

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Югорский государственный университет»
НИЖНЕВАРТОВСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИКУМ (филиал)
федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования
«Югорский государственный университет»



МДК.02.01 ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ
(РАЗДЕЛ ПМ.2 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ
ОБСЛУЖИВАНИЕ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ)

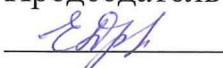
21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ
специальность 21.02.01

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

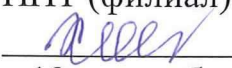
Методические указания к практическим занятиям
для обучающихся 2 курса образовательных учреждений
среднего профессионального образования
всех форм обучения (очная, заочная)

Нижневартовск 2017

РАССМОТРЕНО

На заседании ПЦК «ЭиБ»
Протокол № 10 от 16.11.2017 г.
Председатель
 Е. Г. Драницына

УТВЕРЖДАЮ

Председатель методического совета
ННТ (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ»
 Р. И. Хайбулина
« 19 » декабря 2017 г.

Методические указания к практическим занятиям для обучающихся 2 курса образовательных учреждений среднего профессионального образования всех форм обучения (очная, заочная) по МДК.02.01 Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования (Раздел ПМ.2 Эксплуатация и техническое обслуживание бурового оборудования) специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений (21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО, НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ), разработаны в соответствии с:

1. Федеральным государственным образовательным стандартом по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утвержденным 12.05.2014г.;

2. Рабочей программой профессионального модуля ПМ. 02 Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования по специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, утвержденной на методическом совете ННТ (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ» 31.08.2017г.

Разработчик:

Габдрахманова А.М., высшая квалификационная категория, преподаватель Нижневартовского нефтяного техникума (филиала) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

Рецензенты:

1. Драницына Е.Г., высшая квалификационная категория, преподаватель Нижневартовского нефтяного техникума (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ».

2. Невестюк Д.И., главный инженер ООО «Производственно-внедренческое предприятие «АБС».

Замечания, предложения и пожелания направлять в Нижневартовский нефтяной техникум (филиал) федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Югорский государственный университет» по адресу: 628615, Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ, г. Нижневартовск, ул. Мира, 37.

ВВЕДЕНИЕ

Методические указания к практическим занятиям по МДК.02.01. Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования (раздел ПМ.2 Эксплуатация и техническое обслуживание бурового оборудования) предназначены для обучающихся 2 курса специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.

Цель методических указаний: оказание помощи обучающимся в выполнении практических занятий, закрепление и углубление полученных теоретических знаний по разделу ПМ.02 Эксплуатация и техническое обслуживание бурового оборудования.

В процессе выполнения практических занятий обучающиеся приобретают расчетные навыки и навыки работы с графиками, схемами, таблицами, представляющими интерес при изучении соответствующего раздела ПМ.02 Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования.

Содержание практических занятий направлены на формирование соответствующих профессиональных (ПК) и общих (ОК) компетенций при изучении профессионального модуля ПМ.02. Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования:

| | |
|--------|--|
| ПК 2.1 | Выполнять основные технологические расчёты по выбору наземного и скважинного оборудования. |
| ПК 2.2 | Производить техническое обслуживание нефтегазопромыслового оборудования. |
| ПК 2.3 | Осуществлять контроль за работой наземного и скважинного оборудования на стадии эксплуатации. |
| ПК 2.4 | Осуществлять текущий и плановый ремонт нефтегазопромыслового оборудования. |
| ПК 2.5 | Оформлять технологическую и техническую документацию по эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования. |
| ОК 1 | Понимать сущность и социальную значимость своей будущей профессии, проявлять к ней устойчивый интерес. |
| ОК 2 | Организовывать собственную деятельность, выбирать типовые методы и способы выполнения профессиональных задач, оценивать их эффективность и качество. |
| ОК 4 | Осуществлять поиск, анализ и оценку информации, необходимой для постановки и решения профессиональных задач, профессионального и личностного развития. |
| ОК 5 | Использовать информационно-коммуникационные технологии в профессиональной деятельности. |
| ОК 6 | Работать в коллективе и в команде, эффективно общаться с коллегами, руководством, потребителями. |
| ОК 9 | Быть готовым к смене технологий в профессиональной деятельности. |

ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

| № | Номер и наименование работы (занятия) | Количество часов | Формируемые ПК, ОК |
|---|--|------------------|----------------------------|
| ТЕМА 2.1. Устройство основных видов оборудования буровых установок, двигателей и силовых приводов | | | |
| 1. | Изучение основных узлов буровой установки | 4 | ПК 2.1, ОК 2, ОК 4 |
| 2. | Выбор класса и типа буровой установки для заданных условий бурения | 4 | ПК 2.1, ПК 2.2, ОК 2, ОК 4 |
| 3. | Изучение типов и конструкций буровых вышек | 4 | ПК 2.1, ПК 2.2, ОК 1, ОК 4 |
| 4. | Расчет вертикальных нагрузок и выбор типа буровой вышки | 4 | ПК 2.1, ПК 2.3, ОК 3, ОК 4 |
| 5. | Расчет талевого системы буровой установки | 4 | ПК 2.1, ОК 4 |
| 6. | Изучение устройства и принципа работы бурового насоса. | 4 | ПК 2.1, ОК 4 |
| 7. | Изучение схемы циркуляции бурового раствора | 4 | ПК 2.1, ПК 2.3, ОК 3, ОК 4 |
| 8. | Изучение силовых агрегатов для привода буровых установок | 4 | ПК 2.1, ПК 2.3, ОК3, ОК 4 |
| 9. | Изучение оборудования для герметизации устья скважин | 4 | ПК 2.1, ПК 2.3, ОК 3, ОК 4 |
| 10. | Расчет устойчивости бурового сооружения | 4 | ПК 2.1, ПК 2.3, ОК 3, ОК 4 |
| ТЕМА 2.2. Техническое обслуживание бурового оборудования и инструмента | | | |
| 11. | Система планово-предупредительного ремонта (ППР) бурового оборудования | 4 | ПК 2.4, ПК 2.5, ОК 4, ОК 6 |
| 12. | Техническое обслуживание буровой установки УРБ 2А2-Д | 4 | ПК 2.2, ПК 2.5, ОК 4, ОК 6 |

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1

ИЗУЧЕНИЕ ОСНОВНЫХ УЗЛОВ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Цель: Изучить состав буровой установки роторного бурения, основные узлы и применяемое оборудование.

Порядок работы:

1. Изучить теоретические сведения.
2. Выполнить опорный конспект по плану:
 - назначение и классификация буровых установок;
 - основные узлы буровой установки и их назначение.
3. Выполнить схемы 1.1, 1.2.
4. Подготовиться к защите, ответив на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Основные элементы БУ и их назначение.
2. Классификация БУ.

3. Виды приводов БУ.
4. Перечислите элементы БУ на рис.1.1
5. Назовите назначение каждого узла БУ на рис.1.2.
6. Из каких элементов состоит бурильная колонна?
7. Перечислите элементы КНБК и их назначение.

Буровая установка – это комплекс наземного оборудования, необходимый для выполнения операций по проводке скважины.

Буровые установки классифицируются:

- по назначению: на установки для бурения и ремонта глубоких скважин на нефть и газ и установки для геолого-разведочного и структурного (структурно-поискового) бурения;
- по конструктивному исполнению — на стационарные крупно- и мелкоблочные, блочно-модульные, кустовые, передвижные и мобильные;
- по комплектности — на установки обычного или северного исполнения.



Рисунок 1.1- Основные элементы БУ

Буровые установки (БУ) и наборы бурового оборудования (НБО), предназначены для бурения нефтяных и газовых скважин глубиной от 2500 до 8000 м со следующими приводами основного оборудования:

- дизельным (Д) и дизель-гидравлическим (ДГ),
- электрическим переменного тока (Э) и регулируемым (тиристорным) электроприводом постоянного тока (ЭР) с питанием от промышленных электросетей, а также
- от автономных дизель-электрических станций (ДЭ).

Установки (ДГУ) и (ЭУ) обладают универсальными монтажно-транспортными качествами и в зависимости от назначения перевозятся крупными блоками на специальных транспортных средствах (тяжеловозах), секциями (модулями) на трейлерах и агрегатами транспортом общего назначения.

Установки (К), предназначенные для кустового бурения скважин на грунтах с низкой несущей способностью, перемещают блоками в пределах

куста с помощью специальных устройств, входящих в комплект поставки.

Установки блочно-модульные (**БМ**) обеспечивают повышенную мобильность за счет специального конструктивного исполнения блоков заводской сборки.

Буровая установка (БУ) включает следующие элементы:

1. основной двигатель (главный привод),
2. буровая вышка и подвышечное основание (фундамент),
3. оборудование для спуско-подъемных операций (СПО),
4. буровые насосы,
5. противовыбросовое оборудование (превенторы).

Общий вид буровой установки показан на рис.1.2.

1.Основной двигатель привода буровой установки. В современных буровых установках в качестве основных энергоприводов используют двигатели внутреннего сгорания. Число и габариты главных двигателей зависят от назначения и характеристик буровой установки. В буровых установках для неглубокого бурения (менее 1524 м) используют два двигателя мощностью 373-746 кВт. Для глубокого бурения применяют мощные буровые установки, которые снабжены тремя-четырьмя двигателями, способными развивать мощность 2237 кВт.

2.Буровая вышка и подвышечное основание. Буровая вышка - достаточно высокая и прочная конструкция, обеспечивающая спуск и подъем оборудования в скважину. Кроме того, вышка имеет рабочее место - платформы для верхового рабочего во время спуско-подъемных операций. Подвышечное основание служит опорой для буровой вышки, лебедки и бурильной колонны.

3. Оборудование для спуско-подъемных операций (СПО) состоит из лебедки, талевого системы и талевого каната.

Лебедка - основной механизм буровой установки, позволяющий поднимать тяжелые грузы и опускать их с помощью проволочного каната, намотанного на барабан.

Талевая система включает два блока: *кронблок* и *талевый блок*. *Кронблок* - это неподвижный блок, находящийся в верхней части вышки. *Талевый блок* перемещается вверх и вниз по вышке во время свинчивания-развинчивания труб. Каждый блок имеет ряд шкивов, через которые проходит талевый канат. Один конец талевого каната, выходящий из кронблока, прикреплен под подвышечным основанием к специальному механизму крепления (мертвый конец), другой намотан на барабан лебедки (подвижный конец).

Талевый канат представляет собой мощный проволочный трос, используемый при бурении и заканчивании скважины для подъема или спуска бурового оборудования массой несколько десятков тонн.

4. Буровые насосы обычно используют для обеспечения циркуляции большого количества бурового раствора (19— 44 л/с) по бурильным трубам через насадки на долоте и обратно на поверхность. Следовательно, на-

сос должен создавать давление, достаточное для преодоления значительных сил сопротивления, и перемещать буровой раствор.

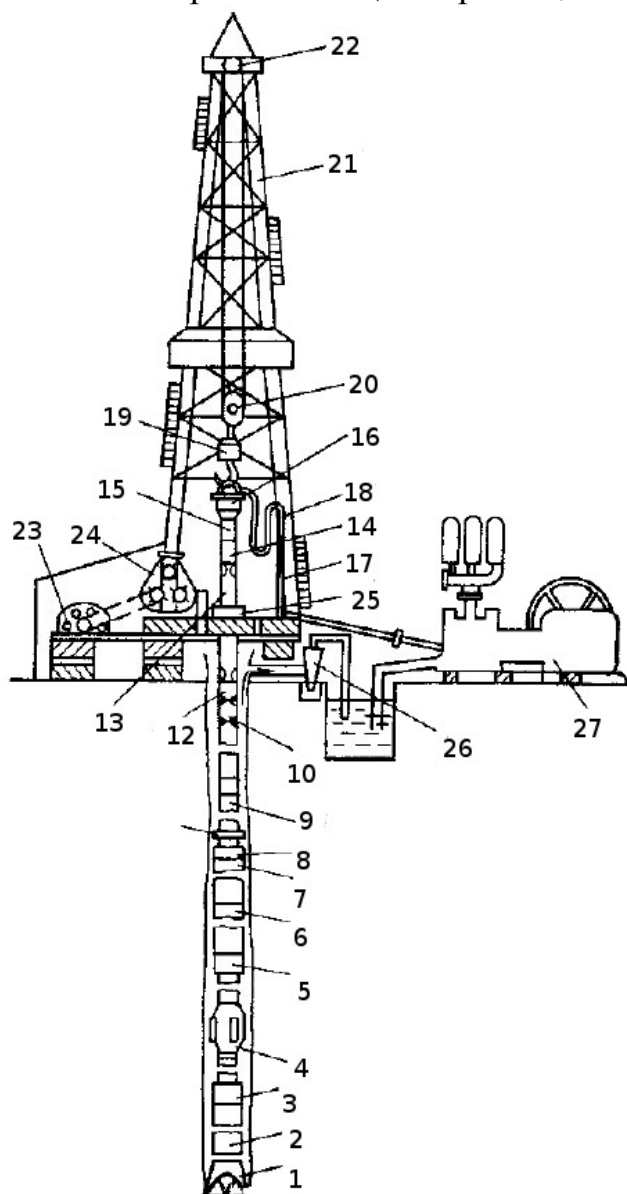


Рисунок 1.2 - Буровая установка:

- 1 – долото;
- 2 – наддолотная утяжеленная бурильная труба;
- 3 – переводник; 4 – центратор;
- 5 – муфтовый переводник;
- 6, 7 – утяжеленные бурильные трубы; 8 – переводник;
- 9 – предохранительное кольцо;
- 10 – бурильные трубы;
- 11 – предохранительный переводник;
- 12, 14 – переводники штанговые нижний и верхний;
- 13 – ведущая труба;
- 15 – переводник вертлюга;
- 16 – вертлюг; 17 – стояк;
- 18 – шланг; 19 – крюк;
- 20 – талевый блок; 21 – вышка;
- 22 – кронблок; 23 – редуктор;
- 24 – лебедка; 25 – ротор;
- 26 – шламаотделитель;
- 27 – буровой насос

5. Превенторы - это герметизирующие противовыбросовые устройства, предотвращающие газоводо-нефтепроявления при бурении скважин. Превенторы бывают трех видов:

1. универсальные превенторы, которые изготовлены так, чтобы закрыться на трубе любого размера и формы, спущенной в скважину;

2. трубные плашки двух видов: с постоянным и переменным диаметрами. Плашки с постоянным диаметром предназначены для бурильных труб одного типоразмера и могут использоваться во время бурения. Плашки переменного диаметра предназначены для уплотнения различных типоразмеров труб;

3. глухие и срезающие плашки. Глухие плашки применяют для закрытия скважины, в которой нет бурильной колонны или обсадных труб. Срезающая плашка — разновидность глухой плашки, которая может срезать трубу и перекрыть открытую скважину.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2

ВЫБОР КЛАССА И ТИПА БУРОВОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ЗАДАННЫХ УСЛОВИЙ БУРЕНИЯ

Цель: научиться выбирать класс и тип буровой установки для заданных условий бурения.

