных и праздничных дней в 2020 году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{366}{366 - 118} = 1,48.$$

Полученные по результатам расчетов значения в календарных днях по каждой работе  $T_{ki}$  округляем до целого. Все полученные значения представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Временные показатели проведения научного исследования

Виды работ	Трудоемкость работ			Исполнители	Продолжительность работ в раб. днях, $T_{pi}$	Продолжительность работ в календ. днях, $T_{ki}$
	$t_{\min}$ , Чел дни	$t_{\max}$ , Чел дни	тож, Чел дни			
Определение темы исследования	8	12	9	Научный руководитель	9	14
Подбор и изучение литературных источников	13	20	15	Магистрант	15	23
Календарное планирование работ	1	5	1	Научный руководитель Магистрант	1	2



Составление литературного обзора	8	12	9	Магистрант	9	14
Подбор базы данных, соответствующих заданным критерия, для проведения аналитических исследований	27	34	29	Магистрант	29	44
Анализ результатов исследования, оформление выводов	4	10	5	Руководитель Магистрант	5	7
Написание магистерской диссертации	8	12	9	Магистрант	9	10

На основании таблицы 13 строится календарный план график проведения научно–исследовательских работ (таблица 14).

Таблица 14 – Календарный план–график

№	Вид работы	Исполнители	Тк, кал. дни	Продолжительность выполнения работ*															
				Февраль				Март				Апрель				Май			
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
1	Определение темы исследования	Научный руководитель	14	■															
2	Подбор и изучение литературных источников	Магистрант	23		■	■	■												
3	Календарное планирование работ	Научный руководитель, Магистрант	2					■											
4	Составление литературного обзора	Магистрант	14					■	■										
5	Подбор базы данных, соответствующих заданным критерия, для проведения аналитических исследований	Магистрант	44							■	■	■	■	■	■				
6	Анализ результатов исследования, оформление выводов	Научный руководитель, Магистрант	7													■	■		
7	Написание магистерской диссертации	Магистрант	10														■		

\* Примечание к рисунку: ■ - Научный руководитель ■ - Магистрант  
Шкала продолжительности работ на плане - в неделях

## 4.3 Капитальные затраты

### 4.3.1 Затраты на закупку оборудования

Для расчета возьмем оборудования отечественного и иностранного производства. В связи с тем, что каждая компания с акцентирована на производстве определенного оборудования, объединим все фирмы в отечественные и иностранные.

Стоимость рассматриваемого оборудования и сопутствующих услуг приведена в таблице 15.

Таблица 15 – Стоимость оборудования

Вид услуги\стоимость, тыс. руб.	Отечественного производства	Иностранного производства
Вибрационные сита	200000	250000
Пескоотделитель	100000	125000
Илоотделитель	150000	130000
Центрифуга	1300000	1500000
Буровые насосы	2000000	2500000

Затраты на приобретение оборудования и инженерного сопровождения являются разовыми для одной скважины.

Обсадная труба является давальческим материалом. Единовременные капитальные затраты на закупку оборудования:

Стоимость комплекта оборудования отечественного производителя плюс сервисное сопровождение работ с учетом НДС.

Расчет:  $(200000 + 100000 + 150000 + 1300000 + 2000000) * 1,18 = 4425000$  руб. за основное оборудование циркуляционной системы.

Стоимость комплекта оборудования зарубежного производителя плюс сервисное сопровождение работ с учетом НДС.

Расчет:  $(250000 + 125000 + 130000 + 1500000 + 2500000) * 1,18 = 5315000$  руб. за основное оборудование циркуляционной системы.

### **4.3 Формирование бюджетного фонда**

#### **4.3.1 Расчет амортизации**

Норма амортизационных отчислений для буровых установок – 14,3%.  
Амортизация для отечественного оборудования:  
 $=0,143 * \text{кап.затраты} = 0,143 * 4425000 = 632775$  рублей.

Амортизация для импортного оборудования  $=0,143 * \text{кап.затраты}$   
 $=0,143 * 5315900 = 760173$  рублей.

#### **4.4 Оценка экономического эффекта**

Для оценки экономического эффекта необходимо сравнить стоимость оборудования для циркуляционной системы отечественного и зарубежного оборудования.

Для наглядного сравнения стоимости бурового оборудования для циркуляционной системы российского и зарубежного производства можно посчитать стоимость работ с учетом вероятности безотказной работы оборудования.

Для отечественных компаний – 80%. Для зарубежных компаний – 99%.

Получается, что при разнице в вероятности безотказной работы около 19%, стоимость оборудования и сопутствующих услуг зарубежной компании выше на 20%.

