

ЛИСТ ДЛЯ ЗАМЕЧАНИЙ

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение.....	3
1. Буровые установки.....	4
1.1 Общие сведения.....	4
1.2 Буровое оборудование на буровой установке.....	6
1.2.1 Буровая вышка.....	6
1.2.2 Буровая лебедка.....	9
1.2.3 Система верхнего привода.....	10
1.2.4 Буровой ключ.....	11
1.2.5 Буровой насос.....	12
1.2.6 Электрогенераторы	14
1.2.7 Циркуляционная система.....	15
1.2.8 Оборудование, механизующее наиболее трудоемкие виды работ.....	17
1.2.9 Оборудования, обеспечивающее обогрев элементов буровой установки.....	17
2. Расчетная часть.....	18
2.1 Расчет подъема вышки гидроцилиндрами.....	18
2.1.1 Определение геометрических размеров.....	18
2.1.2 Усилие в штоке цилиндра без учета сил трения.....	20
2.1.3 Определение скорости опускания вышки.....	22
2.1.4 Определение времени опускания вышки.....	23
2.1.5 Общее время опускания вышки.....	23
2.2 Центровка валов.....	24
Заключение.....	27
Список использованных источников.....	28

ВВЕДЕНИЕ

Бурением называется воздействие спецтехники на почвенные слои, в результате чего в земле образуется скважина, через которую будут добывать ценные ресурсы. Процесс бурения нефтяных скважин осуществляется по разным направлениям работы, которые зависят от расположения почвенного или горного пласта: оно может быть горизонтальным, вертикальным либо наклонным.

В результате работы в земле образуется цилиндрическая пустота в виде прямого ствола, или скважина. Ее диаметр может быть различным в зависимости от назначения, но он всегда меньше параметра длины. Начало скважины расположено на поверхности почвы. Стены называются стволом, а дно скважины – забоем.

Оборудование для бурения нефтяных и газовых скважин – это целый комплекс технологических устройств, инструментов и приспособлений, обеспечивающий сам процесс бурения и промывку скважины с извлечением из неё остатков разбуренных пород. Центральное звено любого бурового комплекса – это буровая установка (буровая вышка).

Буровая установка для бурения нефтяных скважин представляет собой комплекс буровых механизмов, машин и оборудования, который монтируется непосредственно на точке бурения и обеспечивает весь процесс обустройства скважин. В данной работе мы рассмотрим основное оборудование для бурения скважин, а так же произведем расчет подъема вышки гидроцилиндрами, и расчет центровки валов.

1 БУРОВЫЕ УСТАНОВКИ

1.1 Общие сведения

Буровые установки-одно из видов нефтегазового оборудования. Комплекс бурового оборудования и сооружений, предназначенных для бурения скважин. Состав буровых установок зависит от условий и способа бурения.

Буровая установка классифицируют по разным критериям и все зависит от места, от работ, от глубины бурения, по типу установки.

В основном буровые установки классифицируют по следующим видам:

По виду работ;

- для геологоразведочных работ
- для технических скважин
- для эксплуатационных работ

По месту установки;

- наземные

В основном такие установки ставят на твердый грунт.

- морские

Такие устройства снабжены специальной платформой для надводного монтажа и опорами, которые упираются в дно.

По методу бурения;

- для вращательного движения

Техника проделывает отверстие и разрушает грунт при помощи специального инструмента. Он вращается и плотно прилегает к забою.

- машины для вращательно-ударного бурения.

Они воздействуют на грунт или породу посредством ударов по инструменту, который постоянно вращается. Породоразрушающим инструментом может быть коронка или долото, армированное усиленными вставками.

- техника для ударного бурения.

Она работает на основе падающего снаряда.

- установки с вибрационным бурением.

Породоразрушающее приспособление снабжено колонкой бурильных труб. Через нее передается вибрационная нагрузка. Генератором вибрации выступает поверхностное устройство.

- техника для огнеструйного бурения.

Машина разрушает породу и проделывает скважину при помощи газовых струй высоких температур. Огненные потоки передвигаются со скоростью звука и генерируются в недрах специальной горелки.

- техника для разрядно-импульсного бурения.

Машины воздействуют на грунт электрическими разрядами. По виду приводного оборудования;

- электрические

Работоспособность системы обеспечивается питанием от электрического генератора или электрической сети.

- электрогидравлические

Машины применяются для бурения скважин в твёрдых грунтах. Основными рабочими механизмами являются конусообразный цилиндр и диэлектрический держатель.

- дизельные

Эти машины выпускаются преимущественно малогабаритными, а работоспособность обеспечивает мощный дизель.

По способу передвижения;

- передвижная

Она оснащена мобильной основой, которая может передвигаться.

- стационарная

Установка оборудована элементами для монтажа и опорами, установка не передвижная.

По глубине бурения;

- неглубокие -до 600 м.
- средней глубины -до 6000 м.
- глубокие – более 6000 м.