Порядок работы:

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Произвести расчет и выбрать класс и тип БУ для заданных условий бурения. Исходные данные приведены в табл.2.1, 2.2.
3. Сделать вывод по работе.
4. Подготовиться к защите, ответив на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Перечислите требования, предъявляемые к буровым установкам.
2. Назовите основные параметры, характеризующие буровую установку.
3. Классификация буровых установок для бурения на континенте.
4. Порядок выбора класса и типа буровых установок.

Краткие теоретические сведения:

При разбуривании нового нефтяного или газового месторождения большое значение имеет правильность выбора типа буровых установок, которые для данного района окажутся наиболее экономичными. При этом преследуют следующие задачи:

1. определение возможности и целесообразности сооружения линии электропередачи для применения электрифицированных установок;
2. выбор класса буровых установок, которые позволят бурить быстрее и дешевле.

Исходные данные при выборе наиболее рационального класса буровой установки - *проектная глубина и конструкция скважин*. Кроме того, для определения способа транспортировки и монтажа установки необходимо учитывать *рельеф местности, грунтовые условия, ожидаемую скорость бурения*.

Таблица 2.1

| Параметры | Вариант | | | | | | | | | |
|---|---------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Глубина скважины, L, м | 3000 | 2400 | 3600 | 2900 | 3200 | 3700 | 3000 | 2400 | 3600 | 2900 |
| Диаметр кондуктора, d _к , мм | 324 | 346 | 324 | 346 | 324 | 346 | 324 | 346 | 324 | 346 |
| Глубина спуска кондуктора, l _к , м | 400 | 200 | 520 | 350 | 510 | 530 | 390 | 210 | 500 | 360 |
| Глубина спуска ПК, l _п , м | 2200 | 1800 | 2300 | 2150 | 2350 | 2920 | 2250 | 1690 | 2850 | 2160 |
| Глубина спуска ЭК, l _э , М | 3000 | 2400 | 3600 | 2900 | 3200 | 3700 | 3000 | 2400 | 3600 | 2900 |
| Глубина спуска бурильных труб, l _{бт} , м | 2800 | 2100 | 3400 | 2650 | 2950 | 3500 | 2800 | 2200 | 3400 | 2700 |
| Скорость подъема раствора в затрубном пространстве кондуктора, v _з , м/с | 0,5 | 0,45 | 0,39 | 0,51 | 0,53 | 0,5 | 0,54 | 0,48 | 0,46 | 0,7 |

| | | | | | | | | | | |
|--|-----|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 |
| Вес бурильной колонны с учетом веса УБТ и турбобура, $Q'_{бк}$, т | 155 | 145 | 165 | 150 | 155 | 165 | 145 | 140 | 165 | 155 |
| КПД привода и насоса, η_m | 0,8 | 0,75 | 0,82 | 0,84 | 0,79 | 0,78 | 0,85 | 0,91 | 0,89 | 0,77 |

Таблица 2.2

| № | Параметры | Значения |
|----|--|----------|
| 1. | Вес бурильных труб, $q_{бт}$, Н/м | 276 |
| 2. | Диаметр бурильной трубы, $d_{бт}$, мм | 127 |
| 3. | Толщина стенки бурильной трубы, δ , мм | 9 |
| 4. | Диаметр УБТ, $d_{убт}$, мм | 178 |
| 5. | Вес УБТ, $q_{убт}$, Н/м | 1450 |
| 6. | Вес 1 м кондуктора, q_k , Н/м | 1000 |
| 7. | Вес промежуточной колонны (ПК), $q_{п}$, Н/м | 590 |
| 8. | Вес эксплуатационной колонны (ЭК), $q_э$, Н/м | 320 |

Порядок расчета:

1. Вес кондуктора определяем по формуле:

$$G_k = l_k \cdot q_k, \text{ МН} \quad (2.1)$$

где l_k – глубина спуска кондуктора, м;
 q_k – вес кондуктора, Н/м.

2. Вес промежуточной колонны определяем по формуле:

$$G_{п} = l_{п} \cdot q_{п}, \text{ МН} \quad (2.2)$$

где $l_{п}$ – глубина спуска промежуточной колонны, м;
 $q_{п}$ – вес промежуточной колонны, Н/м.

3. Вес эксплуатационной колонны определяем по формуле:

$$G_э = l_э \cdot q_э, \text{ МН} \quad (2.3)$$

где $l_э$ – глубина спуска эксплуатационной колонны, м;
 $q_э$ – вес эксплуатационной колонны, Н/м.

4. Вес бурильных труб определяем по формуле:

$$G_{бт} = l_{бт} \cdot q_{бт}, \text{ МН} \quad (2.4)$$

где $l_{бт}$ – глубина спуска БТ, м;
 $q_{бт}$ – вес БТ, Н/м.

5. Вес УБТ определяем по формуле:

$$G_{убт} = l_{убт} \cdot q_{убт}, \text{ МН} \quad (2.5)$$

где $l_{убт}$ – длина УБТ, м;
 $q_{убт}$ – вес УБТ, Н/м.

5.1. Длину УБТ определяем по формуле:

$$l_{убт} = L - l_{бт}, \text{ м} \quad (2.6)$$

где L – глубина скважины, м.

6. Вес бурильной колонны с УБТ определяется по формуле:

$$G_{бк} = G_{бт} + G_{убт}, \text{ МН} \quad (2.7)$$

7. Рассчитываем разрывную прочность бурильных труб при роторном бурении по формуле:

$$R_{от} = k_3 \cdot G_{бк}, \text{ МН} \quad (2.8)$$

где k_p – коэффициент запаса, принимаем $k = 1,5$.

8. По допустимой нагрузке на крюке R_k необходимо выбрать класс буровой установки [1] стр. 16, табл.1.1. В соответствии с ГОСТом нагрузка от веса бурильной колонны допускается не более $0,6 \cdot R_k$. Значит, должно выполняться условие: $R_k > G_{бк}$.

где R_k – допустимая нагрузка на крюке, кН ([1] табл.1.1, с.16).

9. Определяем расход бурового раствора и мощность насосов. Наибольшая подача потребуется при бурении под кондуктор:

$$Q_{нк} = v_3 \cdot F_3, \text{ м}^3/\text{с} \quad (2.9)$$

где v_3 – скорость подъема раствора в затрубном пространстве кондуктора, м/с;

F_3 – площадь затрубного пространства, м².

$$F_3 = \pi(d_k^2 - d_{бт}^2)/4, \text{ м}^2 \quad (2.10)$$

10. Полезная мощность насосов определяется по формуле:

$$N_H = Q_{нк} \cdot p_c, \text{ Вт} \quad (2.11)$$

где p_c – давление насосов, необходимое для сопротивления при прокачке бурового раствора при бурении, $p_c = 15 \cdot 10^6$ Па или 15МПа.

11. Мощность привода насоса определяем по формуле:

$$N_{пн} = N_H / 2\eta_m, \text{ кВт} \quad (2.12)$$

где η_m – к.п.д. привода и насоса, принимаем $\eta_m = 0,8$.

12. Из таблицы ([1], стр. 16, табл.1.1.) выписать количество и мощность буровых насосов для выбранной БУ.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3

ИЗУЧЕНИЕ ТИПОВ И КОНСТРУКЦИЙ БУРОВЫХ ВЫШЕК

Цель: Изучить типы и конструкции буровых вышек.

Порядок работы:

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Выполнить опорный конспект по плану:
 - назначение и классификация БВ;
 - основные параметры БВ.
3. Выполнить схемы башенных и мачтовых вышек.
4. Подготовиться к защите, ответив на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Виды буровых вышек, их отличительные особенности.
2. Каким количеством балконов оборудуют вышки высотой 41м? 53м?
3. Как подразделяют башенные вышки по исполнению основных несущих элементов?
4. В чем конструктивное отличие башенных вышек: ВБА-53-320; ВБА-58-300; ВМ1-40М-4; ВБ-53-300; ВБО-42-200; ВБ-53-320.
5. Рассказать принципиальное устройство башенной вышки.
6. Конструкция мачтовых вышек.
7. Расшифровать условное обозначение: ВБА-58-300.

Краткие теоретические сведения:

1. Назначение и классификация буровых вышек

Буровая вышка (БВ) – это сооружение над скважиной для подъема и спуска бурового инструмента (обсадные трубы, забойные двигатели и т.д.), размещения бурильных свечей после подъема их из скважины и защиты буровой бригады от ветра и атмосферных осадков (рис.3.1).

Общая масса буровых вышек равна нескольким десяткам тонн.

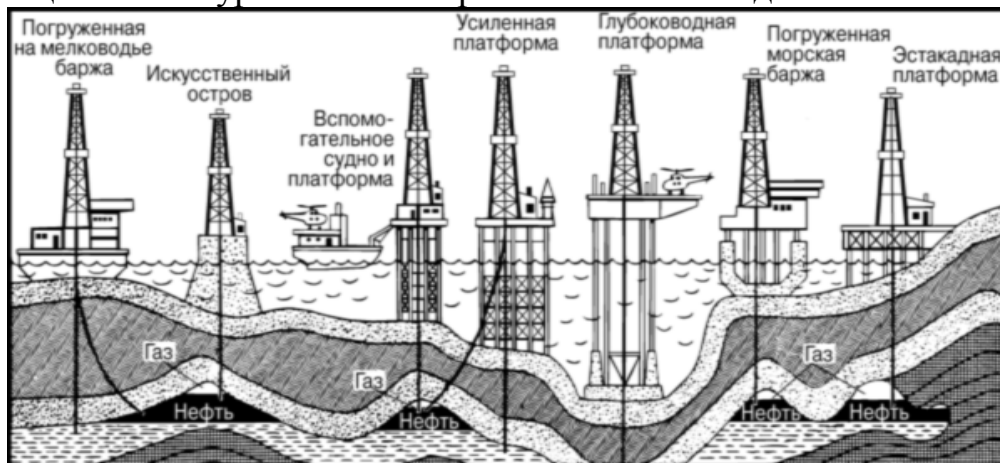


Рисунок 3.1 – Виды буровых вышек

Классификация буровых вышек

1. По назначению:

- для мобильных буровых установок,
- для морских буровых установок,
- для устройств капитального ремонта скважин,
- для кустовых и стационарных буровых установок.

2. По конструкции: башенные и мачтовые.

Обычно буровые установки легкого и среднего классов комплектуются буровыми вышками мачтового типа, а в установках тяжелого класса применяют вышки мачтового и башенного типов. Буровые вышки башенного типа применяются при бурении на море и при глубинном бурении.

Основными параметрами вышки являются:

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

2. *Высота* вышки определяет длину свечи, которую можно извлечь из скважины и от величины которой зависит продолжительность спуско-подъемных операций. Чем больше длина свечи, тем на меньшее число частей необходимо разбирать колонну бурильных труб при смене бурового инструмента. Сокращается и время последующей сборки колонны. Поэтому с ростом глубины бурения высота и 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.

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

4. *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.

2. Виды буровых вышек

1. Мачтовые вышки.

Вышки **мачтового** типа бывают одноопорные и двухопорные (А-образные). А-образные вышки более трудоемки в изготовлении и поэтому более дороги. Они менее устойчивы, но их проще транспортировать и монтировать (рис.3.2).

Вышки мачтового типа по сравнению с башенными вышками имеют ряд **преимуществ**: на их изготовление тратится меньше металла, они имеют меньшее число деталей, что упрощает и ускоряет сборку и разборку вышек. Открытое пространство между мачтами позволяет удобнее вести

вспомогательные работы.

2. Башенная вышка представляет собой правильную усеченную четырехгранную пирамиду решетчатой конструкции, и изготавливается с гибкой и жесткой решетками.

Независимо от конструктивной схемы башенные вышки характеризуются *высокой жесткостью и сопротивляемостью кручению под действием момента сил*, создаваемого натяжением неподвижной и ходовой струн талевого каната. Однако вследствие большого числа болтовых соединений сборка башенных вышек сопряжена с большой трудоемкостью.

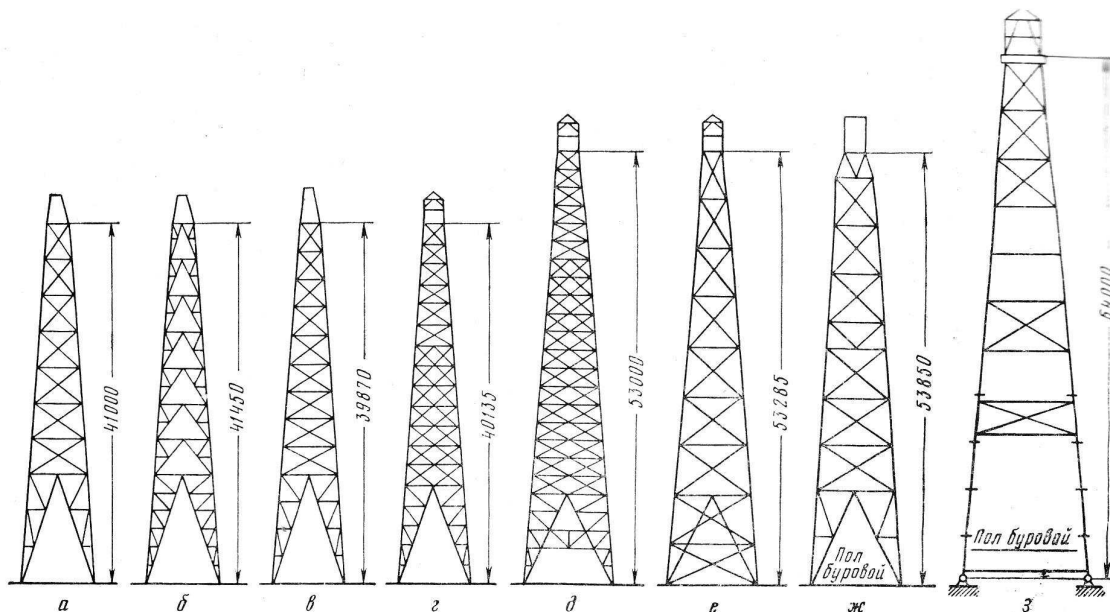


Рисунок 3.2 - Конструкции мачтовых вышек

Башенная вышка (рис. 3.3) представляет собой четырехгранную усеченную пирамиду, состоящую из четырех наклонно расположенных ног 6, связанных между собой поясами 8 и гибкими диагональными тягами 7. В рассматриваемой конструкции ноги и пояса вышки изготовлены из труб, а диагональные тяги - из круглого стального проката. На наголовнике вышки устанавливаются цельносварная подкронблочная рама, козлы 1 и подкронблочная площадка 2. Козлы снабжены блоком, используемым при монтаже вышки, замене кронблока и подъеме других тяжестей. Балконы 4 и 5 предназначены для работы второго помощника бурильщика (верхового) при ручной расстановке бурильных свечей длиной 36 и 27м.