Общая стоимость использования отечественного оборудования: 442500 рублей.

Общая стоимость использования зарубежного оборудования: 5315000 рублей.

Тогда, на 100 дней непрерывной работы по строительству скважины с использованием отечественного оборудования будет приходиться 20 аварийных случаев и как следствие, ремонт оборудования и отставание от графика.

В связи с тем, что одни сутки простоя буровой бригады, компании обходится в среднем убытком около 1000000 руб. Целесообразнее будет поставить оборудование зарубежного производства, так как безотказность работы на 20 % выше. А ремонт на примере бурового насоса в среднем приходится по времени в 5 часов. Тогда:

$$C1 = 20 * 5 / 24 = 4 \text{ суток.}$$

$$C2 = 4 * 1000000 = 4000000 \text{ рублей.}$$

где  $C1$  – среднее время, потраченное на ремонт при 100 днях непрерывной работы.

$C2$  – стоимость убытка компании из-за простоя буровой бригады в связи с ремонтом оборудования.

$$\Delta = (5315000 - 4425000) = 890000 \text{ руб.}$$

где  $\Delta$  – разность цены отечественного и зарубежного оборудования. Таким образом можно подвести итог что, потратив изначально на 890000 руб больше и закупив буровое оборудование для циркуляционной системы зарубежного производства в долгосрочной перспективе оно окупится быстрее, так как безотказность работы отечественного оборудования меньше порядка чем на 19%. В связи с этим возрастает риски простоя буровой бригады за 100 рабочих дней непрерывной работы на 4000000 руб.

Основной причиной такого явления является слабая поддержка государства в плане финансирования и налоговой политики, а также недостаточное финансирование научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ самими компаниями-производителями.

## **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 [19].

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 [19].

## 5.2 Производственная безопасность.

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

Таблица 16 – 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 [24].

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.

К средствам СИЗ относятся: ботинки, и перчатки виброзащитные.

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 из средств 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 [25].

#### **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 [26].

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 с электрическим 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" [27].

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" [28].

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" [29].

## **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 техники 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 [30].

### **5.5.2 Влияние на литосферу**

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 [31].

### **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 [32].

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 [33].

## **Заключение**

В ходе данной выпускной квалификационной работы рассматривались основные блоки буровой установки, также предельно рассмотрены состав и комплектность основных узлов буровой, также методы модернизаций буровых установок в современных реалиях, из чего был сделан вывод, что существующая система имеет огромные возможности в усовершенствовании буровых установок отечественных и зарубежных производителей.

Также рассмотрены основные инновации техники нефтегазовой отрасли:

- автоматизированные приемные мостки;
- система спуска ОК;
- ГКШ–8000;
- механизм захвата свечей;
- наклонные буровые установки;
- системы обогрева буровых.

Также на примере буровой установки гидравлического типа серии НН, разработанной кампанией Drillmec, рассмотрены основные введенные новинки для улучшения эффективности буровой, снижения стоимости бурения и уменьшения воздействия на окружающую среду.

Современный уровень развития технологий позволяет многие операции производить в удаленном режиме, но большинство компаний предпочитают производить работы по уже отработанной схеме и не вносить никаких изменений, тем самым упуская возможную выгоду.

Снижение численности работников на буровой – это не только экономия средств на заработной плате и транспортировке, но и минимизация рисков, ведь просто нахождения на опасном производственном объекте подвергает жизнь и здоровье работников опасности. В связи с этим, предлагается повсеместное внедрение дистанционных центров сопровождения бурения, что позволит сократить партию по ННБ и телеметрии с четырех до двух человек, передача функции сервиса по долотному сопровождению сервису по ННБ и телеметрии.

Научная новизна моей работы заключается в разработке авторской классификации направлений модернизаций буровых установок на нефть и газ.

Практическая значимость заключается в том, что результаты моей работы могут быть использованы компаниями недропользователями, производителями бурового оборудования, а также буровыми и сервисными компаниями. В приложении Б представлены способы модернизаций буровых установок на нефть и газ.