На рисунке 1.1 представлен один из типов буровых установок с ее основными составляющими.



Рисунок 1.1 - Буровая установка

1.2 Оборудование используемое в буровой установке

1.2.1 Буровая вышка

Основанная часть буровой установки, которая устанавливается над скважиной и выполняет следующие функции:

- Поддержание бурильной колонны на талевой системе при бурении с разгрузкой
- Спускоподъемные операций с обсадными и бурильными трубами

- Установка талевой системы и средств механизации спускоподъемных операций, включая платформы верхового рабочего устройства, механизмы АСП и КМСП.

- Размещение бурильных труб
- Размещение извлеченных из скважины утяжеленных бурильных труб.

На производстве чаще всего используется два вида буровых вышек это мачтовая А-образная (рисунок 1.2) и П-образная и башенная (рисунок 1.3).

А-образные вышки, состоящие из двух опор, удерживаемых в вертикальном положении с помощью подкосов или порталного сооружения и канатных оттяжек, более трудоемки в изготовлении и поэтому более дороги.

Они менее устойчивы, но их проще перевозить с места на место и затем монтировать.

Высота буровой вышки зависит от проектной глубины скважины и составляет от 9 до 58 м. Основные технические параметры буровой вышки - высота и грузоподъемность.

Мачтовые вышки выполняются отдельными секциями, сваренными из труб в виде решетчатых ферм. В сечении фермы имеют вид равнобедренного треугольника или прямоугольника. Каждая нога вышки состоит из четырех секций длиной около 10 м. На концах секций имеются фланцы, соединяемые между собой болтами или специальными быстросъемными хомутами.



Рисунок 1.2 - Мачтовая, А-образная буровая вышка

Башенные вышки имеют четыре несущие ноги, связанные решеткой в единую пространственную систему в виде четырехгранной усеченной пирамиды. Они имеют четыре опоры, которыми устанавливаются на фундамент или на основания. Такие вышки изготавливают отдельными секциями из труб или профильного проката. Каждая секция состоит из отдельных деталей: четырех ног, поясов, соединяющих ноги секций в верхней и нижней частях, и диагональных тяг или раскосов в зависимости от конструкции вышки. При сборке детали вышки соединяют болтами.

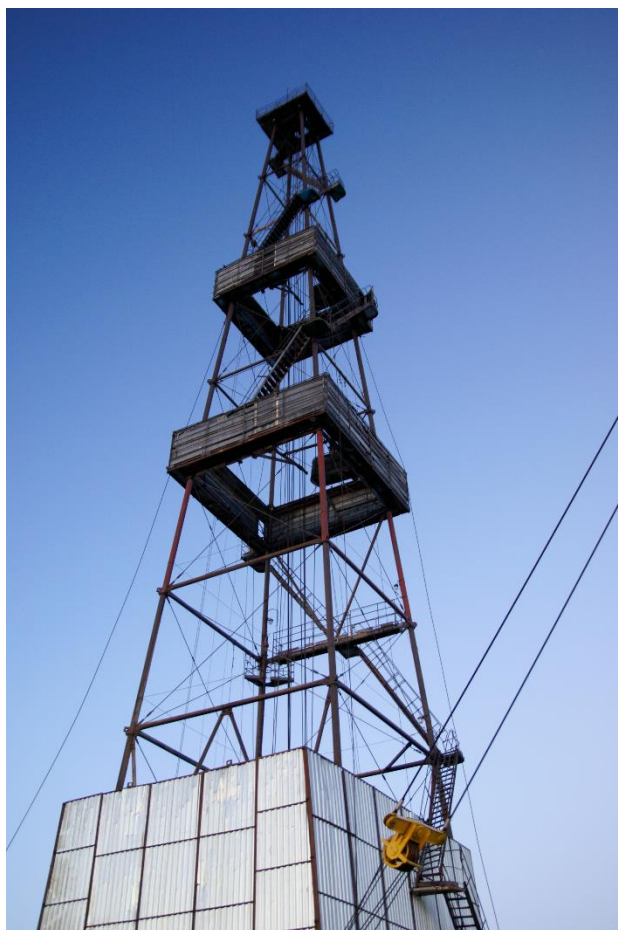


Рисунок 1.3 - буровая вышка башенного типа

1.2.2 Буровая лебедка

Буровые лебедки (рисунок 1.4) относятся к главным агрегатам бурового комплекса, определяющие эффективность бурения.

Буровую лебедку применяют для спуска и подъема буровой колонны, свичивания и развинчивания труб, спуска обсадных колонн, удерживания на весу неподвижной буровой колонны или медленного ее опускания (подачи) в процессе бурения. Кроме того, в ряде случаев буровую лебедку используют для передачи мощности от двигателя к ротору, подтаскивания грузов и других вспомогательных работ.