Каждый балкон состоит из четырех площадок 10, каркаса укрытий и оборудован пальцами 12 с шарнирной головкой для установки свечей и люлькой 11 для верхового, размещенной относительно оси скважины на расстоянии, достаточном для прохода талевого блока.

При чрезмерном удалении люльки ухудшаются условия работы верхового. На высоте около 15 м находится площадка для обслуживания стояка манифольда буровых насосов и бурового рукава.

Согласно требованиям безопасности, ширина площадок буровой вышки должна быть не менее 750 мм. Площадки имеют металлический на-

стил из просечно-вытяжного листа (чтобы предотвратить скольжение), перила высотой не менее 1200 мм с продольными планками и прилегающий к настилу борт высотой 150 мм. Вышка снабжена маршевыми металлическими лестницами 3 шириной не менее 650 мм с переходными площадками и перильными ограждениями высотой не менее 1000 мм. На двух противоположных гранях имеются ворота 9 для затаскивания необходимого оборудования.

Пояса и диагональные тяги болтами соединяются с приваренными к ногам вышки косынками 13. Стойки ног и пояса вышки изготовляют из труб, диагональные тяги - из крупного проката. В другой модификации, отличающейся жесткой комбинированной крестовой решеткой, ноги вышки изготовляют из двух крестообразно расположенных угольников, а пояса и раскосы - из угольников меньшего размера.

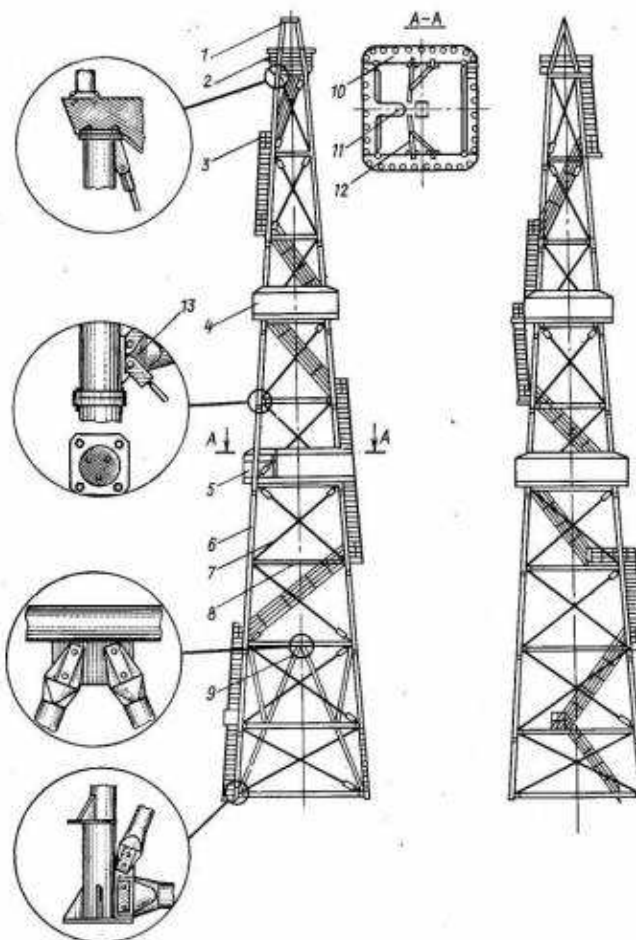


Рисунок 3.3 – Буровая вышка башенного типа

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4

РАСЧЕТ ВЕРТИКАЛЬНЫХ НАГРУЗОК И ВЫБОР ТИПА БУРОВОЙ ВЫШКИ

Цель: Определить тип вышки и наибольшую вертикальную нагрузку, действующую на вышку. Исходные данные в табл. 4.1.

Порядок работы:

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Записать в виде опорного конспекта:
 - классификация вышек;
 - нагрузки, действующие на вышку.
3. Выполнить схему действия нагрузок на буровую вышку (рис.4.1).
4. Произвести расчет вертикальных нагрузок и выбрать тип вышки.
5. Сделать вывод по работе.
6. Подготовиться к защите, ответив на контрольные вопросы

Контрольные вопросы:

1. Перечислите требования, предъявляемые к буровым установкам.
2. Вышки, применяемые в буровых установках и их параметры.
3. От чего зависит горизонтальная ветровая нагрузка, и что на нее влияет?
4. Какие значения ветрового напора принимаются для расчета буровых вышек?
5. От чего зависят нагрузки, возникающие при подъеме мачты в процессе монтажа?
6. Преимущество мачтовых вышек по сравнению с башенными. Недостатки мачтовых вышек.

Таблица 4.1

Исходные данные

| Параметры | Варианты | | | | | | | | | |
|---|----------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| Глубина скважины, Н, м | 2500 | 2400 | 2700 | 2600 | 2550 | 2450 | 2350 | 2400 | 2600 | 2700 |
| Диаметр БТ, $d_{бт}$, мм | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 | 127 |
| Длина БТ, $l_{бт}$, м | 2400 | 2500 | 2600 | 2300 | 2450 | 2350 | 2550 | 2600 | 2400 | 2450 |
| Длина УБТ, $l_{убт}$, м | 100 | 110 | 120 | 90 | 110 | 100 | 105 | 100 | 110 | 120 |
| Вес 1 м БТ, $q_{бт}$, кг | 27,5 | 26,5 | 26 | 27 | 27,5 | 26,5 | 27 | 27,5 | 26,5 | 26 |
| Длина ведущей трубы, $l_{вт}$, м | 14,5 | 15 | 14,5 | 15 | 14,5 | 15 | 14,5 | 15 | 14,5 | 15 |
| Вес 1 м ведущей трубы, $q_{вт}$, кг | 105 | 110 | 100 | 105 | 110 | 100 | 105 | 100 | 110 | 100 |
| Плотность гл. раствора, $\rho_{гл.р}$, г/см ³ | 1,22 | 1,23 | 1,2 | 1,24 | 1,23 | 1,25 | 1,2 | 1,22 | 1,24 | 1,25 |
| Плотность стали, $\rho_{ст}$, г/см ³ | 7,85 | 7,85 | 7,85 | 7,85 | 7,85 | 7,85 | 7,85 | 7,85 | 7,85 | 7,85 |
| Длина турбобура, l_m , м | 8,5 | 8,0 | 8,5 | 7,5 | 7,0 | 8,5 | 9,0 | 8,5 | 7,5 | 8,0 |
| Вес турбобура, q_m , кг | 1044 | 1050 | 1100 | 1000 | 1080 | 1070 | 1090 | 1055 | 1060 | 1000 |

Краткие теоретические сведения:

Основные параметры буровых вышек - *максимальная нагрузка и размеры* (высота и площадь основания). Тип вышки для бурения скважины той или иной конструкции выбирается, исходя из максимальной нагрузки на крюке.

Нагрузки, действующие на вышку.

На вышку действуют:

1. постоянные нагрузки от ее веса и веса смонтированного на ней оборудования,
2. эксплуатационные нагрузки, изменяющиеся по величине в процессе бурения, и
3. переменные нагрузки от ветра.

В результате возникают вертикальные и горизонтальные усилия.

На вышку могут действовать четыре сочетания нагрузок (рис. 4.1):

1. вертикальные 2, 3, 4, 6 и горизонтальные нагрузки 1, 5 в процессе СПО и спуска обсадной колонны; при этом допускается ветровая нагрузка

7 на нижнюю боковую поверхность $q_0 = 250$ Па (рис. 4.1, а);

2. ветровая нагрузка 7 на низ вышки $q_0 = 700$ Па при полном пакете свечей за пальцем, крюк не нагружен, действуют нагрузки 2, 5 и 6 (рис. 4.1, б);

3. нагрузки на вышку 2 и 6 при СПО и ветровой нагрузке 7 $q_0 = 150$ Па (рис. 4.1, в);

4. максимальные нагрузки на крюке 2, 3, и 4 при ликвидации прихватов, аварий или других операциях и ветровой нагрузке 7 на боковую поверхность низа вышки $q_0 = 150$ Па (рис. 4.1, г).

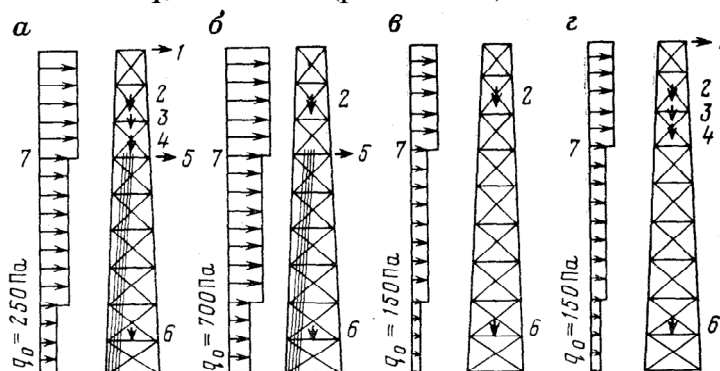


Рисунок 4.1 – Схемы действия на вышку нагрузок:

- 1 – горизонтальная сила на наголовнике; 2 – вес талевой системы;
 3 – нагрузка на крюк; 4 – вертикальная нагрузка от натяжения ведущей и неподвижной струн каната; 5 – горизонтальная сила от веса свечей;
 6 – вес вышки; 7 – сила давления ветра

Порядок расчета:

1. С учетом коэффициента прихвата и облегчения веса бурильной колонны при погружении в жидкость нагрузку на крюке можно определить по формуле:

$$Q_{кр} = Q_{кол} \cdot \left(1 - \frac{\rho_{г.р.}}{\rho_{ст}}\right) \cdot K, \text{ кгс} \quad (4.1)$$

- где $Q_{кол}$ – вес колонны в воздухе, кгс;
 $\rho_{г.р.}$ – плотность глинистого раствора г/см^3 ;
 $\rho_{ст}$ – плотность стали г/см^3 ;
 K – коэффициент прихвата, $K=1,3$.

2. Вес колонны бурильных труб в воздухе определяем по формуле:

$$Q_{кол} = l_{вт}q_{вт} + l_{бт}q_{бт} + l_{убт}q_{убт} + q_m, \text{ кгс} \quad (4.2)$$

- где $l_{бт}$ – длина бурильных труб, м;
 $q_{бт}$ – вес 1 м бурильных труб, кг;
 $l_{вт}$ – длина ведущей трубы, м;
 $q_{вт}$ – вес ведущей трубы, кг;
 $l_{убт}$ – длина УБТ, м;
 $q_{убт}$ – вес УБТ, кг;
 q_t – вес турбобура, кг.

3. Длину бурильных труб определяем по формуле:

$$l_{\text{бт}} = H - (l_{\text{вт}} + l_{\text{убт}} + l_{\text{м}}), \text{ м} \quad (4.3)$$

где **H** – глубина скважины, м;
l_т – длина турбобура, м.

4. Исходя из максимальной нагрузки на крюке по табл. 4.2 выбрать тип вышки.

Таблица 4.2

Техническая характеристика буровых вышек

| Параметры | Вышки башенного типа | | Вышки мачтового типа | |
|---|-----------------------|---------------|----------------------|-----------|
| | В-200-41, БМВБ-41-200 | ВМ-41М, ВМ-41 | ВМ-40-100 | ВМ-42-140 |
| Максимальная нагрузка на крюке, тс | 150 | 120 | 80 | 100 |
| Высота вышки, м | 41 | 41 | 40 | 42 |
| Оснастка талевой системы | 5×6 | 5×6 | 4×5 | 4×5 |
| Вес постоянно поднимаемого оборудования во время СПО, т | 5 | 5 | 4 | 4 |
| Вес кронблока, т | 2,46 | 2,46 | 2,24 | 2,24 |
| Вес вышки, т | 25 | 25 | 24 | 24 |

5. Вертикальную нагрузку, действующую на вышку, определяем по формуле:

$$Q_{\text{в}} = Q_{\text{кр}} + P_{\text{об}} + P_{\text{х.к.}} + P_{\text{н.к.}} + q_{\text{кр}} + q_{\text{в}}, \text{ тс} \quad (4.4)$$

где **Q_{кр}** – максимальная нагрузка на крюке, тс (табл. 4.2);
P_{об} – вес постоянно поднимаемого оборудования во время СПО (табл. 4.2.);
P_{х.к.} – натяжение ходового конца каната во время подъема колонны, тс;
P_{н.к.} – натяжение неподвижного конца каната, тс;
q_{кр} – вес кронблока, т;
q_в – вес вышки. т.

6. Натяжение ходового конца каната определяем по формуле:

$$P_{\text{х.к.}} = \frac{Q_{\text{кр}} + P_{\text{об}}}{n \cdot \eta_{\text{т.с}}}, \text{ тс} \quad (4.5)$$

где **n** – количество рабочих струн талевой системы;
η_{т.с} – КПД талевой системы;
Q_{кр} – максимальная нагрузка на крюке, тс (табл. 4.2);
P_{об} – вес постоянно поднимаемого оборудования во время СПО (табл. 4.2.).

7. Коэффициент полезного действия (КПД) талевой системы находим по формуле:

$$\eta_{т.с} = 1 - 0,02 \cdot n \quad (4.6)$$

8. Натяжение неподвижного конца каната определяем по формуле:

$$P_{нк} = \left(\frac{Q_{кр} + P_{об}}{n} \right) \eta_{т.с} , \text{ тс} \quad (4.7)$$

- где **n** – количество рабочих струн талевой системы;
 $\eta_{т.с}$ – КПД талевой системы;
 $Q_{кр}$ – максимальная нагрузка на крюке, тс (табл. 4.2);
 $P_{об}$ – вес постоянно поднимаемого оборудования во время СПО, (табл. 4.2.).

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5

РАСЧЕТ ТАЛЕВОЙ СИСТЕМЫ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

Цель: научиться рассчитывать талевый канат на прочность; производить выбор диаметра и типа талевого каната.

Порядок работы:

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Записать в виде опорного конспекта:
 - талевая система;
 - виды канатов;
 - конструкция канатов;
 - маркировка канатов;
3. Произвести расчет талевого каната на прочность.
4. Сделать вывод по работе.
5. Подготовиться к защите, ответив на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Назначение талевой системы и ее устройство.
2. Что понимают под оснасткой талевой системы, виды оснастки.
3. Число шкивов в талевом блоке и кронблоке.
4. Виды канатов по способу и роду свивки.
5. Чем характеризуется прочность каната на разрыв?
6. С каким запасом прочности необходимо выбирать талевые канаты?

I. Краткие теоретические сведения:

1.Талевая система

Талевая система - один из ключевых механизмирующих компонентов спуско-подъемных операций в ходе различных буровых работ. Талевая система выполняет следующие важнейшие функции:

1. грузоношение (спуск, подъем и поддержание на весу тяжелого бурового инструмента и обсадных труб);
2. точечное физическое воздействие (создает на крюке необходимое усилие для высвобождения из скважины буровой колонны, это особенно

эффективно при аварийных ситуациях, возникающих в ходе работы с бурильной колонной);

3. механическая поддержка (удерживает бурильную колонну, спущенную в скважину).