## Список использованных источников

1. Башмур К.А., Костоустова Е.В. Обоснование экономической эффективности модернизации буровой установки. – 4 с.
2. Положение компании. Порядок взаимодействия с подрядными организациями в области промышленной и пожарной безопасности, охраны труда и окружающей среды. – Москва 2019. – 73 с.
3. Руднева Л.Н. Организация и управление деятельностью бурового предприятия в условиях сервисного обслуживания. Учебное пособие. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 166 с.
4. Буровые комплексы. Современные технологии и оборудование / под ред. А.М. Гусмана и К.П. Порожского. – Екатеринбург: УГГА, 2002. – 592 с.
5. Абубакиров В.Ф., Архангельский В.А., Буримов Ю.Г., Малкин И.Б. Буровое оборудование: справочник: в 2 т. – Т. 1. – М.: Недра, 2000.
6. Проталов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков С.В. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи: учебник. – М.: Недра, 2004.
7. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: учебник. – М.: Недра, 1988. – 501 с.
8. Денисов П.Г. Сооружение буровых: учебник. – М.: Недра, 1989.
9. Ильский А.Л., Шмидт А.П. Буровые машины и механизмы: учебник. – М.: Недра, 1989. – 396 с.
10. Макаев Р.Р. Модернизация буровых установок для бурения на нефть и газ. – ТИУ 2016. – 34 с.
11. Булычев С.Ф. Модернизация бурового оборудования. – РГУ 2020. 368 – 372 сс.
12. Эпштейн В.Е., Спектор С.Я., Порожский К.П. Новые технологии и основные пути совершенствования действующих буровых установок. – УГГУ 2011. – 30 с.
13. Сотникова Е.А., Иванова О.А., Родькина А.В. Перспективные

буровые установки для освоения шельфа морей России. – СГУ 2020. 2017 – 137 с.

14. Буровое оборудование: Справочник, Т.1. / В.Ф. Абубакивов, Ю.Г. Буримов, А.Н. Гноевых и др. – М: Недра, 2003. – 494 с.

15. Мищенко В., Добик А. Мобильные циркуляционные системы для капитального ремонта скважин // Бурение и нефть. – 2005. - №5. – с. 26- 27.

16. Гринев В.Ф., Липатов С.В. Преимущества и недостатки отечественной и зарубежной буровой техники // Бурение и нефть. – 2008. - №6. – с. 45-46.

17. Игаев А.А. Автоматизация спускоподъемных операций в бурении скважин на нефть и газ. // Статья в сборнике трудов конференции. 2017. – 78 с.

18. Михеев Н. Технология очистки буровых растворов с использованием центробежного полнопоточного фильтра // Бурение и нефть. – 2005. - №3. – с.34.

19. "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.

20. ГОСТ 12.2.033–78 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».

21. ГОСТ 12.1.012–90 ССБТ «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Вибрационная болезнь».

22. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов

23. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

24. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

25. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

26. ГОСТ 12.1.038–82 Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов
27. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
28. ГОСТ 12.3.003–75 ССБТ Работы электросварочные. Общие требования безопасности
29. РД 34.21.122– 87 Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений
30. ГОСТ 17.2.1. 03–84. Охрана природы. Атмосфера. Термины и определения контроля загрязнения
31. ГОСТ 17.4.3.04–85. Охрана природы. Почвы. Общие требования к контролю и охране от загрязнения
32. ГОСТ 12.0.004-2015. Система стандартов безопасности. Организация обучения безопасности труда. Общие Положения.
33. Федеральные Нормы и Правила в области промышленной безопасности «Правила Безопасности в Нефтяной и Газовой Промышленности».
34. Parkhomenko A.K. Organizational and managerial mechanism for increasing the efficiency of drilling and workover of oil wells. – Moscow, 2018 – 152 p.
35. Abubakirov V.F., Arkhangelsky V.A., Burimov Yu.G., Malkin I.B. Drilling equipment: reference book: in 2 volumes – Т. 1. – Moscow: Nedra, 2000.
36. Carl Gatlin. Drilling and well completions / Prentice hall, INC. – 2006/ – P. 341
37. Ken Fraser, Jim Peden. Managing drilling operations. / British Library Cataloguing in Publication Data – 2014. – P. 246
38. Wolfgang F. Prassl. Drilling Engineering / Curtin University of Technology – 2007. – P. 274

39. Yushin E.S. Technical development of domestic and foreign structures of keys for work with oil and gas pipes and pump rods. – M.: Research Article, 2017. – 35 p.

40. Kulchitsky V.V. Supervising the construction of oil and gas wells. Practical guide / – M.: Veche, 2019. – 368 p.

## Приложение А

(справочное)

### Innovation in the production of drilling rigs

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ92	Денисюк Владислав Дмитриевич		

Руководитель ВКР

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

Консультант–лингвист Отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОИЯ	Гутарева Н.Ю.	к.п.н		

## **Introduction**

Due to the rapid growth of the economy of our country, the oil and gas industry workers have been tasked with increasing the efficiency of drilling and improving the quality of drilling. This task is multifaceted and includes such aspects as: increasing the rate of penetration of drilling, reducing the time for well construction, improving the quality of the drilling operations themselves, and innovative discoveries in the field of drilling equipment. One of the most important factors for improving quality is the introduction and application of the latest and most advanced developments in the field of drilling equipment.