По назначению лебедки подразделяются на: основные и вспомогательные, а также на универсальные и специализированные

технические характеристики:

- расчетная мощность на входном валу;

- грузоподъемность (при указанной оснастке талевого системы);
- число скоростей вращения подъемного вала;
- размеры подъемного барабана.



Рисунок 1.4 - Буровая лебедка

1.2.3 Система верхнего привода или ротор с вертлюгом

СВП (рисунок 1.5) - важный элемент буровой установки, который представляет собой подвижный вращатель, совмещающий функции вертлюга и ротора, оснащённый комплексом средств для работы с бурильными трубами при выполнении спуско-подъёмных операций. СВП предназначена для быстрой и безаварийной проводки вертикальных, наклонно-направленных и горизонтальных скважин при бурении.

Подвижная часть СВП состоит из вертлюга-редуктора, который на штропах подвешен на траверсе талевого блока.

СВП обеспечивает выполнение следующих технологических операций:

- вращение бурильной колонны при бурении, проработке и расширении ствола скважины;

- свинчивание, докрепление бурильных труб;
- проведение спуско-подъемных операций с бурильными трубами, в том числе наращивание бурильной колонны свечами и однотрубками;
- проведение операций по спуску обсадных колонн;
- проворачивание бурильной колонны при бурении забойным двигателями;
- промывку скважины и проворачивание бурильной колонны при СПО;
- рассаживание бурильных колонн и промывку скважины при ликвидации аварий и осложнений.



Рисунок 1.5 - Система верхнего привода

1.2.4 Буровой ключ

Буровой ключ (рисунок 1.6) - устройство, предназначенное для механизации и автоматизации сопутствующих процессов (свинчивание-

развинчивание, наращивание колонны и др.) в ходе спуско-подъемных операций при бурении нефтяных и газовых скважин.

Выделяют 2 вида буровых ключей:

- автоматические буровые ключи (АКБ),
- автоматические буровые ключи с гидроприводом (КБГ).



Рисунок 1.6 - Буровой ключ

1.2.5 Буровые насосы

Буровые насосы (рисунок 1.7) предназначены для нагнетания в скважину промывочной жидкости с целью очистки забоя от выбуренной породы (шлака) и выноса ее на дневную поверхность; охлаждения и смазки долота; создания гидромониторного эффекта при бурении струйными долотами; приведения в действие забойных гидравлических двигателей.

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

-подача насоса должна быть регулируемой в пределах, обеспечивающих эффективную промывку скважины;

-мощность насоса должна быть достаточной для промывки скважины и привода забойных гидравлических двигателей;

-скорость промывочной жидкости на выходе из насоса должна быть равномерной для устранения инерционных нагрузок и пульсаций давления, вызывающих осложнения в бурении, дополнительные энергетические затраты и усталостные разрушения;

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

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

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

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

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



б

Рисунок 1.7 - Буровой насос

1.2.6 Электродгенераторы

Электротехнический (рисунок 1.8) комплекс современной буровой установки с электрическим приводом главных механизмов представляет совокупность подсистем, обеспечивающих выработку (при отсутствии централизованного электроснабжения), распределение, преобразование и использование электрической энергии, а также управление всеми указанными подсистемами, и включает:

- распределительные устройства высокого напряжения;
- силовые и преобразовательные трансформаторы;
- электрические машины переменного и постоянного тока;
- комплектные тиристорные устройства;
- комплектные устройства управления, защиты и распределения электрической энергии низкого напряжения;
- кабели и провода;
- электрические источники света;
- передвижные электростанции.

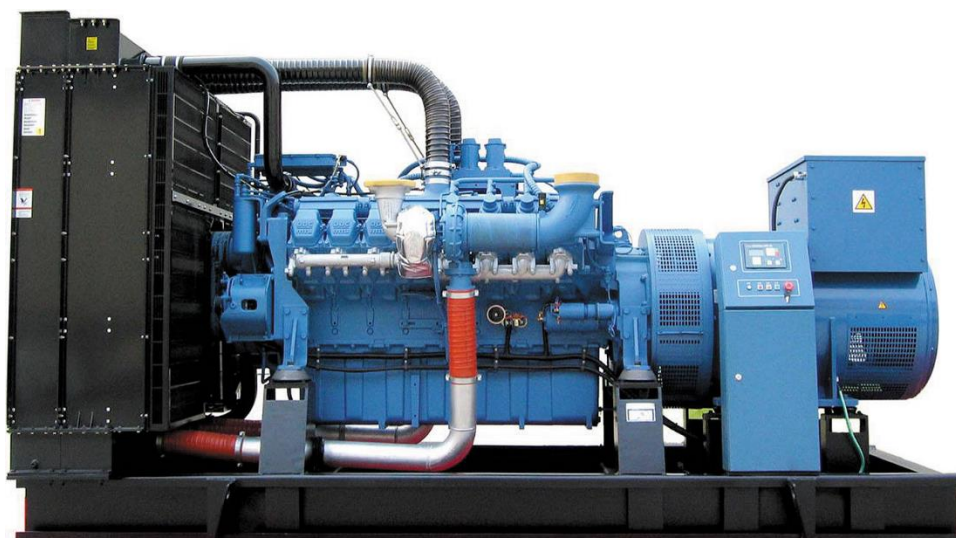


Рисунок 1.8- Электродгенератор буровой

1.2.7 Циркуляционная система

Циркуляционная система буровой установки включает в себя комплекс элементов, связанных с движением, распределением, обработкой, отводом и хранением жидкости, необходимой в процессе бурения скважин.