Талевая система – это полиспастный механизм, состоящий из трех компонентов: *кронблок, талевый блок, стальной канат*.

Кронблок - неподвижная часть талевой системы, монтируется на верхней раме мачты или на подкронблочных балках вышки. Кронблок и талевый блок предназначены непосредственно для выполнения спуско-подъемных операций (СПО).

Талевый блок - подвижная часть талевой системы, подвешивается к кронблоку на талевом канате и соединяется с бурильными или обсадными трубами с помощью вертлюжной скобы, крюка или элеватора.

Стальной канат обеспечивает гибкую связь между буровой лебедкой и механизмом крепления неподвижного конца каната.

2. Канаты, применяемые в талевых системах

В буровых установках можно применять ограниченное число типов только **круглых** шестипрядных канатов тросовой конструкции, т. е. двойной свивки с сердечником. Эти канаты изготавливают самых разных конструкций, поэтому выбор их довольно сложен.

Для талевых систем, предназначенных для бурения *неглубоких* скважин с небольшим числом СПО, следует выбирать канаты более простых конструкций с прядями простой свивки и органическим сердечником.

В талевых системах для бурения *глубоких* скважин с большим числом СПО нужно выбирать канаты с хорошей гибкостью и высокой разрывной прочностью и сопротивлением истиранию внешних проволок, хорошо сохраняющих форму поперечного сечения. Этим условиям отвечают канаты с металлическим сердечником, у которых наружный слой прядей свит из проволок большого диаметра, а внутренние слои – из проволок меньшего.

Прочностные характеристики канатов зависят от их конструкции, диаметра и прочности проволок, на них не влияет направление свивки прядей, левое или правое. Канаты талевых систем рассчитывают на прочность по наибольшей действующей нагрузке и на долговечность по работе при СПО и бурении.

Талевый канат является стареющим изделием, прочность которого снижается в процессе эксплуатации. При выборе канатов для талевых систем следует проверить запас прочности каната по динамической нагрузке подъема и спуска. Запас прочности должен быть порядка 4÷5. Окончательное решение о выборе каната можно сделать только после сравнения его с существующими прототипами талевых систем, предназначенных для работы в аналогичных условиях.

3. Конструкции канатов

Существует большое разнообразие конструкций канатов, свитых из стальных проволок, различных как по форме поперечного сечения (*круг-*

лые, плоские, овальные и др.), так и по конструкции отдельных прядей и их навивки (число элементов, свитых в канате, род их свивки, диаметр проволоки и др.). В талевых системах буровых установок следует применять стальные канаты только круглого сечения.

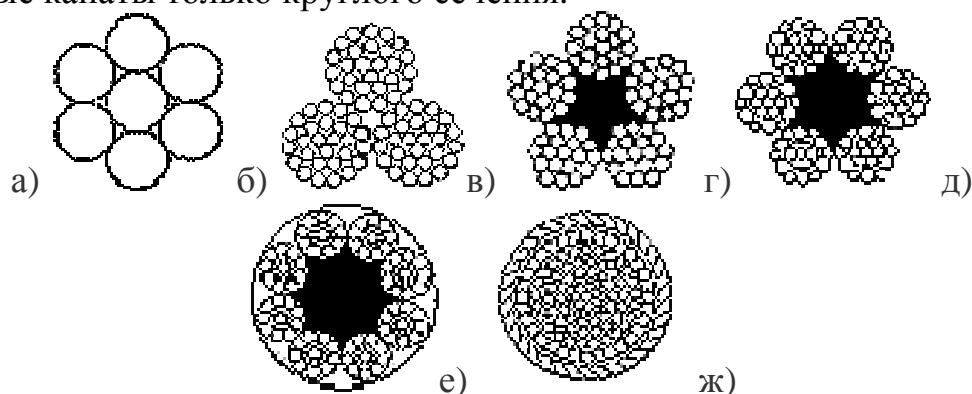


Рисунок 5.1- Конструкции канатов: а - однопрядный; б - трехпрядный; в - пятипрядный (1 - проволока, 2 - прядь, 3 - сердечник); г - шестипрядный; д - восьмипрядный; е - восемнадцатипрядный; ж - закрытой конструкции с двумя слоями клиновидной проволоки, одним слоем Z-образной проволоки и сердечником типа ТК

Порядок расчета:

Задание: Выбрать диаметр и тип талевого каната и произвести проверочный расчет талевого каната на прочность. Исходные данные в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Исходные данные

| Показатели | Вариант | | | | | | | | | | | |
|--|---------|-----|------|------|-----|------|------|------|------|------|------|-----|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 12 |
| Оснастка талевой системы | 5×6 | 4×5 | 5×6 | 4×5 | 5×6 | 4×5 | 5×6 | 4×5 | 5×6 | 4×5 | 5×6 | 4×5 |
| Максимальная нагрузка на крюке, Q _{кр} , тс | 150 | 120 | 150 | 120 | 150 | 120 | 150 | 120 | 150 | 120 | 150 | 120 |
| Вес подвижного оборудования, P _{об} , т | 5 | 4 | 5 | 4 | 5 | 4 | 5 | 4 | 5 | 4 | 5 | 4 |
| КПД талевой системы, η _{т.с} | 0,85 | 0,8 | 0,87 | 0,86 | 0,9 | 0,83 | 0,82 | 0,81 | 0,88 | 0,89 | 0,87 | 0,9 |
| Профиль канавок шкивов, мм | 28 | 25 | 28 | 25 | 28 | 25 | 28 | 25 | 28 | 25 | 28 | 25 |
| Коэффициент запаса прочности, К | 3 | 3,5 | 4 | 3 | 3,5 | 4 | 3 | 3,5 | 4 | 3 | 3,5 | 4 |

1. Для выбора типа каната определяем натяжение ходового конца каната при подъеме:

$$P_{x.k} = \frac{Q_{кр} + P_{об}}{n \cdot \eta_{т.с}}, \text{ тс} \quad (5.1)$$

- где n – количество рабочих струн талевой системы;
 $\eta_{т.с}$ – КПД талевой системы;
 $Q_{кр}$ – максимальная нагрузка на крюке, тс;
 $P_{об}$ – вес постоянно поднимаемого оборудования во время СПО.

2. Необходимое разрывное усилие каната P_p определяем по формуле:

$$P_p = P_{хк} \cdot K, \text{ тс} \quad (5.2)$$

3. Исходя из значения разрывного усилия по данным табл. 5.2 необходимо выбрать тип талевого каната.

4. Проверочный расчет каната на прочность проводим по следующей формуле:

$$\sigma_{сум} = \sigma_p + \sigma_{из}, \text{ кгс/мм}^2 \quad (5.3)$$

- где $\sigma_{сум}$ – суммарные натяжения, которые возникают в канате, кгс/мм²;
 σ_p – напряжения при растяжении, кгс/мм²;
 $\sigma_{из}$ – напряжения при изгибе, кгс/мм².

Таблица 5.2

Основные размеры талевых канатов типа ЛК-РО

| Диаметр, мм | | | | | | | Площадь поперечного сечения всех проволок в канате, мм ² | Расчетный вес 100 м каната со смазкой, кг | Разрывное усилие, кгс/мм ² | | | Сердечник |
|-------------|-------------------------|-------------------|--------------------|--------------------------------------|----------------|--|---|---|---|-------|--------|-----------|
| каната | проволоки | | | | | | | | Расчетный предел прочности проволок, кгс/мм ² , σ_B | | | |
| | центрального сердечника | центральной пряди | первого слоя пряди | второго слоя пряди их шести проволок | | третьего слоя пряди из двенадцати проволок | | | 160 | 170 | 180 | |
| | | | | большого размера | малого размера | | | | | | | |
| 25 | 1 | 1,35 | 1,3 | 1,2 | 0,85 | 1,6 | 300,64 | 266 | 40880 | 43440 | 45990 | м.с |
| 28 | 1,1 | 1,55 | 1,45 | 1,3 | 1, | 1,8 | 379,26 | 338 | 51570 | 54800 | 58020 | м.с |
| 32 | 1,25 | 1,7 | 1,6 | 1,5 | 1,1 | 2 | 464,99 | 415 | 63230 | 67190 | 71140 | м.с |
| 35 | 1,35 | 1,85 | 1,75 | 1,65 | 1,2 | 2,2 | 564,23 | 505 | 76730 | 81530 | 86320 | м.с |
| 38 | 1,50 | 2 | 1,9 | 1,8 | 1,3 | 2,4 | 671,61 | 598 | 91330 | 97040 | 102750 | м.с |
| 25 | - | 1,35 | 1,3 | 1,2 | 0,85 | 1,6 | 262,18 | 245 | 35650 | 37880 | 40110 | о.с |
| 28 | - | 1,55 | 1,45 | 1,3 | 1 | 1,8 | 332,71 | 300 | 45240 | 48070 | 50900 | о.с |
| 32 | - | 2,7 | 1,6 | 1,5 | 1,1 | 2 | 409,62 | 380 | 55700 | 59070 | 62670 | о.с |
| 35 | - | 1,85 | 1,75 | 1,65 | 1,2 | 2,2 | 494,01 | 464 | 67180 | 71380 | 75580 | о.с |
| 38 | - | 2 | 1,9 | 1,8 | 1,3 | 2,4 | 585,37 | 545 | 79610 | 84580 | 89560 | о.с |

5. Напряжения при растяжении находим по формуле:

$$\sigma_p = \frac{P_{хк.}}{F}, \text{ кгс/мм}^2 \quad (5.4)$$

где F – площадь поперечного сечения всех проволок в канате, табл. 3.2;
 $P_{х.к.}$ – натяжение ходового конца каната, кгс.

6. Напряжения при изгибе находим по формуле:

$$\sigma_{из} = \frac{3}{8} \cdot E_k \cdot \frac{\delta}{D}, \text{ кгс/мм}^2 \quad (5.5)$$

где E_k – модуль упругости каната с металлическим сердечником, $E_k=1,25 \cdot 10^4$ кгс/мм²;
 δ – диаметр проволок в канате, мм;
 D – диаметр канатного шкива или диаметр барабана лебедки, $D=650$ мм.

Выбранный тип каната состоит из проволок различного диаметра. Для расчета берется диаметр внешнего (третьего) слоя пряди.

7. Коэффициент запаса прочности определяем по формуле:

$$K = \frac{\sigma_v}{\sigma_{сум}}, \quad (5.6)$$

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6

ИЗУЧЕНИЕ УСТРОЙСТВА И ПРИНЦИПА РАБОТЫ БУРОВОГО НАСОСА

Цель: Изучить устройство, технические характеристики бурового насоса УНБ-600, его гидравлической и механической частей.

Порядок работы:

1. Изучить теоретический материал, выполнить опорный конспект.
2. Изучить устройство, технические характеристики бурового насоса УНБ-600, его гидравлической и механической частей (рис.6.1-6.6).
3. Сделать вывод по работе.
4. Подготовиться к защите, ответив на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Назначение буровых насосов.
2. Что понимают под обеспечением циркуляции?
3. Типы буровых насосов.
4. Из каких стадий состоит работа бурового насоса?
5. Что входит в гидравлическую и механическую части бурового насоса?
6. Из каких узлов состоит буровой насос УНБ-600?
7. Какие усовершенствования претерпел насос УНБ-600 по сравнению со старой модификацией У8-4?

Краткие теоретические сведения:

1. Назначение буровых насосов

Буровые насосы применяются на буровых установках для обеспечения циркуляции буровых растворов при бурении скважин.

Под обеспечением циркуляции понимается совокупность следующих процессов:

- нагнетание **бурового раствора** в скважину
- поддержание выбуренной породы во взвешенном состоянии
- очистка ствола шахты и забоя от шлама
- охлаждение долота в процессе бурения

В самом общем виде представить работу бурового насоса можно в виде следующих стадий:

1 стадия - через трансмиссию двигателя к валу передается вращательное движение;

2 стадия - побочные механизмы (шатуны, крейцкопф, кривошипное устройство и др.) преобразуют вращательное движение вала в возвратно-поступательное;

3 стадия - поршень в процессе движения в цилиндре формирует область давления, в которую всасывается буровая жидкость (далее при повышении давления в трубопроводе закрытый до этого всасывающий клапан открывается, и раствор выходит).

Буровые насосы бывают двух типов: двухцилиндровый; трехцилиндровый. Трехцилиндровый тип бурового насоса эффективнее в силу следующих свойств и особенностей:

- увеличенная в 2 раза в сравнении с двухцилиндровым типом равномерность подачи раствора;
- возможность быстрой смены поршней, втулок и прочих деталей, подвергающихся быстрому износу;
- общая масса снижена до 35 %.

Трехпоршневые буровые насосы наиболее полно отвечают требованиям технологий бурения. Они обеспечивают наименьшую степень неравномерности давления на выходе и меньший износ штоков и клапанов поршня соответственно.

2. Устройство и виды буровых насосов

Буровые насосы состоят из гидравлической и механической составных частей, смонтированных на общей раме.

1. Гидравлическая часть бурового насоса: гидравлический блок с входными и выходными клапанами; цилиндропоршневая группа; блок охлаждения; пневмокомпенсатор; предохранительный клапан.

2. Механическая часть бурового насоса: блок распределения; редуктор; трансмиссионный вал; приводной шкив; ползунный механизм; корпус с узлами системы смазки.

Шифр насосов ВЗБТ «Триплекс» следует читать:

насос НБТ-475 - насос буровой триплекс мощностью 475 кВт,

насос УНБТ-950 - уралмашевский насос буровой триплекс мощностью 950 кВт.

Известно, что с увеличением глубины бурящейся скважины растет давление на выкиде насоса. В связи с этим создаются буровые поршневые

насосы, способные развивать высокие давления. Рассмотрим конструкцию поршневого насоса на примере поршневого бурового насоса УНБ-600 (У8-6М) (рис.6.1).

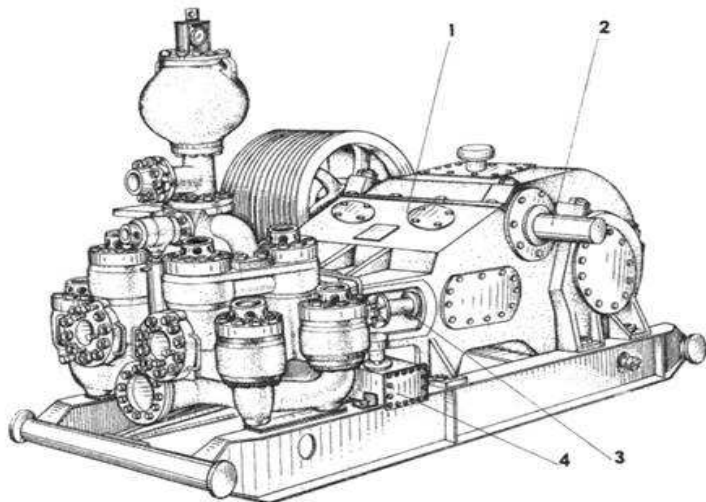


Рисунок 6.1- Общий вид насоса УНБ-600 (1):

- 1 – станина;
- 2 – вал трансмиссионный;
- 3 – кривошипно-шатунный механизм;
- 4 – система смазки штоков

Буровой насос УНБ-600 (У86МА2) предназначен для подачи промывочной жидкости на забой при бурении скважин глубиной до 5000 м. При роторном бурении промывочная жидкость подается буровым насосом УНБ-600 через колонну бурильных труб на забой скважин для охлаждения и выноса разрушенной долотом горной породы, а также для передачи энергии потока турбобуру и связанному с ним долоту. В качестве промывочной жидкости применяется вода или глинистый раствор с наличием нефти, щелочи, соды и других компонентов. Буровой насос УНБ-600 по основным параметрам соответствует ГОСТ 6031.