Well drilling is the most capital intensive branch of the oil and gas industry. In recent years, there has been a tendency for the technical development of this industry, that is, this is the development and improvement of technology, the development and implementation of new progressive technology, the rational organization of production. In drilling operations, it is necessary to ensure technical and economic indicators in conditions of constantly changing well depths towards an increase in bottomhole depth and difficult mining, geological and natural and climatic conditions for drilling wells, which are very relevant today for the development of the oil industry. The rapid growth of TEP is achieved by the introduction of new innovative technologies that improve the entire drilling process, starting from drilling rigs, bits, downhole motors, longitudinal drilling, the use of new cement slurries capable of satisfying the drilling conditions and contributing to the reduction of drilling time, etc [34].

## 1. General information about drilling rigs

A drilling rig or drilling rig (pic. 1) is a complex of drilling equipment and facilities designed for drilling wells. The composition of the rig assemblies, their design is determined by the purpose of the well, the conditions and method of drilling.



Picture 1 – Drilling rig Bentec HR–5000

Drilling rigs are used:

1. For drilling shallow wells (up to 25 m) and small diameter wells (76–219 mm) for seismic exploration.
2. For drilling wells of medium depth (up to 600 m) – structural and prospecting wells for solid minerals
3. For drilling deep wells (up to 6000 m). Extraction of oil and gas, as well as

for the exploration of new oil and gas fields.

4. Superdeep well drilling (up to 15000 m) for oil and gas production and development of new fields.

5. Drilling water wells.

6. Overhaul of oil and gas wells.

7. Testing of oil and gas wells [35].

### **3. Innovation in the production of drilling rigs**

#### **3.1 Modern methods of installation and transportation of the drilling rigs**

There are three methods of rig installation: conventional (individual), small block and large block.

The usual method of rig installation is to individually erect the equipment and construct the rig structures using single-use foundations. In this case, concrete or wooden foundations are built separately for each unit of the installation.

During re-installation, the drilling rig is disassembled into units and assemblies and transported by universal transport to a new drilling point, where foundations, structures are rebuilt and equipment is mounted.

The usual method of installation of drilling rigs is associated with a large complex of labor-intensive work (construction, carpentry, locksmith, ancillary-auxiliary, etc.), performed at the installation site, which causes an extension of the installation period for drilling rigs. Therefore, this method is currently used very rarely, only when installing heavy-duty drilling rigs.

The small-block method of mounting drilling rigs is that the units and assemblies of the installation are mounted not on concrete or wooden foundations, but on metal foundations. A metal base with any unit of the installation mounted on it makes up a small block [35].

The number of small blocks on a rig is determined by the design of the rig, field development and geographic conditions, usually the rig is split into 15–20 small blocks. The overall dimensions and weight of small blocks allow them to be



transported by universal transport or by dragging, and in hard-to-reach areas – by helicopters.

This method of rig installation is widely used in exploration drilling, and in some areas also in production drilling, when local conditions do not allow the transport of rigs in large blocks.

The large-block method of mounting drilling rigs consists in transporting units and installation units in large blocks on special vehicles (heavy trucks), installing blocks on foundations and connecting communications between them. In this case, the drilling rig is dismembered into two or three blocks weighing 60–120 tons. A large block consists of a metal base transported on special vehicles, and units and assemblies of the drilling rig mounted on it, kinematically interconnected [4].

When transporting such blocks, the kinematic connections of the installation and communication units are almost not disturbed and the shelters are not dismantled, which makes it possible to exclude labor-intensive work performed with the usual installation method, such as construction, carpentry, locksmith and a number of auxiliary – auxiliary. The use of large blocks allows to reduce the installation time of drilling rigs to a minimum. The large-block drilling rig installation method is widely used in production drilling.

Each type of drilling rig has its own kinematic and wiring diagrams, which include various units. However, with a constructive difference between the installations, in their complex there are units that are necessary in any of the layouts. These are towers. Travel systems, hoisting winches, rotors, swivels, drive mechanisms (gear or chain reducers, V-belt drives), motors and pumps for pumping flushing liquids. They differ in technical characteristics, design, overall dimensions and weights. But all of them must be kinematically connected by a certain wiring diagram that determines the location of each unit relative to each other [36].