В число функций, выполняемых при помощи различных компонент циркуляционной системы буровой установки, входит:

1. Приготовление бурового раствора в соответствии с требуемыми параметрами для конкретных условий бурения, а также изменение его физико-механических свойств.

2. Очистка отработанного бурового раствора от шлама, выбуренных частей породы и различных примесей с целью его повторного использования. Подробнее о данной технологии можно ознакомиться в статье о так называемом безамбарном бурении. Также циркуляционные системы буровых установок производят дегазацию бурового раствора в случае необходимости.

3. Подача раствора в скважину для реализации процесса бурения, а также подведение мощности к забойному двигателю и буровому долоту.

4. Хранение запаса бурового раствора в специальных емкостях и резервуарах.

Условно можно разделить комплекс наземных элементов циркуляционной системы на две функциональные части. Одна из них отвечает за очистку и обработку раствора, а вторая – за нагнетание и регулировку его подачи в скважину. Для выполнения всех этих функций требуется следующий набор основного оборудования:

- Система очистных устройств, которая включает вибросито, песко-илоотделители, центрифугу и дегазатор. Применение многоступенчатой системы очистки позволяет провести тщательную подготовку отработанного бурового раствора для повторного использования.

- Рабочие и запасные емкости обеспечивают место для хранения раствора. Такие емкости часто снабжаются перемешивателями механического или гидравлического типа.
- Трубопроводы, по которым циркулирует раствор, и средства их соединения.
- Резервуары для хранения реагентов для обработки и изменения свойств применяемых жидкостей.
- Буровые насосы для нагнетания и контроля подачи жидкости.

В ее состав также входят желоба, доливные емкости и ряд других компонент. Кроме того, весь комплекс часто снабжается специальными тентами, в которых могут быть предусмотрены дополнительное утепление и система отопления.

Применение циркуляционных систем при бурении для обеспечения многократной циркуляции раствора по замкнутой системе между насосным оборудованием и скважиной позволяет снизить расходы и улучшить экономические показатели.

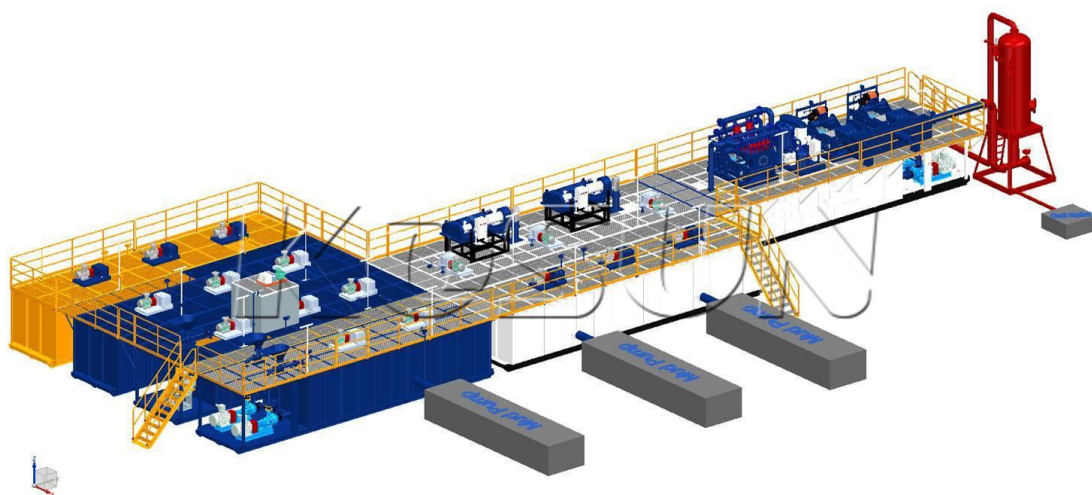


Рисунок 1.9 - Циркуляционная система.

1.2.8 Оборудование, механизмирующее наиболее трудоемкие виды работ

1. устройство для регулировки подачи долота;
2. механизмы, позволяющие автоматизировать спусковые и подъемные операции;
3. клиновой пневматический захват для труб;
4. вспомогательная лебедка;
5. пневматический раскрепитель;
6. краны для проведения ремонта;
7. пульт для контроля за процессами бурения;
8. управляющие посты.