Буровой насос УНБ-600 горизонтальный, кривошипный, двухпоршневой, двустороннего действия, состоит из *гидравлической и приводной* части, смонтированных на общей раме.

Гидравлическая часть насоса УНБ-600 состоит из следующих основных узлов: двух литых стальных гидравлических коробок, соединенных между собой снизу приемной коробкой, а сверху корпусом блока пневмокомпенсаторов. На приемной коробке установлен всасывающий воздушный колпак. Приемная коробка насоса соединяет всасывающую трубу со всасывающими клапанами (рис. 6.2, 6.3).

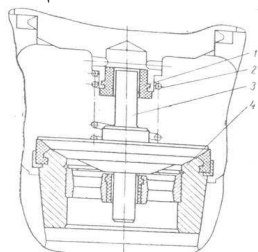


Рисунок 6.2 - Клапан насоса УНБ-600 в сборе: 1 - втулка; 2 – пружина; 3 – тарелка клапана; 4 – седло в сборе

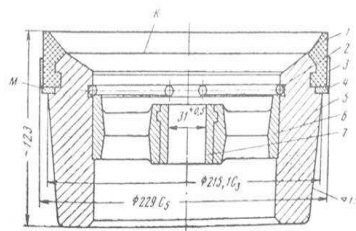


Рисунок 6.3 - Седло насоса УНБ-600 в сборе: 1 – уплотнение клапана; 2 – кольцо пружинное; 3 – кольцо; 4 – кольцо наружное; 5 – седло; 6 – направляющая; 7 – втулка

Приводная часть насоса УНБ-600 состоит из узлов коренного вала (рис.6.4), трансмиссионного вала (рис.6.5) и шатунного механизма (рис.6.6), установленных в литой чугунной станине.

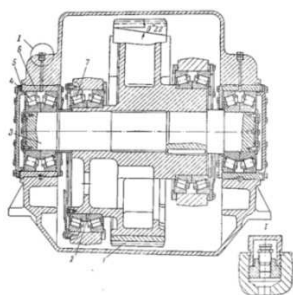


Рисунок 6.4 -
Узел коренного вала

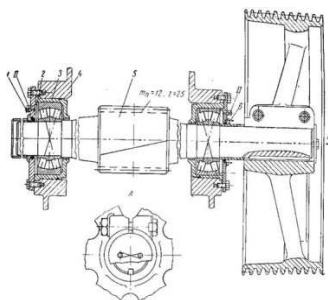


Рисунок 6.5 -
Трансмиссионный
вал

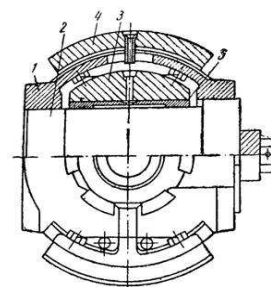


Рисунок 6.6 - Ползун
вал

Буровой насос УНБ-600, по сравнению с ранее выпускаемым насосом У8-4, имеет ряд оригинальных усовершенствований:

1. В опоры коренного вала и большой головки шатуна введены регулируемые подшипники, что обеспечивает бесшумную работу механизмов.

2. Упорная резьба перенесена на съемный фланец гидрокоробки, что позволяет успешно ремонтировать насос в промышленных условиях.

3. Более рациональная конструкция уплотнения колпаков способствует удлинению срока их службы.

4. Конструктивные улучшения внесены также в предохранительный клапан и пневмокомпенсатор.

Все эти усовершенствования повысили надежность и долговечность насоса УНБ-600. Высокое рабочее давление и широкий диапазон сменных цилиндрических втулок позволяют использовать насос УНБ-600 на режимах, обеспечивающих большую скорость бурения.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 7

ИЗУЧЕНИЕ СХЕМЫ ЦИРКУЛЯЦИИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Цель: Изучить назначение, основные узлы циркуляционной системы буровой установки, схему циркуляции бурового раствора.

Порядок работы:

1. Изучить теоретический материал, выполнить опорный конспект.
2. Изучить и выполнить схему циркуляции бурового раствора (рис.7.1).
3. Сделать вывод по работе.
4. Подготовиться к защите, ответив на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Назначение циркуляционной системы.
2. Что понимают под обеспечением циркуляции?

3. Расскажите схему циркуляции бурового раствора.
4. Из каких стадий состоит работа бурового насоса?
5. Покажите на схеме (рис.7.1), как распределяются давления при движении бурового раствора.

Краткие теоретические сведения:

1. Назначение циркуляционной системы БУ

Циркуляционная система буровой установки служит для сбора и очистки отработанного бурового раствора, приготовления новых его порций и закачки очищенного раствора в скважину (рис.7.1).

Она включает:

- систему отвода использованного раствора (желоба) от устья скважины
- механические средства отделения частиц породы (вибросито, гидроциклоны),
- емкости для химической обработки, накопления и отстоя очищенного раствора,
- шламовый насос,
- блок приготовления свежего раствора,
- буровые насосы - для закачки бурового раствора по нагнетательному трубопроводу в скважину.

2. Схема циркуляции бурового раствора

Буровые насосы забирают раствор из емкости и по напорной линии через стояк, гибкий рукав и вертлюг подают его в бурильную колонну. При этом часть давления p_d расходуется на преодоление гидравлических сопротивлений в наземной линии.

Далее буровой раствор проходит по ведущей и бурильным трубам, по УБТ, забойному двигателю к долоту. На этом пути давление раствора снижается вследствие затрат энергии на преодоление гидравлических сопротивлений: p_t , $p_{УБТ}$ $>$ $P_{зд}$.

Затем буровой раствор за счет разности динамического напора внутри бурильной колонны p_d и на забое скважины p_3 ($p_d - p_3 - p_{дол}$) с большой ско-

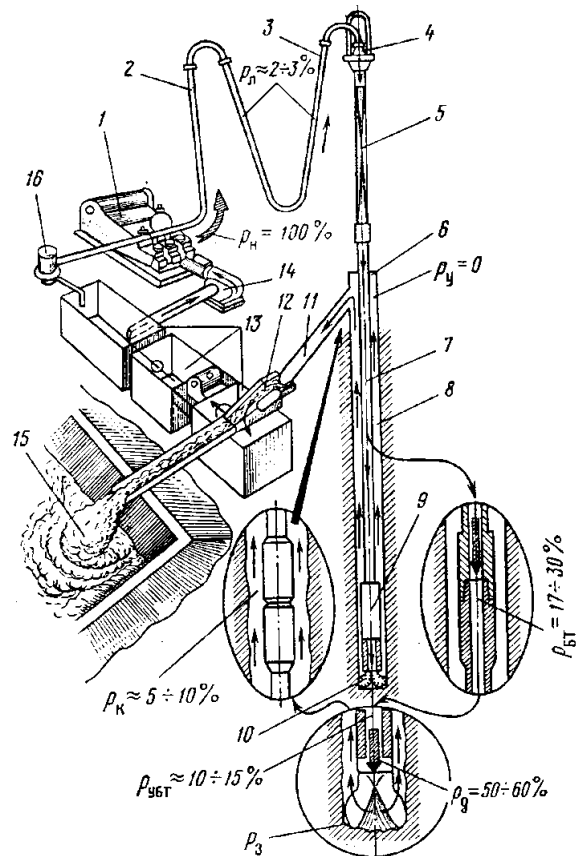


Рисунок 7.1- Схема циркуляции бурового раствора:

- 1 - насос; 2 - стояк; 3 - гибкий рукав;
- 4 - вертлюг; 5 - ведущая труба;
- 6 - устье скважины; 7 - бурильные трубы; 8 - затрубное пространство;
- 9 - УБТ; 10 - долото;
- 11 - растворопровод;
- 12 - блок очистки; 13 - баки;
- 14 - опорный насос; 15 - амбар;
- 16 - смеситель.

ростью выходит из насадок долота и очищает забой и долото от выбуренной породы. Оставшаяся часть энергии раствора затрачивается на подъем породы и преодоление сопротивления в кольцевом затрубном пространстве r_k . Поднявшийся на поверхность к устью скважины буровой раствор проходит по растворопроводу в блок очистки, где из него удаляются выбуренная порода, песок и газ. После очистки допускается содержание в растворе не более 1,0% крупных фракций породы и песка с размерами частиц от 0,02 до 0,1 мм. Фракции с размерами частиц более 0,1 мм следует удалять полностью.

Количество удаленной выбуренной породы и песка зависит от:

- свойств бурового раствора и разбуживаемых пород,
- диаметра скважины и
- скорости бурения.

Очищенный буровой раствор попадает сначала в промежуточные резервуары, где восстанавливаются утраченные свойства, затем в приемный чан, откуда подпорными насосами снова нагнетается в буровые насосы. Таким образом, замыкается круг циркуляции.

Поскольку насосно-циркуляционная система призвана, прежде всего, обеспечивать эффективную работу долота, параметры раствора должны удовлетворять требованиям долота и режима бурения.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 8

ИЗУЧЕНИЕ СИЛОВЫХ АГРЕГАТОВ ДЛЯ ПРИВОДА БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Цель: Изучить назначение, устройство и технические характеристики силового агрегата буровых установок СА-10-1.

Порядок работы:

1. Изучить теоретические сведения, выполнить опорный конспект по плану:

- понятие силового привода, виды приводов;
- функциональная схема буровой установки (рис.8.1);
- мощность;
- назначение, устройство, техническая характеристика силового агрегата СА-10.

2. Сделать вывод по работе.

3. Подготовиться к защите, ответив на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Назначение и классификация силовых приводов БУ.
2. Виды силовых приводов в зависимости от источников энергии.
3. Что понимается под мощностью силового привода?
4. Какие требования предъявляются к силовому приводу?
5. Охарактеризуйте силовой агрегат СА-10.

Краткие теоретические сведения:

1. Назначение, классификация, основные параметры силовых агрегатов.

Силовым приводом (агрегатом) называется совокупность двигателей передающих и регулирующих устройств, осуществляющих подвод механической энергии к исполнительным агрегатам, машинам и механизмам.

В зависимости от используемого первичного источника энергии приводы делятся на *автономные* (не зависящие от системы энергоснабжения) и *неавтономные* (зависящие от системы энергоснабжения, т. е. с питанием от промышленных электрических сетей).

К автономным приводам относятся установки с двигателями внутреннего сгорания (ДВС) и с газотурбинными двигателями.

К неавтономным приводам относятся установки с электродвигателями, питаемыми от сети трехфазного переменного тока.

Силовой привод обеспечивает функционирование всей буровой установки - он снабжает энергией лебедку, буровые насосы и ротор (рис.8.1).

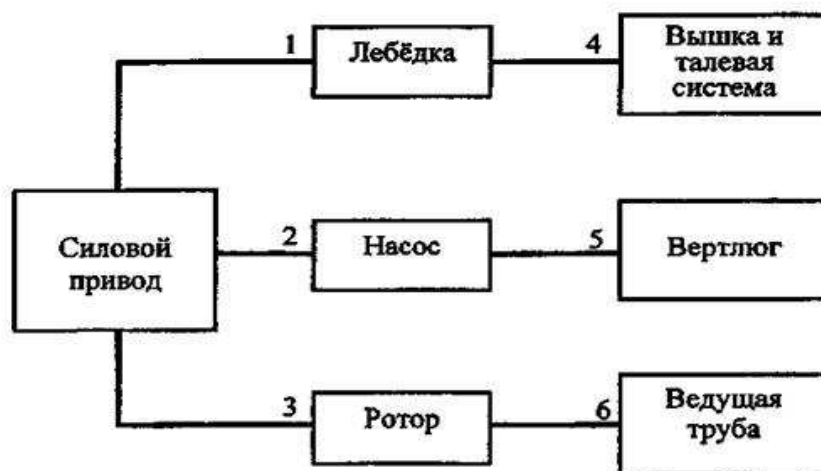


Рисунок 8.1 - Функциональная схема буровой установки

Привод буровой установки может быть дизельным, электрическим, дизель-электрическим и дизель-гидравлическим.

Дизельный привод применяют в районах, не обеспеченных электроэнергией необходимой мощности.

Электрический привод от электродвигателей переменного и постоянного тока отличается простотой в монтаже и эксплуатации, высокой надежностью и экономичностью, но применим только в электрифицированных районах.

Дизель-электрический привод из дизеля, который вращает генератор, питающий, в свою очередь, электродвигатель.

Дизель-гидравлический привод состоит из двигателя внутреннего сгорания и турбопередачи.

Последние два типа привода автономны, но в отличие от дизельного не содержат громоздких коробок перемены передач и сложных соедине-

тельных частей, имеют удобное управление, позволяют плавно изменять режим работы лебедки или ротора в широком диапазоне.

Мощность силового привода - это номинальная установленная мощность всех двигателей, является классификационным (главным) параметром. Суммарная мощность силового привода буровых установок составляет от 1000 до 4500 кВт. В процессе бурения она распределяется на привод буровых насосов и ротора. При проведении спускоподъемных операций основная энергия потребляется лебедкой, а остальная часть - компрессорами, вырабатывающими сжатый воздух, используемый в качестве источника энергии для автоматического бурового ключа, подвесного бурового ключа, пневматического клинового захвата и др.

В соответствии с кинематикой установки привод может иметь три основных исполнения: индивидуальный, групповой и комбинированный.

- *Индивидуальный привод* - каждый исполнительный механизм (лебедка, насос или ротор) приводится от электродвигателей или ДВС независимо друг от друга. Более широко этот вид привода распространен с электродвигателями. При его использовании достигается высокая маневренность в компоновке и размещении бурового оборудования на основаниях при монтаже.

- *Групповой привод* - несколько двигателей соединены суммирующей трансмиссией и приводят несколько исполнительных механизмов. Его применяют при двигателях внутреннего сгорания (ДВС).

- *Комбинированный привод* - использование индивидуального и группового приводов в одной установке. Например, насосы приводятся от индивидуальных двигателей, а лебедка и ротор от общего двигателя. Во всех случаях характеристики привода должны наиболее полно удовлетворять требуемым характеристикам исполнительных механизмов.