Therefore, during the installation of each installation, it is necessary to highlight the installation separately:

- Each unit included in the complex of any drilling rig;
- Units and control systems for units included in the installation complex;

- Process pipelines for pumping flushing fluid, fuel, compressed air and heating;
- Driving mechanisms.
- Auxiliary equipment required for the preparation and purification of flushing fluid, heating the drilling rig, preservation of stocks of fuels and lubricants, etc.
- In this regard, for the installation of the drilling rig, the following works must be carried out:
  - Planning – alignment and preparatory;
  - Construction of foundations and foundations for an oil rig, drilling, power and auxiliary equipment;
  - Installation of an oil rig;
  - Construction of near-ground connections;
  - Installation of drilling, mechanical and power equipment;
  - Installation of electrical equipment.

The listed stages of work are performed by specialists of the respective teams (preparatory, construction, specialized or complex rig assembly) in the sequence determined by the installation method used in the construction of this drilling rig.

Transport of relatively small equipment in terms of weight and dimensions (medium-sized pumps, compressors, machine tools) is carried out by standard vehicles. With the introduction of large block assemblies, for example, drilling rigs, with the transfer of the bulk of assembly work to manufacturing plants, serious engineering problems of transport and handling operations arose before transportation.

For transportation by rail of large and massive blocks for the oil and gas industry, normal four-axle platforms with a carrying capacity of 60–70 tons are used. The length of the railway platform is 13 m, the width is 2.77–2.87 m, the height of the rail head is 1.3 m. railway cranes [36].

The transport of massive blocks on roads with all types of pavements is carried out on car trailers – trailers of heavy carrying capacity. The trailers are

equipped with hydraulic or pneumatic brakes. The wheel suspension is balanced, which ensures their independent position and uniform load distribution.

Tracked heavy trucks, trolleys, trailers and skis are used for transporting massive loads off-road in different weather conditions. Terrain irregularities can cause significant skewing of the loading platform and a violation of the accuracy of the installation of the transported object, which is obviously very undesirable, since it necessitates checking the quality of the assembly at the site of the object installation (checking the alignment of the units, the reliability of fastening, adjustment). Here it is advisable to use a three-point platform support just like when transporting large blocks of drilling rigs.

It should be borne in mind that the shortest path in terms of distance is not always the shortest in time (it is obvious that an obstacle is easier to bypass than to overcome). On flat terrain, the width of the route for the transport of drilling rig units should be 16 meters. With side slopes, the track is widened up to 40 m for the passage of tractors that belay from the sides.

In the oil and gas industry, aircraft and helicopters are increasingly used for transport and installation of massive equipment. Heavy air carriers – AN-24 airplanes, MI-6 helicopters have completely entered the practice of transport and installation work. A helicopter with a lifting capacity of 40 tons was created.

The specific features of air transport also affect the design of the equipment. For example, for exploration drilling in areas that are difficult to reach in terms of transport ratio, a variant of the Bu-75BrM small-block drilling rig was developed for transportation by air.

The use of air transport equipment is very effective, especially in difficult and inaccessible areas (taiga, swamps, mountains). In addition, the practice of drilling in Western Siberia has shown that in some cases helicopter transport is economically more profitable than transportation by tractors, given the need to build at least primitive roads. It should also be borne in mind that air transport is more efficient, avoids seasonal work and increases the equipment turnover ratio by 35–40%. However, the air transportation method has its own peculiarities (securing cargo,

preparing runways and sites, sorting and stowing cargo) [37].

### **3.2 Digital drilling**

Well drilling is an expensive process that significantly affects the cost of oil production. And the further it goes, the more complex and expensive it becomes: in order to efficiently develop hard-to-recover reserves, it is necessary to build complex, high-tech wells. Industry 4.0 technologies help to increase drilling efficiency – big data analysis, Internet of things, artificial intelligence. A variety of related digital projects.

Domestic producers have been dealing with drilling efficiency for a long time, implementing organizational and technological projects that Siberian Oil has already written about more than once: The Technical Limit project, the Drilling Control Center, the creation of high-tech drilling rigs for the Russian market, etc. Reasons for the increased attention to this in the underdeveloped Russian oilfield services market. The absence of serious competition leads to the fact that market participants are in no hurry to invest significant resources in development and take on additional risks associated with this. Therefore, the introduction of new technologies is often an initiative of the oil producing companies themselves [37].

#### **3.2.1 Modern data flow sensors**

In one of the Russian companies, the well design and construction process has already been largely digitized. The location of the wells, their trajectory and design, individual operations (lowering the casing strings, cementing the wellbore, etc.) are calculated in special computer simulators. The software allows you to estimate the expected return from the reservoir and find the best ways to achieve it [38].

During the drilling process, an abundant stream of data comes in from the well. These are readings from geological and technological research (GTI) sensors, logging while drilling data, directional drilling telemetry readings, drilling fluid rheology, etc. A large amount of diverse information for each well is sent to the

Geonavigator Drilling Control Center and the main task of the center is to ensure the most efficient use of data while maintaining and monitoring the well construction process.