1.2.9 Оборудования, обеспечивающее обогрев элементов буровой установки

1. теплогенераторы;
2. радиаторы отопления;
3. коммуникации, обеспечивающие циркуляцию теплоносителя.

2 РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

2.1 Расчет подъема вышки гидроцилиндрами

Исходные данные приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Исходные данные

Параметр	Вариант 1
l_0 , мм	2021
h_0 , мм	2360
c_1 , мм	1822
c_2 , мм	1818
ρ , кг/м ³	850
P_1 , Мпа	
1 ступень	13,36
2 ступень	10,50
3 ступень	7,09

2.1.1 Определение геометрических размеров

Расстояние между опорой вышки и осью гидроцилиндра определяется по формуле:

$$AB = K = \sqrt{l_0^2 + h_0^2};$$

где l_0 – расстояние между опорой вышки и опорой гидроцилиндра по вертикали;
 h_0 – расстояние между опорой вышки и опорой гидроцилиндра по горизонтали.

$$AB = K = \sqrt{2021^2 + 2360^2} = 3108,10 \text{ мм.}$$

Расстояние между осями опоры вышки и штоком гидроцилиндра:

$$AC = P = \sqrt{(l_0 - c_1)^2 + (h_0 - c_2)^2};$$

где c_1 –длина цилиндра по вертикали;
 c_2 –длина цилиндра по горизонтали.

$$AC = P = \sqrt{(2021 - 1822)^2 + (2360 - 1818)^2} = 577,39 \text{ мм.}$$

Длина цилиндра с выдвинутыми ступенями на начало подъема:

$$BC = L_0 = \sqrt{c_1^2 + c_2^2};$$

$$BC = L_0 = \sqrt{1822^2 + 1818^2} = 2573,87 \text{ мм.}$$

Угол между осью вышки и осью гидроцилиндра с выдвинутыми ступенями:

$$B_0 = \arctg \frac{l_0}{h_0} - \arctg \frac{l_0 - c_1}{h_0 + c_2};$$

$$B_0 = \arctg \frac{2021}{2360} - \arctg \frac{2021 - 1822}{2360 + 1818} = 37,84.$$

2.1.2 Усилие в штоке одного цилиндра без учета сил трения

Усилие в штоке одного цилиндра без учета сил трения рассчитывается по формуле:

$$F_i = \frac{G \cdot R \cdot \cos(A_i + E)}{2H_i \cdot \cos E}$$

где G – вес вышки, G=340 кН;

R – расстояние от опоры ноги вышки до центра тяжести вышки, R=15,3м;

A_i – угол поворота вышки;

E – угол между горизонталью проходящей через опору А и линией соединяющей опору и центр тяжести вышки, E=4,34°;

H_i – плечо силы воздействия цилиндра на вышку при подъеме:

$$F_1 = \frac{340 \cdot 10^3 \cdot 15,3 \cdot \cos(0^\circ + 4,34^\circ)}{2 \cdot 411,45 \cdot \cos 4,34^\circ} = 6321,54 \text{ мм;}$$

$$F_2 = \frac{340 \cdot 10^3 \cdot 15,3 \cdot \cos(30^\circ + 4,34^\circ)}{2 \cdot 565,43 \cdot \cos 4,34^\circ} = 3809,14 \text{ мм;}$$

$$F_3 = \frac{340 \cdot 10^3 \cdot 15,3 \cdot \cos(66^\circ + 4,34^\circ)}{2 \cdot 528,94 \cdot \cos 4,34^\circ} = 1659,14 \text{ мм;}$$

$$F_4 = \frac{340 \cdot 10^3 \cdot 15,3 \cdot \cos(92,7^\circ + 4,34^\circ)}{2 \cdot 388,44 \cdot \cos 4,34^\circ} = -823,02 \text{ мм;}$$

$$H_i = \frac{P \cdot K}{L_i} \sin(A_i + B_0)$$

где L_i – длина цилиндра в зависимости от угла поворота вышки.

$$H_1 = \frac{577,39 \cdot 3108,1}{2675,66} \sin(0 + 37,84^\circ) = 411,45 \text{ мм;}$$

$$H_2 = \frac{577,39 \cdot 3108,10}{2939,36} \sin(30 + 37,84^\circ) = 565,43 \text{ мм};$$

$$H_3 = \frac{577,39 \cdot 3108,10}{3294,27} \sin(66 + 37,84^\circ) = 528,94 \text{ мм};$$

$$H_4 = \frac{577,39 \cdot 3108,10}{3510,92} \sin(92,7 + 37,84^\circ) = 388,44 \text{ мм}.$$

$$L_i = \sqrt{P^2 + K^2 - 2P \cdot K \cdot \cos(A_i + B_0)}$$

$$L_1 = \sqrt{577,39^2 + 3108,10^2 - 2 \cdot 577,39 \cdot 3108,10 \cdot \cos(0 + 37,84^\circ)}$$