Приводы также делятся на *главные* (приводы лебедки, насосов и ротора) и *вспомогательные* (приводы остальных устройств и механизмов установки). Мощность, потребляемая вспомогательными устройствами, не превышает 10-15% мощности, потребляемой главным оборудованием.

К силовому приводу буровых установок предъявляются следующие **основные требования**:

- соответствие мощности условиям работы исполнительных механизмов,
- гибкость характеристики,
- достаточная надежность,
- экономичность.

Экономическую эффективность силовых приводов буровых установок с двигателями различных типов определяют на основании данных эксплуатации или опыта промышленных испытаний установок.

Экономическая эффективность зависит от расхода энергии, смазочных материалов, их стоимости, коэффициента использования мощности первичных двигателей, затрат на уход и обслуживание, транспортировку, монтаж и демонтаж силовых приводов в буровой установке.

2. Назначение и классификация силового агрегата СА-10

Силовой агрегат СА-10-1 предназначен для привода буровых установок:

- 125 ДГУ и 160 ДГУ с глубиной бурения 3 и 5 тыс.м.
- БУ 1600/100 ДГУ (БУ) и БУ 2500 ДГУ-М,

а также для модернизации силового привода бурового оборудования БУ1600/100ДГУ (БУ) и БУ2500ДГУ-М на дизельный привод (рис.8.2).

Силовой агрегат СА-10-1 состоит из смонтированных на общей раме следующих основных узлов: дизеля 6ЧН21/21 (210Д-2), гидротрансформатора ГЗ-675, радиаторной установки, воздухоочистителя и водомасляного охладителя.



Рисунок 8.2 – Силовой агрегат СА-10

Техническая характеристика силового агрегата СА-10-1 для привода буровых установок приведена в таблице 8.1.

Таблица 8.1

Технические характеристики силового агрегата СА-10-1

| Характеристики | Значения |
|---------------------------|----------------|
| Мощность, кВт | 375 |
| Частота вращен. вых. вала | 1200 |
| Расход топлива, г/кВт.ч | 198 |
| Расход масла, г/кВт.ч | 1,57 |
| Масса, кг | 9000 |
| Габариты LxVxH, мм | 4635x1500x2855 |
| Ресурс до кап. ремонта, ч | 60000 |

Силовой агрегат СА-10-1 оборудован необходимыми средствами, обеспечивающими автоматизацию процесса пуска и остановки, дистанционное управление. Предпусковой разогрев и поддержание агрегата в горячем резерве осуществляется электроподогревателем.

Нагрузка и скорости буровой лебедки и ротора в процессе работы могут изменяться в больших пределах. Поэтому в приводах буровых лебедок применяют промежуточные передачи механического (зубчатые или цепные многоступенчатые коробки передач), гидравлического или электрического типа.

В качестве передаточных устройств от двигателя к исполнительному механизму применяют клиноременные, цепные и карданные передачи.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 9

ИЗУЧЕНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ГЕРМЕТИЗАЦИИ УСТЬЯ СКВАЖИН

Цель: Изучить оборудование для герметизации устья скважин

Порядок работы:

1. Изучить теоретический материал, выполнить опорный конспект.
2. Изучить типовые схемы обвязки ПВО, выполнить рис.9.1, а.
3. Изучить устройство и принцип работы плашечного превентора (рис.9.3).
4. Сделать вывод по работе.
5. Подготовиться к защите, ответив на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Назначение противовыбросового оборудования.
2. Что представляет из себя комплекс ПВО?
3. Из каких элементов состоит схема обвязки ПВО?
4. Сколько схем ПВО существует?
5. Перечислите на схеме 9.1 условные обозначения.
6. Назначение и виды превенторов.
7. Расскажите принцип работы плашечного превентора .

Краткие теоретические сведения:

1. Схемы обвязки противовыбросового оборудования

Противовыбросовое оборудование (ПВО) представляет собой комплекс, состоящий из сборки превенторов, манифольда и гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной с целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Противовыбросовое оборудование предназначено для герметизации устья скважин при бурении; при спуске и подъеме НКТ; в процессе строительства и ремонта скважин.

Основная цель установки противовыбросового оборудования:

- обеспечение безопасных условий труда персонала;
- предупреждение выбросов и открытых фонтанов;
- охрана окружающей среды.

В соответствии с указанным ГОСТом предусмотрено 10 типовых схем обвязки ОП:

- схемы 1 и 2 - с механическим (ручным) приводом превенторов;
- схемы 3-10 - с гидравлическим приводом превенторов.

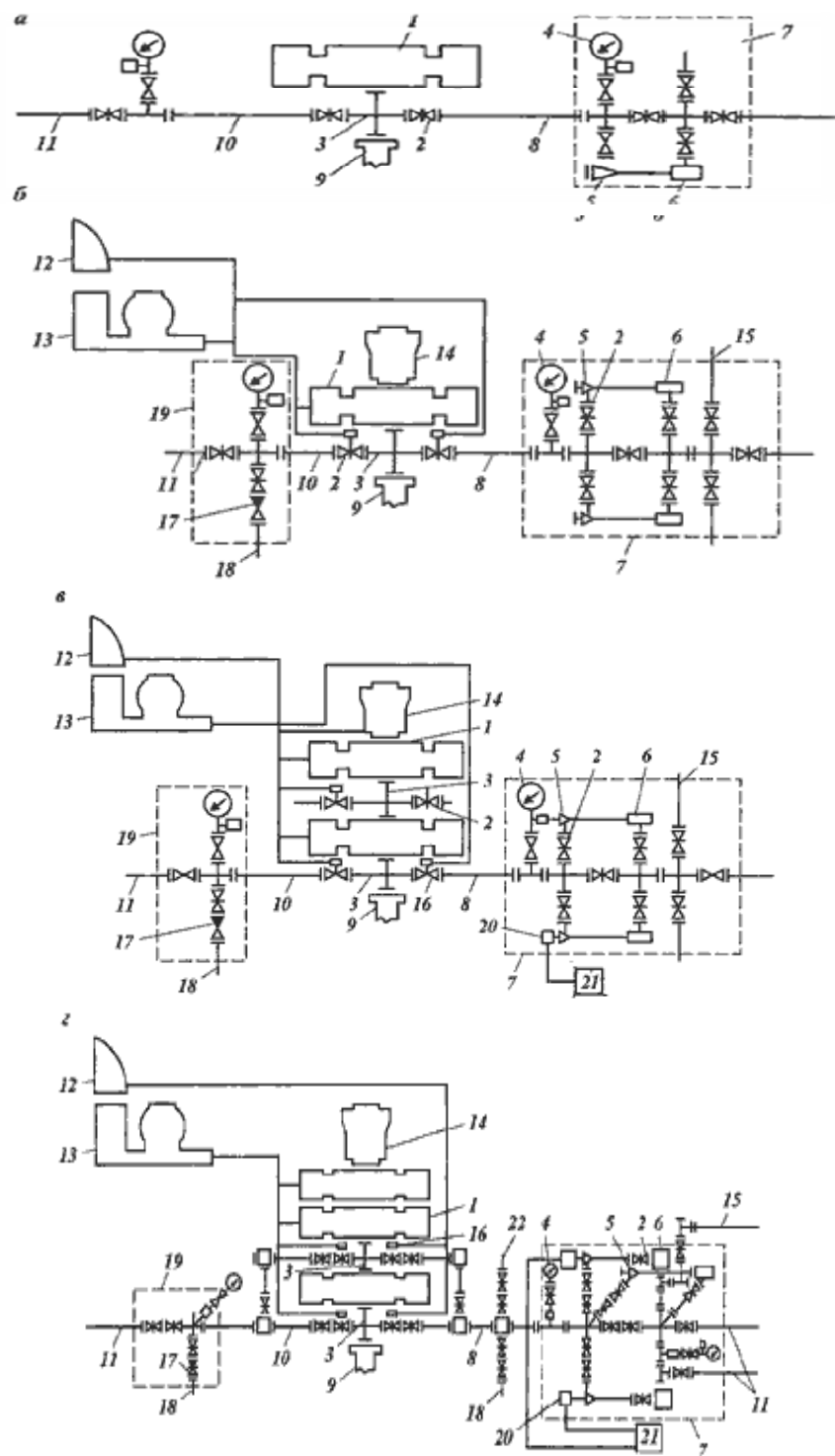


Рисунок 9.1 - Типовые схемы обвязки противовыбросового оборудования по ГОСТ 13862-90: а - схема 1; б - схема 3; в - схема 7; г - схема 10; 1 - превентор плащечный; 2 - задвижка с ручным управлением; 3 - крестовина; 4 - манометр с запорным и разрядным устройствами; 5 - регулируемый дроссель с ручным управлением; 6 - гаситель потока; 7 - блок дросселирования; 8 - линия дросселирования; 9 - устье скважины; 10 - линия глушения; 11 - прямой сброс; 12 - вспомогательный пульт; 13 - гидроуправление превенторами с основным пультом; 14 - кольцевой превентор; 15 - отвод к сепаратору; 16 - задвижка с гидроуправлением; 17 - обратный клапан; 18 - отвод к буровым насосам; 19 - блок глушения

Типовые схемы обвязки ОП по ГОСТ 13862-90 устанавливают минимальное количество необходимых составных частей блока превенторов и манифольда, которые могут дополняться в зависимости от конкретных условий строящейся или ремонтируемой скважины (рис.9.1).

2. Виды превенторов

Превентор - рабочий элемент комплекта противобросового оборудования, устанавливаемый на устье скважины. Основная функция превентора - герметизация устья нефтегазовой скважины в чрезвычайных ситуациях при строительстве или ремонтных работах на скважине.

Герметизация скважины предотвращает открытое фонтанирование нефти и, как следствие, предотвращает возникновение пожара или загрязнение окружающей среды. В настоящее время установка противобросового оборудования является обязательным условием при ведении буровых работ.

Выделяют три основных вида ПВО:

1. Плашечные превенторы могут быть использованы для полного перекрытия устья - «глухие» или иметь вырез для обхвата буровой трубы - «проходные». Такие превенторы не способны перекрыть устье скважины в случае вращения колонны. Для бурения на суше применяют в основном однокорпусные плашечные превенторы с двойной системой перемещения плашек: гидравлической и механической без системы гидравлического управления их фиксации. По конструкции эти превенторы значительно проще (рис. 9.2).

Такой превентор состоит из корпуса 2, внутри которого помещаются плашки и крышки с гидроцилиндрами 1 и 5. Корпус 2 представляет собой стальную отливку коробчатого сечения, имеющую проходное вертикальное отверстие диаметром D и сквозную горизонтальную прямоугольную полость, в которой размещаются плашки. Перекрывающие устье скважины плашки комплектуются под определенный размер трубы. При отсутствии в скважине бурильных труб устье перекрывается глухими плашками.

Плашки превентора разъемной конструкции состоят из корпуса 9, сменных вкладышей 11 и резинового уплотнения 10. Плашку в собранном виде насаживают на Г-образный паз штока 7 и вставляют в корпус превентора. Полость корпуса с обеих сторон закрывается откидными крышками гидроцилиндров, шарнирно подвешенными на корпусе. Крышка к корпусу крепится болтами 4. Каждая плашка перемещается поршнем 6 гидравлического цилиндра 8. Масло от коллектора 3 по стальным трубкам и через поворотное ниппельное соединение под давлением поступает в гидроцилиндры. Полость плашек превентора в зимнее время (при температуре -5°C и ниже) обогревается паром, подаваемым в паропроводы. Поршень со штоком, крышка и цилиндры уплотняются при помощи резиновых колец.

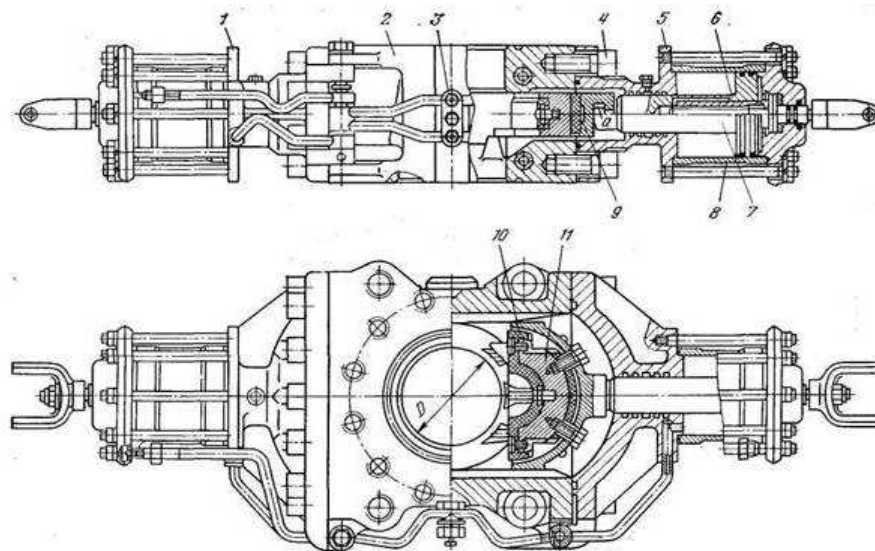


Рисунок 9.2 – Плащечный превентор: 1-крышка; 2-корпус превентора; 3-коллектор; 4-болты; 5,8- гидроцилиндры; 6-поршень; 7-шток; 9-корпус плашки; 10-резиновое уплотнение; 11-сменные вкладыши

2. Вращающийся превентор применяется для герметизации устья скважины в процессе ее бурения при вращении и расхаживании бурильной колонны, а также при СПО и повышенном давлении в скважине. Этот превентор уплотняет ведущую трубу, замок или бурильные трубы, он позволяет поднимать, спускать или вращать бурильную колонну, бурить с обратной промывкой, с аэрированными растворами, с продувкой газообразным агентом, с равновесной системой гидростатического давления на пласт, опробовать пласты в процессе газопроявлений (рис. 9.3).

Основной элемент вращающегося превентора - уплотнитель 2, позволяющий протаскивать инструмент через его отверстие. Уплотнитель состоит из металлического основания и резиновой части, прикреплен к стволу 4 при помощи байонетного соединения и болтов. От проворачивания его предохраняют шпоночные выступы, входящие в вырезы ствола. В патроне 7 превентора на двух радиальных 5 и одном упорном 6 подшипниках качения смонтирован ствол 4. Манжетные уплотнения 3 служат для

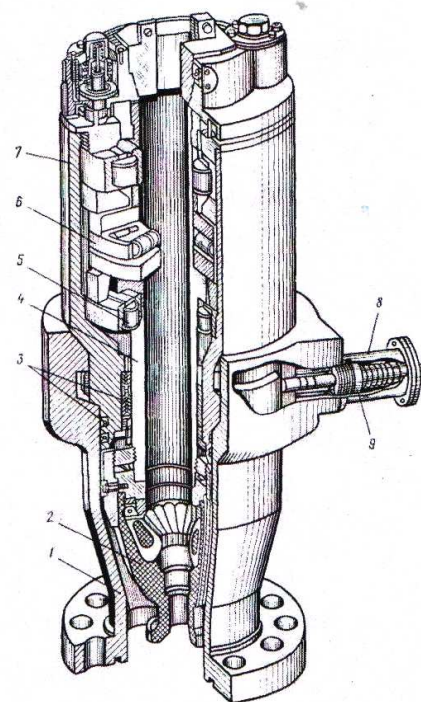


Рисунок 9.3 – Вращающийся превентор ВП-156х320: 1-корпус; 2-уплотнитель; 3-манжетные уплотнения; 4-ствол; 5-радиальные подшипники; 6-упорный подшипник; 7-патрон; 8-штуцер; 9-защелка

предохранения превентора от попадания в него жидкости из скважины между стволом, корпусом и патроном.