Retrofitting drilling rigs with such sensors is an important task that the company is already implementing in cooperation with the drilling contractors operating them. A common cause of downtime is equipment failure. Sensors enable us to assess wear and tear, prevent failure and reduce non-productive time through timely maintenance.

The domestic company stimulates such development in the drilling industry, despite the fact that the rates of drilling companies using high-tech equipment will inevitably grow. But if the changes ultimately result in increased drilling speed, eliminating or significantly reducing downtime, the total cost of the well may be lower, and oil and its sales revenue can be obtained faster.

In the future, full automation of drilling rigs and the use of solutions based on artificial intelligence will make it possible to remotely control a drilling rig, create so-called unmanned drilling rigs [38].

### **3.2.2 Artificial intelligence will correct the trajectory**

When drilling wells, artificial intelligence makes it possible to detect if the bit is outside the target (productive) layer even before the telemetry sensors report it. Due to the design features of the drilling equipment, information about the type of rock and its properties based on the readings of logging tools during drilling is received with a delay. As a result, the exit from the reservoir or the target interval is recorded when the bit has moved 15–35 m away from the exit.

In some cases, an experienced driller is able to determine by indirect indications (WOB, ROP, etc.) that the bit has penetrated a different formation. The specialists had the idea that such a skill could be developed in artificial intelligence, revealing hidden patterns in the GTI data [39].

The developed prototype uses machine learning to quickly analyze the parameters coming from the drilling equipment – the vibration level, the speed of

drilling and rotation of the rotor, the load on the bit, etc. These indicators change depending on the characteristics of the formation, and this allows you to quickly determine the composition of the rock without waiting for data from sensors on the drilling tool itself.

Now the program is able to determine three lithotypes (rocks with a certain set of features) – sandstone, clay, carbonated sandstone – and, accordingly, the moment when the bit passes from one rock to another. The probability of detecting a change in lithotype using the created digital solution is at least 70%. Model training continues on new wells: with each well drilled, the accuracy becomes higher.

The application of the technique will allow in the future to increase the speed of drilling the horizontal part of the wells, reduce the cost of eliminating errors and improve the quality of penetration, and hence the efficiency of future operation [39].

### **3.3 New equipment**

#### **3.3.1 Casing running system**

Successful running of production casing strings to planned depths, as well as for high-quality well cementing, requires the involvement of the most modern developments in this area.

The CDS <sup>TM</sup> system (pic. 2) expands the capabilities of the top drive of the drill and can be used for make-up of casing threads. The CDS <sup>TM</sup> system completely replaces the standard set of equipment for running casing strings. The presence of a hydraulic swivel in the CDS <sup>TM</sup> system allows the casing to be rotated while running, circulating and reciprocating (for example, at high friction coefficients, rotation allows them to be reduced by a factor of several), and also makes it possible to circulate and top up while running the casing. Additionally, thanks to the CDS <sup>TM</sup> system, you can start reaming the wellbore at the landing site. The presence of an additional independent TesTork <sup>TM</sup> torque gauge (with wireless data transmission WTTS) provides the ability to register and monitor in real time and with recording in memory on some electronic carrier make-up torque indicators through an adapted

computer system. The system is equipped with adjustable links in length, allowing for most drilling rigs to take the pipe directly from the walkway. The lifting capacity of the single pipe hydraulic elevator is 5t, which is more than enough for one pipe. Carrying capacity of the CDS <sup>TM</sup> itself is 350–750 tons.

The latest compact systems are also available with a length of just 2 m. Since CDS <sup>TM</sup> is automated and remotely controlled, there is no need to involve riding workers when working with it, unlike the Fill Up Tool and spider elevators. Accordingly, the risks associated with working with keys are eliminated, since this is not required with CDS <sup>TM</sup>. The benefits of using CDS <sup>TM</sup> are clear. The system excludes the use of bulky spider–elevators, the involvement of a riding worker, the use of circulation equipment (Fill–Up Tools), the use of power keys.

Thus, the use of CDS <sup>TM</sup> significantly reduces the amount of equipment and personnel required to run the casing string, provides a high level of mechanization of the work and eliminates the need for personnel to work in particularly hazardous conditions [39].



Picture 2 – Casing Driving System <sup>TM</sup> (CDS <sup>TM</sup>)

### **3.3.2 Upgraded multifunctional directional drilling rigs**

The multipurpose directional drilling rig (pic. 3) is a new type of drilling depth at an angle of  $8^\circ$  to vertical. The inclined MNBU mast with a rack and pinion mechanism for moving the power swivel provides new opportunities for the construction of deviated horizontal wells with large deviations at extremely shallow depths.