$$= 2675,66 \text{ мм};$$

$$L_2 = \sqrt{577,39^2 + 3108,10^2 - 2 \cdot 577,39 \cdot 3108,10 \cdot \cos(30 + 37,84^\circ)}$$

$$= 2939,36 \text{ мм};$$

$$L_3 = \sqrt{577,39^2 + 3108,10^2 - 2 \cdot 577,39 \cdot 3108,10 \cdot \cos(66 + 37,84^\circ)}$$

$$= 3294,27 \text{ мм};$$

$$L_4 = \sqrt{577,39^2 + 3108,10^2 - 2 \cdot 577,39 \cdot 3108,10 \cdot \cos(92,7 + 37,84^\circ)}$$

$$= 3510,92 \text{ мм}.$$

Получившиеся результаты внесем в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 - Результаты расчета

А, град.	L, м	H, м	F, м
0	2,67	0,41	6,32
30,0	2,93	0,56	3,80
66,0	3,29	0,52	1,65
92,7	3,51	0,38	-0,82

На рисунке 2.1 график зависимости F(A):

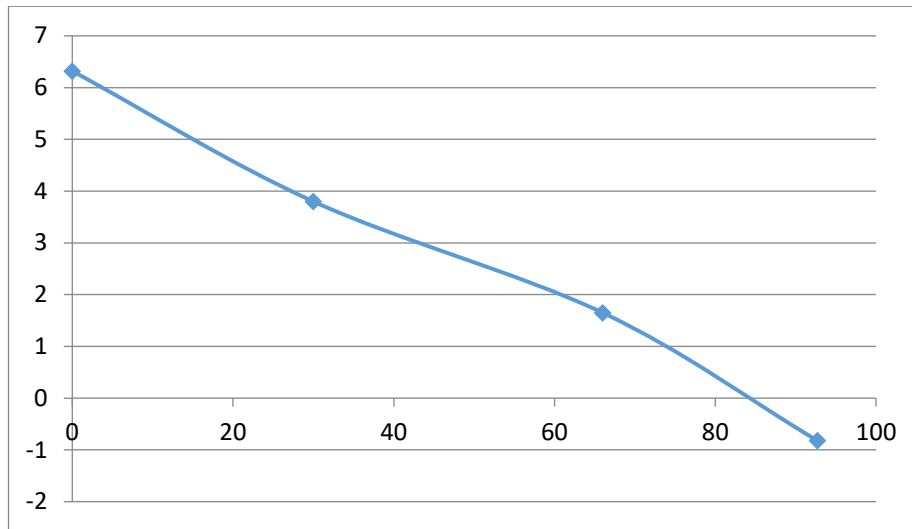


Рисунок 2.1 - График зависимости F(A)

2.1.3 Определение скорости опускания вышки

Скорость определяется вначале и в конце опускания вышки на каждой степени вначале опускания:

$$V_{iH} = \sqrt{\frac{2P_{iH}}{\varepsilon \cdot \rho} \cdot \frac{F_{др}}{F_i}};$$

В конце опускания:

$$V_{iK} = \sqrt{\frac{2P_{max}}{\varepsilon \cdot \rho} \cdot \frac{F_{др}}{F_i}};$$

где P_{iH} – давление в поршневой полости i -той ступени;

P_{max} – давление в конце хода опускания вышки, $P_{max}=16,47$ МПа;

ε – суммарный коэффициент сопротивления дроссельного отверстия, $\varepsilon=1,32$;

ρ – плотность масла;

$F_{др}$ – площадь дроссельного отверстия;

F_i – площадь поршневой полости i -той ступени в начале опускания.

$$V_{1H} = \sqrt{\frac{2 \cdot 1,41 \cdot 10^6}{1,32 \cdot 850} \cdot \frac{3,14 \cdot 10^{-3}}{41,53}} = 0,43;$$

$$V_{2H} = \sqrt{\frac{2 \cdot 3,81 \cdot 10^6}{1,32 \cdot 850} \cdot \frac{3,14 \cdot 10^{-3}}{61,54}} = 0,58;$$

$$V_{3H} = \sqrt{\frac{2 \cdot 7,13 \cdot 10^6}{1,32 \cdot 850} \cdot \frac{3,14 \cdot 10^{-3}}{90,75}} = 0,66;$$

$$V_{1K} = \sqrt{\frac{2 \cdot 16,47 \cdot 10^6}{1,32 \cdot 850} \cdot \frac{3,14 \cdot 10^{-3}}{41,53}} = 1,48;$$

$$V_{2K} = \sqrt{\frac{2 \cdot 16,47 \cdot 10^6}{1,32 \cdot 850} \cdot \frac{3,14 \cdot 10^{-3}}{61,54}} = 1,22;$$

$$V_{3K} = \sqrt{\frac{2 \cdot 16,47 \cdot 10^6}{1,32 \cdot 850} \cdot \frac{3,14 \cdot 10^{-3}}{90,75}} = 1,00;$$

$$P_{iH} = (P_p - P_i) \frac{F_{шиi}}{F_i};$$

где P_p – рабочее давление в гидросистеме, $P_p=17$ МПа.