Фиксация патрона 7 в корпусе 1 осуществляется защелкой 9, которая открывается под давлением масла, подаваемого ручным насосом через штуцер 8.

3. Универсальные превенторы предназначены для перекрытия устья с любым элементом буровой колонны в ней. Они имеют округленную форму и стальной корпус. Внутри находится кольцевое упругое резиновое уплотнение, под которым расположен гидравлический поршень. Данный поршень совершает подъемные движения под гидравлическим давлением. При этом он сжимает резиновый уплотнитель, а тот обхватывает буровую трубу. Установки универсального класса могут быть закрыты на трубах любого диаметра и дают возможность проворачивать колонну.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 10

РАСЧЕТ УСТОЙЧИВОСТИ БУРОВОГО СООРУЖЕНИЯ

Цель: научиться рассчитывать устойчивость буровой вышки заданного типа.

Порядок работы:

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Произвести расчет устойчивости БВ. Исходные данные приведены в табл.10.1.
3. Сделать вывод по работе.
4. Подготовиться к защите, ответив на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Вышки, применяемые в буровых установках и их параметры.
2. Нагрузки, действующие на вышку в процессе проводки скважины.
3. Силы, создающие вертикальные и горизонтальные нагрузки на вышку.
4. Основания вышек для бурения на суше.
5. Параметры, характеризующие основание вышки.
6. Нагрузки, действующие на основание вышки.
7. Для чего рассчитывается устойчивость БВ? Чем обеспечивается безопасная эксплуатация БВ при выполнении монтажных работ?
8. Виды устойчивости.

Краткие теоретические сведения:

При бурении должны соблюдаться условия устойчивости буровой вышки для исключения возможных аварий на буровых площадках. При разрушении буровой установки присутствует опасность смертельных случаев среди рабочих буровой бригады.

Безопасная эксплуатация грузоподъемных механизмов при выполнении монтажных работ обеспечивается правильным выбором параметров буровой и ее устойчивостью.

При расчете буровой вышки различают два вида устойчивости:

- **грузовую**, т.е. устойчивость крана от действия полезных нагрузок при возможности опрокидывания его в сторону стрелы и груза,
- **собственную**, т.е. устойчивость буровой вышки при отсутствии полезных нагрузок и возможном опрокидывании его в сторону противовеса.

Для обеспечения устойчивости буровой вышки необходимо, чтобы соблюдалось основное условие устойчивости: коэффициент грузовой устойчивости $K = M_{\text{п}} / M_{\text{г}}$ должен быть не меньше 1,5.

Вышки устанавливают на высокие основания и прочно крепят к ним, особенно вышки мачтового типа. При действии ветровых нагрузок вышка может быть опрокинута только вместе с основанием. Если вышка башенного типа устанавливается на низкое основание без прочного крепления ее ног, то она должна быть проверена на устойчивость, при этом влияние оттяжек не учитывается. Оттяжки устанавливают для обеспечения устойчивости во время бурь и сильных ветров.

Во избежание воздействия ураганного ветра на буровую установку, приводящего к опрокидыванию конструкции, рекомендуется проводить постоянный контроль состояния крепежных соединений основания буровой установки, также рекомендуется вести наблюдение за скоростью ветра на месте проводимых работ с целью предупреждения возникновения опасных ситуаций при проведении буровых работ в условиях ветреной погоды.

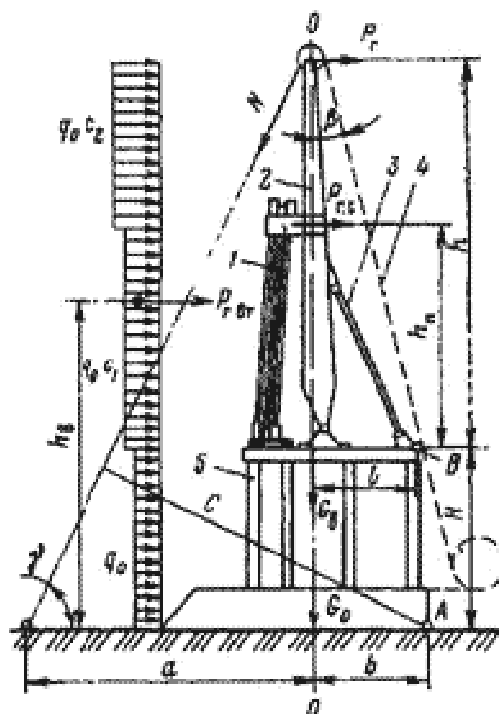


Рисунок 10.1 - Расчетная схема устойчивости буровой вышки:

- 1 – пакет свечей; 2- мачта;
- 3- подкос вышки; 4-ведущая ветвь каната; 5-оснащение

Таблица 10.1

Исходные данные

| Параметры | Значения по вариантам | | | | | |
|---|-----------------------|-----|-----|-----|------|------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| Вес вышки с оснасткой, $G_{\text{в}}$, кН | 340 | 350 | 360 | 370 | 365 | 355 |
| Вес наибольшего рабочего груза, Q , кН | 16 | 17 | 18 | 19 | 17,5 | 16,5 |
| Расстояние от оси вращения БВ до ее центра тяжести, a , м | 7 | 8 | 9 | 10 | 11 | 9 |
| Расстояние от оси вращения до точки опрокидывания, b , м | 1,8 | 1,9 | 1,9 | 2,0 | 2,1 | 1,8 |
| Угол наклона пути вышки, α , град | 1,5 | 1,4 | 1,5 | 1,3 | 1,5 | 1,4 |
| Расстояние уклона пути, h_1 , м | 1,7 | 1,8 | 1,8 | 1,9 | 1,9 | 1,7 |
| Скорость подъема груза, v , м/с | 1,5 | 1,6 | 1,7 | 1,6 | 1,5 | 1,4 |

Порядок расчета:

1. Определяем грузовой момент (момент опрокидывания вышки – точка В на рис.10.1):

$$M_{Г} = Q \cdot (a - b), \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (10.1)$$

- где **Q** – вес наибольшего рабочего груза, Н;
a – расстояние от оси вращения буровой вышки до ее центра тяжести, м;
b – расстояние от оси вращения до точки опрокидывания, м.

Для определения удерживающего момента предварительно определяем его составляющие: восстанавливающий момент - $M_{В}$, момент, возникающий от действия собственного веса вышки при уклоне пути- $M_{У}$, момент от действия центробежных сил - $M_{ЦС}$, момент от силы инерции при торможении опускающегося груза - $M_{И}$, ветровой момент - $M_{В}$.

2. Определяем восстанавливающий момент:

$$M_{В} = G \cdot (b + a) \cdot \cos\alpha, \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (10.1)$$

- где **G** – вес вышки, Н;
a – расстояние от оси вращения вышки до его центра тяжести, м;
b – расстояние от оси вращения до точки опрокидывания, м;
α – угол наклона пути вышки, град.

3. Определяем момент, возникающий от действия собственного веса вышки при уклоне пути:

$$M_{У} = G \cdot h_1 \cdot \sin\alpha, \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (10.2)$$

- где **h₁** – расстояние уклона пути, м;

4. Определяем момент от действия центробежных сил:

$$M_{ЦС} = (Q \cdot n^2 \cdot a \cdot h) / (900 - n^2 \cdot H), \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (10.3)$$

- где **n** – частота вращения вышки вокруг вертикальной оси, принимаем $1,0 \text{ мин}^{-1}$,
h – расстояние оголовка стрелы до плоскости, проходящей через точки опорного контура, принимаем 5,5 м;
H – расстояние от оголовка стрелы до центра тяжести подвешенного груза, принимаем 5,1 м.

5. Определяем момент от силы инерции при торможении опускающегося груза:

$$M_{И} = (Q \cdot v \cdot (a - b)) / g \cdot t, \text{ Н} \cdot \text{м} \quad (10.4)$$

- где **v** – скорость подъема груза, м/с;
g – ускорение свободного падения, принимается $9,8 \text{ м/с}^2$;
t – время неустановившегося режима работы механизма подъема (время торможения груза), принимаем 5 с.

6. Определяем ветровой момент:

$$M_B = W \cdot h_1 + W_1 \cdot h \quad (10.5)$$

где W - ветровая нагрузка, действующая параллельно плоскости, на которой установлена вышка, на наветренную площадь, принимаем 250 Па;

W_1 - ветровая нагрузка, действующая параллельно плоскости, на которой установлена вышка, на наветренную площадь груза, принимаем 500 Па;

7. Рассчитываем удерживающий момент, возникающий от действия основных и дополнительных нагрузок:

$$M_{\Pi} = M_B - M_y - M_{\text{цс}} - M_{\text{и}} - M_{\text{в}}, \text{ Н}\cdot\text{м} \quad (10.6)$$

где M_B - восстанавливающий момент от действия собственного веса вышки, Н·м;

M_y - момент, возникающий от действия собственного веса вышки при уклоне пути, Н·м;

$M_{\text{цс}}$ - момент от действия центробежных сил, Н·м;

$M_{\text{и}}$ - момент от силы инерции при торможении опускающегося груза, Н·м;

$M_{\text{в}}$ - ветровой момент, Н·м.

8. Рассчитываем коэффициент грузовой устойчивости вышки, не предназначенной для перемещения с грузом:

$$K_1 = M_{\Pi} / M_{\Gamma} \quad (10.7)$$

Коэффициент грузовой устойчивости буровой вышки $K \geq 1,5$.

Делаем вывод об устойчивости буровой вышки: условие устойчивости БУ выполняется, если $K_1 \geq K$.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 11

СИСТЕМА ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА (ППР) БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Цель: Изучить порядок технического обслуживания и эксплуатации бурового оборудования.

Порядок работы:

1. Изучить краткие теоретические сведения.
2. Выполнить опорный конспект по вопросам:
 1. Техническое обслуживание
 2. Эксплуатация бурового оборудования
 3. Подготовка оборудования к работе

3. Сделать вывод по работе.

4. Подготовиться к защите, ответив на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Какие виды работ предусматривает система планово-предупредительного ремонта (ППР)?

2. Что понимают под техническим обслуживанием буровых установок?

3. Основные требования техники безопасности при эксплуатации буровых установок?

4. Как производится подготовка бурового оборудования к работе?

5. Какие требования предъявляются к технической эксплуатации бурового оборудования?

6. Порядок включения буровой установки?

Краткие теоретические сведения:

1. Система планово-предупредительного ремонта (ППР)

Для предупреждения физического износа бурового оборудования и преждевременного выхода его из строя обслуживание и ремонт производят по заранее составленному плану предупредительных ремонтных работ.

Действующая система планово-предупредительного ремонта (ППР) предусматривает проведение регулярных профилактических осмотров и технического обслуживания оборудования, а также периодических его ремонтов.

Профилактические осмотры и техническое обслуживание, включающие ежесменные и технические уходы, имеют целью обеспечение длительной работоспособности оборудования.

Ежесменный уход проводят в соответствии с инструкцией по эксплуатации оборудования перед началом и в конце смены, а также во время вынужденных перерывов в работе.

Технический уход выполняют после определенного времени работы механизмов независимо от их физического состояния. Сроки проведения и перечень выполняемых при технических уходах работ определяются инструкциями по уходу и эксплуатации оборудования.

Ремонт оборудования выполняют для устранения неисправностей и восстановления его работоспособности. В зависимости от степени физического износа деталей, узлов производят малый, средний и капитальный ремонт оборудования.

Малый ремонт осуществляют для устранения мелких неисправностей в узлах механизмов, которые препятствуют нормальной работе. При этом заменяют или ремонтируют отдельные быстроизнашивающиеся детали, иногда небольшие узлы и агрегаты. Ремонтные работы проводит обслуживающий персонал под руководством механика.

Средний ремонт преследует своей целью поддержание основных параметров оборудования на допустимом техническом уровне. При этом виде ремонта полностью или частично разбирают оборудование на агрегаты и узлы. В зависимости от степени износа заменяют отдельные изношенные

детали узлов или узлы полностью.

Капитальный ремонт предусматривает восстановление первоначальных параметров бурового оборудования, которые были утрачены в процессе эксплуатации. При капитальном ремонте демонтированное с рабочего места оборудование полностью разбирают на отдельные детали. Одновременно ремонтируют узлы и агрегаты, заменяют отбракованные детали реставрированными, узлы и агрегаты – новыми или отремонтированными. Ремонтные работы сложного оборудования выполняют в заводских условиях или в центральных ремонтно-механических мастерских.

2. Эксплуатация бурового оборудования

К обслуживанию бурового оборудования и уходу за ним допускают лиц, прошедших техническое обучение, изучивших правила эксплуатации и правила безопасного ведения буровых работ.

Правила технической эксплуатации бурового оборудования требуют:

- 1) обучения обслуживающего персонала и строгого выполнения им инструкций по технической эксплуатации и уходу за оборудованием;
- 2) закрепления оборудования за бригадами под ответственность бурового мастера;
- 3) выполнения графика профилактических работ и ежесменной проверки технического состояния оборудования;
- 4) систематического ведения точного учета работы и ремонта оборудования в технических паспортах;
- 5) ведения сменного журнала неисправностей, в котором записываются все дефекты, замеченные во время работы.

3. Подготовка оборудования к работе

Перед пуском вновь смонтированного агрегата необходимо провести его проверку и подготовку. Содержание и объем выполняемых при этом работ зависят от назначения и класса буровой установки и определяются прилагаемым к ней руководством по эксплуатации. Приведенный ниже перечень подготовительных работ имеет общий характер и не исключает необходимости внимательного изучения указанного руководства.

Подготовка к работе.

1. Расконсервировать и очистить узлы бурового оборудования, проверить состояние узлов и надежность крепления между собой и агрегата в целом.
2. Отрегулировать натяжение приводных ремней и установить ограждения, проверить и при необходимости отрегулировать тормоза.
3. Проверить надежность работы фрикционов, четкость переключения передач, легкость вращения шпинделя и барабана лебедки на всех скоростях при прокручивании рукой. У буровых насосов с приводным шкивом провернуть шкив вручную на один-два оборота.
4. Залить масло в полости коробок передач, редукторов и картер бурового насоса до уровней, определяемых рисками масло-указателей; прощипривать все масленки.