Drilling at an angle of  $45^\circ$  in combination with a variable bottomhole force makes it possible to create wells of increased length. This increases the productivity of the drilling process when drilling for coalbed methane and hard-to-reach hydrocarbons. A high-performance hydraulic drive system allows you to set with high precision all created forces, moments and speeds using a control system. The



crawler drive of the unit gives it freedom of movement on the jobsite and also makes it easy to transport by trailer over long distances [40].

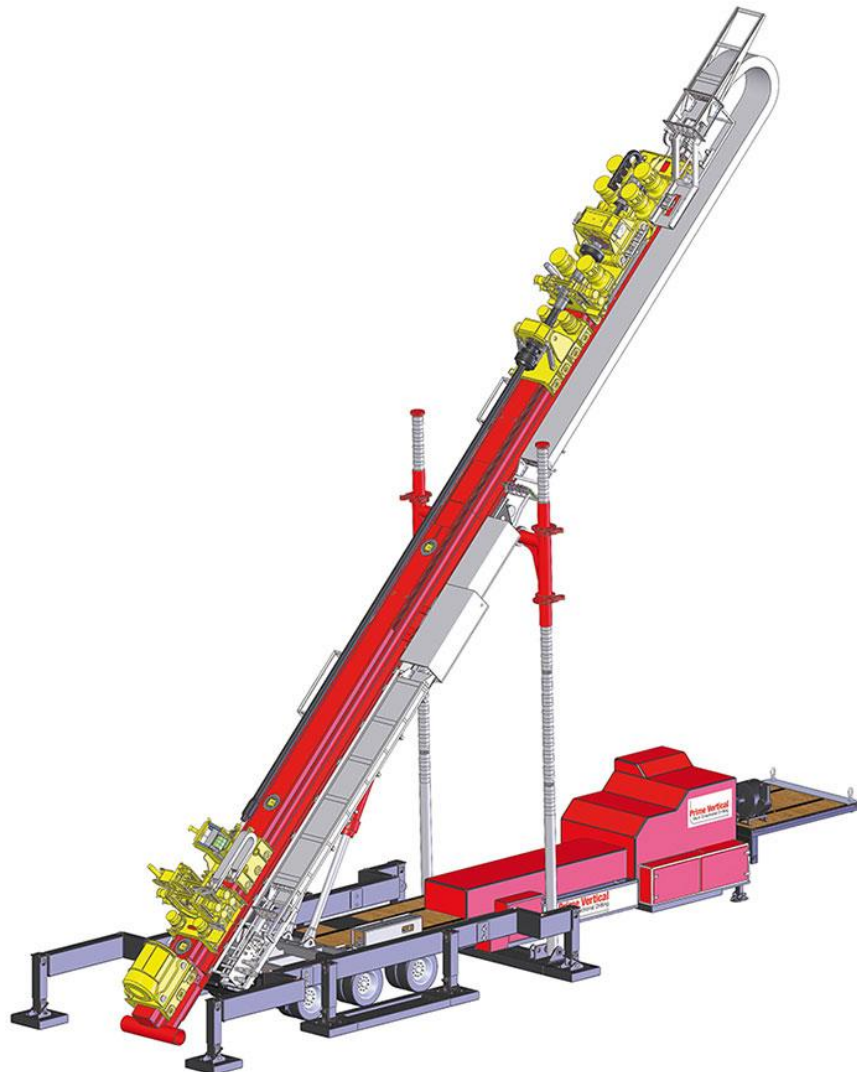
MNBU is used in construction:

- vertical wells;
- horizontal wells;
- directional wells;
- deviated horizontal wells;
- horizontally branched wells;
- vertical and inclined wells of large diameter.

The installation of the MNBU allows with high technical, economic and quality indicators to build directional, horizontal and multilateral wells for the development of various natural resources in any, even as close to the surface as possible, formations, including for:

- extraction (degassing, production) of methane from coal seams;
- production of hard-to-recover (heavy) oils and bitumen using SAGD, TAGD technologies;
- restoration of idle oil and gas wells by construction of an additional directional or horizontal wellbore;
- reconstruction of production wells by drilling a sidetrack with a horizontal end;
- overhaul of operational oil and gas oil and gas stations;
- exploration and production of hydrocarbons in the coastal zone of the shelf from the shore;
- hydrogeological purposes: construction of drainage systems to protect objects and built-up areas from flooding by groundwater, underground water intakes, dewatering, disposal of contaminated water, to protect water bodies from pollution by industrial wastewater;
- extraction of other natural resources: technical, shale gas, oil sands, "old" fields, rich iron ores;

- geological exploration purposes: exploration of hydrocarbon raw materials: oil (including heavy oils and bitumen), gas (including shale and coal methane);
- laying pipelines under rivers, with a significant difference in the height of the banks;
- conducting mine rescue operations: construction of roadways for emergency evacuation of mine personnel, elimination (jamming) of open fountains;
- arrangement of exits to the sea for oil terminals;
- devices for injection pipelines at hydroelectric power plants [40].