$F_{шиi}$ – давление в штоковой полости i -той ступени.

$$P_{1H} = (17 - 13,36) \frac{16092,5}{41526,5} = 1,41 \text{ МПа};$$

$$P_{2H} = (17 - 10,50) \frac{36110}{61544} = 3,81 \text{ МПа};$$

$$P_{3H} = (17 - 7,09) \frac{65312}{90746} = 7,13 \text{ МПа};$$

$$F_{шиi} = \frac{\pi}{4} (D_i^2 - d_{шми}^2);$$

где $d_{шми}$ – диаметр штока.

$$F_{ши1} = \frac{3,14}{4} \cdot (230^2 - 180^2) = 16092,5 \text{ мм};$$

$$F_{ши2} = \frac{3,14}{4} \cdot (280^2 - 180^2) = 36110 \text{ мм};$$

$$F_{ши3} = \frac{3,14}{4} \cdot (340^2 - 180^2) = 65312 \text{ мм}.$$

$$F_{др} = \frac{\pi}{4} D_r^2;$$

где D_r – диаметр дроссельного отверстия, $D_r=2$ мм.

$$F_{др} = \frac{3,14}{4} \cdot 2^2 = 3,14 \text{ мм}.$$

$$F_i = \frac{\pi}{4} D_i^2;$$

где D_i – диаметр поршня.

$$F_1 = \frac{3,14}{4} \cdot 230^2 = 41526,5 \text{ мм};$$

$$F_2 = \frac{3,14}{4} \cdot 280^2 = 61544 \text{ мм};$$

$$F_3 = \frac{3,14}{4} \cdot 340^2 = 90746 \text{ мм}.$$

Таблица 2.3-Исходные данные

Номер ступени	D_i , мм	$d_{шми}$, мм	P_i , МПа
1	230	180	13,36
2	280	180	10,50
3	340	180	7,09

2.1.4 Определение времени опускания вышки

$$t_i = \frac{x_i}{V_{icp}};$$

где V_{icp} – средняя скорость опускания на i -той ступени.

x_i – ход поршня i -той ступени:

$$t_0 = \frac{175,66}{0,67} = 262,18;$$

$$t_1 = \frac{263,70}{0,79} = 333,79;$$

$$t_2 = \frac{354,91}{0,83} = 427,59;$$

$$x_0 = L_0 - L_{min};$$

где $L_{min} = 2500$ мм.

$$x_0 = 2675,66 - 2500 = 175,66 \text{ мм};$$

$$x_1 = 2939,36 - 2675,66 = 263,70 \text{ мм};$$

$$x_2 = 3294,27 - 2939,36 = 354,91 \text{ мм};$$

$$x_3 = 3510,91 - 3294,27 = 216,64 \text{ мм}.$$

2.1.5 Общее время опускания вышки:

$$t_i \sum_1^n t_i$$

$$t_i = 262,18 + 333,79 + 427,59 = 1023,56 \text{ с}$$

2.2 Центровка валов

Исходные данные приведены в таблице 2.4.

Таблица 2.4 - Исходные данные

Параметры, мм	Вариант 1
a1	2,75
a2	2,94
a3	2,88
a4	2,57
b1	2,36
b2	2,12
b3	2,17
b4	2,28
D	200
L	1200

Смещение осей центрируемых валов определяют как полуразность величин диаметрально противоположных радиальных зазоров, замеренных в четырех точках (0, 90, 180 и 270°) при одновременном проворачивании центрируемых валов т.е.

Смещение в вертикальной плоскости:

$$\delta_{\text{в}} = \frac{a_1 - a_2}{2};$$

$$\delta_{\text{в}} = \frac{2,75 - 2,94}{2} = -0,095 \text{ мм.}$$

Смещение в горизонтальной плоскости:

$$\delta_{\text{г}} = \frac{a_4 - a_3}{2};$$

$$\delta_{\text{г}} = \frac{2,57 - 2,88}{2} = -0,31 \text{ мм;}$$

При отсутствии смещения осей валов:

$$a_1 + a_2 = a_3 + a_4$$

$$2,75 + 2,94 = 2,88 + 2,57$$

$$5,69 \neq 5,45$$

Для устранения перекоса осей валов ось центрируемого вала необходимо сместить на величину

$$h_{\text{в}} = \frac{b_1 - b_2}{D} L;$$

$$h_{\text{в}} = \frac{2,36 - 2,12}{200} \cdot 1200 = 1,44 \text{ мм.}$$

$$h_{\text{г}} = \frac{b_3 - b_4}{D} L;$$

$$h_{\text{г}} = \frac{2,17 - 2,28}{200} \cdot 1200 = -0,66 \text{ мм;}$$

где L – длина вала от полумуфты до второй опоры,
 D – диаметр полумуфты

При отсутствии перекоса:

$$b_1 = b_2 = b_3 = b_4;$$

$$2,36 \neq 2,12 \neq 2,17 \neq 2,28.$$

Есть как смещение, так и перекося.