5. Заполнить маслом бак гидросистемы и маслонасос, проверить надежность соединения маслопроводов.

6. Заправить в барабан и надежно закрепить канат.

7. Проверить состояние клапанов и седел бурового насоса, исправность приемного клапана; присоединить всасывающий, нагнетательный и сбросовый рукава, установить манометр.

8. Перед пуском насоса в зимний период прогреть резиновые детали его гидравлической части до температуры 10 – 15° в горячей воде или буровом растворе.

9. Залить воду во всасывающий рукав через один из всасывающих клапанов насоса.

10. Подготовка электрического оборудования включает в себя проверку сопротивления изоляции обмоток электродвигателей, состояния электроаппаратуры, правильности установки защиты тепловых и максимального реле, плавких вставок предохранителей, а также проверку правильности подключения всех токоприемников. При наличии в комплекте привода масляного реостата его бак заполняют чистым трансформаторным маслом, а рукоятку реостата устанавливают в положение «Пуск».

11. Посторонние предметы, если они находились на станке, насосах и электродвигателях или вблизи их, необходимо удалить.

Пуск.

1. Перед пуском двигателя необходимо предупредить об этом обслуживающий персонал.

2. Пробный кратковременный пуск электродвигателей производят на холостом ходу, поставив все рукоятки управления в выключенное или нейтральное положение и отвернув маховичок дросселя против часовой стрелки до упора. Во время пробного пуска проверяют направление вращения электродвигателей станка, масляного насоса (проверяется по стрелке на корпусе насоса), буровых насосов и при необходимости изменяют направление вращения переключением фаз.

3. У приводов с масляным реостатом плавно переводят рукоятку реостата в положение «Ход». Включают станок и проверяют работу его узлов на всех скоростях. Затем включают масляный насос и, поворачивая маховичок дросселя по часовой стрелке, наблюдают по манометру за давлением масла. Если насос не нагнетает масла, его необходимо остановить не позже чем через 1 – 1,5 мин после включения и устранить неисправность.

4. Для заполнения гидросистемы маслом и полного удаления из нее воздуха по нескольку раз включают и выключают все гидроцилиндры станка, после чего проверяют уровень масла в баке и, если требуется, доливают масло.

5. Буровой насос включают плавным поворотом рукоятки фрикциона или пускателем при открытом кране на напорной линии.

6. Двигатель внутреннего сгорания запускают в соответствии с инструкцией по уходу за ним.

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 12

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ УРБ 2А2-Д

Цель: Изучить виды технического обслуживания и ремонта на примере буровой установки УРБ 2А2-Д.

Порядок работы:

1. Изучить тему, выполнить опорный конспект.
2. Сделать вывод по работе.
3. Подготовиться к защите, ответив на контрольные вопросы.

Контрольные вопросы:

1. Что представляет система планово-предупредительного технического обслуживания и ремонта?
2. Что такое наработка машины в час и как ее определяют?
3. Устройство и принцип работы буровой установки.
4. Виды технического обслуживания установки, в чем они заключаются?
5. Что такое ТР и КР, чем они отличаются?
6. Назначение смазки оборудования, когда ее проводят?

Краткие теоретические сведения:

1. Описание буровой установки УРБ 2А2

Буровая установка УРБ 2А2 на шасси Амур 531300 (ЗИЛ-131) предназначена для бурения геофизических и структурно-поисковых скважин на нефть и газ, разведки месторождений твердых полезных ископаемых, строительных материалов и подземных вод, инженерно-геологических изысканий, бурения водозаборных и взрывных скважин.

Устройство и принцип работы буровой установки. В стандартной комплектации УРБ-2А2 смонтирована на укрепленной несущей раме, которая установлена на базе улучшенного ЗИЛ-131. Он имеет повышенную проходимость, что подходит для любых условий разведки и бурения. Благодаря перемещающемуся вращателю, который оборудован гидроприводом, возможны: подъем и спуск бурового инструмента; наращивание длины без отрыва от забоя; улучшение качества бурения. Благодаря гидроприводу значительно облегчены все работы.



Рисунок 12.1 – Буровая установка УРБ 2А2 на шасси Амур 531300 (ЗИЛ-131)

Все механизмы, входящие в установку разведочного бурения, смонтированы на собственной раме, прикрепленной к шасси автомобиля повы-

шенной проходимости ЗИЛ-131, и приводятся в действие от его двигателя.

Его управление производится с пульта бурильщика, который обеспечивает чувствительное по регуляции и оперативное бурение. Кинематическая система реализована через двигатель ЗИЛ-131 с помощью: бурового насоса НБ-50, насосов МН250/100 и НШ-10-ЕЛ; компрессора, гидромотора и вращателя; коробок передач и раздаточной, а также отбора мощности и раздаточной самой установки.

Меры безопасности при работе на буровой установке. При работе на буровой установке УРБ 2А2 следует руководствоваться «Правилами безопасности при геологоразведочных работах», «Правилами безопасности в нефтегазодобывающей промышленности».

Подготовка буровой установки УРБ 2А2 к бурению должна проводиться на выровненной площадке. Перед началом работы следует убедиться в наличии масла в картерах механизмов и баке гидросистемы установки. После этого следует открыть кран масляного бака и при выключенном сцеплении двигателя включить коробку отбора мощности. Перед подъемом мачты необходимо освободить ее крепление к передней опоре, а затем произвести прокачку цилиндра подъема мачты для удаления из него воздуха. Для этого необходимо поднять мачту на 30 - 40° и опустить.

2. Техническое обслуживание буровой установки

К работе на буровой установке должны допускаться рабочие, сдавшие техминимум по бурению скважин с промывкой, продувкой и шнековым способом, управлению грузоподъемными механизмами и двигателями внутреннего сгорания.

Техническое обслуживание буровой установки обеспечивает постоянную готовность к эксплуатации, безопасность работы; устранение причин, вызывающих преждевременный износ, неисправность и поломку узлов и механизмов, удлинение межремонтных сроков, минимальный расход масла, горючего, смазочных и эксплуатационных материалов.

Периодичность обслуживания буровой установки необходимо соблюдать при любых условиях эксплуатации и в любое время года. Техническое обслуживание установки производится одновременно с очередным техническим обслуживанием комплектующих изделий в соответствии с требованиями, изложенными в их эксплуатационной документации.

При проведении технического обслуживания персонал должен пройти инструктаж по технике безопасности. Ремонт оборудования установки должен производиться только после останова двигателя при отсутствии давления в ремонтируемых узлах и слива технологической жидкости.

При выполнении сварочных работ следует соблюдать требования безопасности по ГОСТ 12.3.002-75, ГОСТ 12.3.003-86. Сварка должна производиться сварщиком, имеющим удостоверение на выполнение подобных работ.

3. Порядок технического обслуживания

Надежность работы установки зависит от правильной эксплуатации,

тщательного обслуживания. Водитель и бурильщик обязаны наблюдать за исправностью работы всех механизмов и узлов установки. При выявлении неправильной работы механизмов, появлении посторонних шумов, стуков или вибрации, а также при нарушении регулировок, бурильщик обязан немедленно, не дожидаясь срока очередного обслуживания, принять меры к их устранению.

При эксплуатации установки должны выполняться в установленные сроки следующие виды технического обслуживания:

- ежедневное техническое обслуживание (ЕО);
- периодическое техническое обслуживание (ТО);
- сезонное техническое обслуживание (СО);
- текущий ремонт (ТР);
- капитальный ремонт (КР).

1. Ежедневное техническое обслуживание (ЕО) выполняется после окончания работы перед перегонем установки к месту выполнения работы.

Перед началом работы необходимо осмотреть установку и проверить:

- крепление компрессоров или насоса бурового и маслобака к раме, крепление крышек подшипников на оси поворота мачты, натяжку канатов талевой системы, затяжку болтов крепления элеватора к шпинделю вращателя, затяжку болтов крепления крышек на осях элеватора, затяжку винтов крепления упоров на затворе элеватора;

- надежность фиксации закрытого положения затвора элеватора;
- уровень масла в раздаточной коробке установки, вращателе и масляном баке при необходимости долить до нормы;
- герметичность соединений гидросистемы и других сборочных единиц (нет ли подтекания масла).

В процессе работы и в перерывах необходимо проверить:

- надежность включения всех механизмов установки и надежность фиксации всех рукояток управления;
- нагрев подшипников раздаточной коробки, вращателя, масляных насосов и гидромотора;
- герметичность соединений гидросистемы, находящихся под давлением.

После окончания работы необходимо:

- очистить от грязи и вымыть установку;
- устранить все неисправности, обнаруженные в процессе работы;
- провести ежедневные смазочные работы в соответствии с таблицей смазки.

2. Периодическое техническое обслуживание (ТО) выполняется через 40 часов работы установки. В него входят все операции по ЕО.

Весной и осенью при очередном техническом обслуживании необходимо заменить масло в гидросистеме. При этом масляный бак промыть бензином или дизельным топливом.

3. Сезонное техническое обслуживание (СО) выполняется 2 раза в год при подготовке буровой установки к осенне-зимним и весенне-летним

условиям эксплуатации, и осуществляется, соответственно, осенью и весной при очередном техническом обслуживании.

4. Текущий ремонт буровой установки (ТР) осуществляется в процессе эксплуатации для поддержания работоспособности установки. Текущий ремонт включает следующие работы:

- частичная разборка бурового насоса, раздаточной коробки и вращателя;
- проверка состояния, ремонт насосов и передач;
- проверка состояния, замена или ремонт шестерен, крепежных и стопорных деталей, уплотнений, прокладок при износе, регулировка подшипников качения, замена подшипников скольжения (вкладышей);
- замена и ремонт труб, вентилях, кранов, шарнирных колен, рукавов и приводных ремней при наличии износа, трещин, отколов, перегнутых и сплюснутых мест;
- замена вилок карданных валов, крестовин при наличии износа;
- замена изношенных муфт, присоединительных фланцев;
- проверка состояния и замена предохранительных и обратных клапанов на нагнетательной линии насосов;
- замена изношенных пружин, седел и затворов клапанов, кранов-затворов наливной линии;
- ремонт маслоблока при наличии трещин и вмятин;
- проверка и замена неисправных контрольно-измерительных приборов;
- замена и ремонт шестеренного насоса, системы смазки плунжерного насоса, маслопроводов при наличии износа, утечек или других дефектов и др.

5. Капитальный ремонт (КР) осуществляется в целях восстановления работоспособности установки. При капитальном ремонте производится полная разборка оборудования установки, мойка и дефектация деталей и узлов, ремонт, сборка, регулировка, испытания под нагрузкой и окраска.

Капитальный ремонт, как правило, производится на центральной базе производственного обслуживания и на специализированных ремонтно-механических заводах. Оборудование отправляется на КР в соответствии с графиком планово-предупредительного ремонта совместно с ведомостью дефектации.

При капитальном ремонте также производится полная разборка и проверка состояния деталей насосов (в соответствии с эксплуатационной документацией).

Все болты и гайки узлов и механизмов установки при сборке и монтаже должны быть предохранены от отворачивания.

4. Смазка оборудования

Правильная и регулярная смазка соответствующими сортами масел и смазок предохраняет узлы и механизмы установки от преждевременного износа, повышает ресурс работы оборудования.

Смазку оборудования установки рекомендуется приурочивать к одно-

му из технических обслуживаний (ТО или СО). Периодичность пополнения или смены смазки устанавливается в зависимости от конкретных условий эксплуатации. Прежде, чем приступить к смазке узлов и механизмов установки и замене масла, необходимо удалить грязь с пресс-масленок, пробок и окружающих их мест.

КРИТЕРИИ ОЦЕНИВАНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ

| Оценка | Описание оценок |
|--------|--|
| 5 | содержание материала освоено полностью, без пробелов, необходимые практические навыки работы с освоенным материалом сформированы, все предусмотренные программой обучения учебные задания выполнены, качество выполнения большинства из них оценено числом баллов, близким к максимальному. |
| 4 | содержание материала освоено полностью, без пробелов, некоторые практические навыки работы с освоенным материалом сформированы недостаточно, все предусмотренные программой обучения учебные задания выполнены, качество выполнения ни одного из них не оценено минимальным числом баллов, некоторые виды заданий выполнены с ошибками. |
| 3 | содержание материала освоено частично, но пробелы не носят существенного характера, необходимые практические навыки работы с освоенным материалом в основном сформированы, большинство предусмотренных программой обучения учебных заданий выполнено, некоторые из выполненных заданий, содержат ошибки. |
| 2 | содержание материала освоено частично, необходимые практические навыки работы не сформированы, большинство предусмотренных программой обучения учебных заданий не выполнено, либо качество их выполнения оценено числом баллов, близким к минимальному; при дополнительной самостоятельной работе над материалом курса возможно повышение качества выполнения учебных заданий. |

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Ежов И.В. Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин: Учебное пособие. Феникс, 2017. – 284 с.

2. Габдрахманова А. М. МДК 02.01 Эксплуатация нефтегазопромыслового оборудования. Методические рекомендации по выполнению заданий внеаудиторной самостоятельной работы обучающихся 2 курса специальности 21.02.01 Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений – ННТ (филиал) ФГБОУ ВО «ЮГУ», 2016.

СОДЕРЖАНИЕ

| | |
|---|----|
| ВВЕДЕНИЕ | 3 |
| ПЕРЕЧЕНЬ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ | 4 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 1 | 4 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 2 | 8 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 3 | 11 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 4 | 14 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 5 | 18 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 6 | 22 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 7 | 25 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 8 | 27 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 9 | 31 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 10 | 35 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 11 | 38 |
| ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ № 12 | 42 |
| КРИТЕРИИ ОЦЕНИВАНИЯ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАНЯТИЙ | 46 |
| БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК | 47 |

**МДК.02.01 ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ
(РАЗДЕЛ ПМ.2 ЭКСПЛУАТАЦИЯ И ТЕХНИЧЕСКОЕ
ОБСЛУЖИВАНИЕ БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ)**

**21.00.00 ПРИКЛАДНАЯ ГЕОЛОГИЯ, ГОРНОЕ ДЕЛО,
НЕФТЕГАЗОВОЕ ДЕЛО И ГЕОДЕЗИЯ**

специальность 21.02.01

Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**Методические указания к практическим занятиям
для обучающихся 2 курса образовательных учреждений
среднего профессионального образования
всех форм обучения (очная, заочная)**

Методические указания к практическим занятиям
разработал преподаватель: Габдрахманова А.М.

Подписано к печати *19.12.2017 г.*

Формат 60x84/16

Тираж

Объем **3** п.л.

Заказ

1 экз.

МИНОБРНАУКИ РОССИИ

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования**

«Югорский государственный университет»

НИЖНЕВАРТОВСКИЙ НЕФТЯНОЙ ТЕХНИКУМ (филиал)

**федерального государственного бюджетного образовательного учреждения
высшего образования**

«Югорский государственный университет»

628615 Тюменская обл., Ханты-Мансийский автономный округ,

г. Нижневартовск, ул. Мира, 37