Picture 3 – Inclined drilling rig

### 3.3.3 Automated hydraulic drilling tong with programmed control

#### GKSh-8000

Automated hydraulic drill tong with programmed control GKSh-8000 "Timerkul" (pic. 4) is designed for fast, safe, high-precision make-up and breakout of drill and casing pipes with outer diameters from Ø73 mm (2 7/8 ") to Ø219 mm (8 5/8 "), controlled by an industrial PC – controller with real-time operating system Windows CE 7.0 [40].

The use of a retractable arm, PLC control and the ability to use a pedestal console allow for safe and efficient operation, as well as extending the service life of the drilling tool.

- Features and Benefits
- Control is carried out from the driller's remote control using a PLC;
- High-precision tightening, which significantly extends the service life of the drilling tool;
- Using a special program for specifying pipe profiles, which allows you to enter the values of the moments for subsequent quick selection with one click of a button on the operator panel;
- Control in automatic mode and in manual mode, when it is necessary to perform non-standard operations; Possibility of instant shutdown in case of emergency;
- The remote control provides control and monitoring of the key from various points of the drilling site, at a distance from potential sources of danger;
- Universal jaws allow you to work with pipes of various diameters without replacing the dies;
- Unique retractable manipulator allows you to adjust the position of the key in length and height;
- Takes up minimal space on the drilling site;

- The key is mounted on the regular place of the drilling key, type AKB, without changing the design of the drilling site, which allows to exclude the procedure of approval for use;
- Small number of spare parts and easy maintenance in repair;
- For joint operation of the automated hydraulic tongs GKSh–8000, it is possible to use the hydroelectric power station GSE–200R manufactured by OOO Ufagidromash.
- Not inferior, and in some cases even superior to foreign counterparts [40].



Picture 4 – GKSh–8000 «Timerkul»

### 3.3.4 Modern heating systems for drilling rigs

The drilling rig heating system in its most general form is a three–stage heating system, consisting of:

- heat generator;
- heating radiators;
- communications for the divorce of the coolant.

Heat generators supply hot air to the drilling rig.

The heated air is evenly distributed through the air duct system throughout the entire drilling echelon and sub–surface area.

The block of additional tanks of the drilling rig can be heated either by hot air or by heat generated by generator sets.

Container–type heat generators are especially widespread [40].

They are capable of:

- work in low temperatures (up to –45 degrees);
- supply air with a temperature of up to +100 degrees through insulated air ducts up to 45 m long;
- provide high air performance with a large specific temperature difference;
- use crude oil, heating oil, diesel fuel, light fuel oil fractions as fuel.

Heating radiators used on drilling rigs must be characterized by high specific heat outputs, which can be equally successfully achieved by both convection and radiation.

Recently, however, drilling rigs have most often used a combined drilling rig heating system, which includes:

- boiler plant;
- steam generators;
- electric heaters;
- heat guns;
- electric heating elements.

Electric heaters play an important role, since they prevent moisture condensation in drilling lines, thereby reducing the weight of the drilling unit.

The moving parts of the drilling elevator are heated in a special way: a collector is attached to the links of the elevator, and heat steam is supplied to the collector.

However, the elevator wedges are heated by a conventional heating unit, especially used in winter [40].

Table 1 – Technical characteristics of GKSh–8000 «Timerkul»

Spinner torque, Nm (kgf · m)	2940 (300)
Minimum torque before fastening, Nm (kgf · m)	4000 (408)
Maximum tightening torque, Nm (kgf · m)	80000 (8150)
Maximum breaking torque, Nm (kgf · m)	116000 (11820)
Range of pipes, mm.	73–219
Discharge pressure, MPa (kgf/cm <sup>2</sup> )	20 (200)
Pressure in the drain line, MPa (kgf/cm <sup>2</sup> )	не более 0,5 (5)
Volumetric feed into the hydraulic tong, m <sup>3</sup> / s (l/min)	33,3×10 <sup>-4</sup> (200)
Rotation frequency of spinner rollers, rpm	120
Number of spinner rollers, pcs	4
Rotation around its axis, degrees	360
Weight, kg	3000
Overall dimensions, mm	1600x1200x2400

## Приложение Б