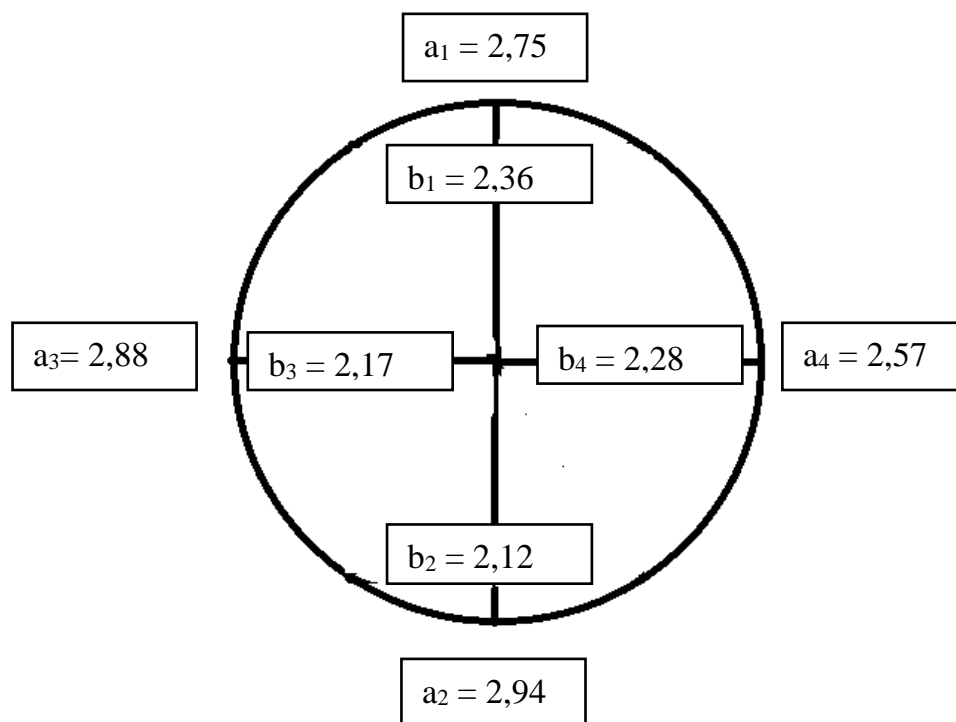


Рисунок 2.2 – Круговая диаграмма зазоров.

В данной работе по заданным данным у вала есть как перекося так и смещение, для устранения смещения. Следует сместить вал по горизонтальной плоскости на – 0,31 мм влево, а по вертикальной плоскости на – 0,095 мм вниз. Для устранения перекося, вал следует сместить в горизонтальной плоскости на – 0,66 мм, а по вертикальной плоскости на 1,44 мм.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе были рассмотрены буровая установка, а также ее основные узлы и агрегаты в современном исполнении. Наука не стоит на месте, и с каждым годом нефтяная отрасль становится совершенней. Сокращается количество оборудования и повышается его ресурс. Соответственно это положительно сказывается на экономике предприятия. Многочисленное оборудование уже не применяется в добыче нефти и газа. Т.к быстро устаревает и ему на замену приходит новое, более совершенное и сложное, поэтому при его эксплуатации требуется более опытные бригады. Которые проходят обучение в специализированных образовательных учреждениях.

Так же мы посчитали скорость подъема и опускания буровой вышки, и произвели расчет центровки валов. Я считаю, что эти знания помогут мне в будущем, при работе по добыче нефти и газа.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы.- М.: Недра, 1988. - 501 с.;
2. Гульянц Г.М. Противовыбросовое оборудование скважин, стойкое к сероводороду. - М.: Недра, 1975. - 289 с.;
3. Раабен А.А. и др. Монтаж бурового и эксплуатационного оборудования.- Справочное пособие.- М.: Недра, 1991. – 216 с.;
4. Сайт ООО «Объединённая компания «Рустехнологии МУРОМ» [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.metalinfo.ru/ru/research?parent=rubricator&child=getresearch&id=29394/> (дата обращения: 17.11.2021);
5. Сайт компании «Эй Ти Консалтинг» [Электронный ресурс] - Режим доступа: <http://www.atconsult.ru/prevent.html/> (дата обращения: 17.11.2021);
6. Сайт выставки «Нефтегаз 2021» [Электронный ресурс] - Режим доступа: <https://www.neftegaz-expo.ru/ru/articles/proizvodstvo-oborudovaniya-dlya-neftegazovoj-promyshlennosti/> (дата обращения: 17.11.2021).